



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DANIEL RODRÍGUEZ LÓPEZ

**METODOLOGIA INTEGRADA DE DIAGNÓSTICO: ASPECTOS DE ANÁLISE DE
TERMOECONOMIA E CONFIABILIDADE APLICADOS A SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO**

Recife

2023

DANIEL RODRÍGUEZ LÓPEZ

**METODOLOGIA INTEGRADA DE DIAGNÓSTICO: ASPECTOS DE ANÁLISE DE
TERMOECONOMIA E CONFIABILIDADE APLICADOS A SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Energia.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Recarte Henríquez Guererro

Coorientador: Prof. Dr. Manuel Perdomo Ojeda

Recife

2023

Catálogo na fonte:
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4/1502

R696m Rodríguez López, Daniel.
Metodologia integrada de diagnóstico: aspectos de análise de termoeconomia e confiabilidade aplicados a sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido. / Daniel Rodríguez López. – 2023.
195 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Recarte Henriquez Guerrero.
Coorientador: Prof. Dr. Manuel Perdomo Ojeda.
Tese (doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Recife, 2023.
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia mecânica. 2. Armazenamento de energia por ar comprimido. 3. Armazenamento de energia térmica. 4. Análise termodinâmica. 5. Análise exergoeconômica. 6. Análise de confiabilidade. I. Henriquez Guerrero, Jorge Recarte (orientador). II. Perdomo Ojeda, Manuel (coorientador). III. Título.

621 CDD (22. ed.)

UFPE
BCTG/2023-278

DANIEL RODRÍGUEZ LÓPEZ

**METODOLOGIA INTEGRADA DE DIAGNÓSTICO: ASPECTOS DE ANÁLISE DE
TERMOECONOMIA E CONFIABILIDADE APLICADOS A SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Energia.

Aprovada em: 29/08/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jorge Recarte Henriquez Guerrero (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alvaro Antonio Ochoa Villa (Examinador Interno)
Instituto Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Carlos Charamba Dutra (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Carlos Antonio Cabral dos Santos (Examinador Externo)
Universidade Federal da Paraíba

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira (Examinador Externo)
Universidade de São Paulo

A minha mãe, por ser fonte inesgotável de amor, compreensão e dedicação.

A minha mãe, por ser o sorriso detrás da minha felicidade e o suporte por trás dos meus logros.

A minha mãe, por ser a primeira mão que aparece na frente quando a vida me faz dobrar o joelho e não me deixa continuar.

A minha mãe, que nunca deixou de acreditar em mim, inclusive em aqueles momentos em que eu mesmo duvidei.

A minha mãe, porque de oito bilhões de pessoas no mundo, não consigo pensar em alguém melhor.

AGRADECIMENTOS

Na viagem que realizamos entre a primeira vez que inspiramos e a última vez que expiramos, pouco peso devemos carregar na bagagem se queremos chamar o trajeto percorrido de vida. Poucos itens nesta bagagem, leves e duradouros, sobrevivem ao avanço constante do tempo, que encontra solução a tudo acumulando segundos: família, amigos, pessoas importantes. Alguns dos que fizeram parte desta etapa se mencionam a seguir:

Agradeço a minha mãe, Vivian, por fazer deste processo o seu também, e por demonstrar que não existe distância capaz de reduzir o amor de mãe. A minha irmã, Dayetsi, que na entrega de carinho e apoio apenas perdeu para mãinha. Ao meu sobrinho, Julitín, porque um sorriso no seu rosto se tornou um dos meus objetivos. Ao meu pai, Daniel, pelo seu apoio. Ao meu tio, Vla, que me ensinou que a principal recompensa por alcançar um objetivo é o próprio objetivo alcançado. A toda minha família porque, de uma forma ou outra, sempre ficaram na torcida me desejando sucesso. Também agradeço a minha família adotiva de Marianao, na Havana, que me acolheram e me deram um lar para que a distância da minha família fosse menos dolorosa.

Ao meu orientador, o Professor Jorge Henríquez, pelo aprendizado durante todo este tempo, pela dedicação, confiança e constância, por contribuir ao meu crescimento profissional e pessoal, sendo parte indiscutível da minha evolução.

Ao meu coorientador, o Professor Manuel Perdomo, pelo apoio e acompanhamento desde que era apenas um estudante de engenharia.

Aos professores da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) e do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), pela disposição para esclarecimento de dúvidas nas matérias cursadas e na pesquisa. Entre eles os professores: Claudino Lira, Rita de Cássia, José C. Charamba, Carlos A. Brayner, Jair de Lima, Álvaro A. Ochoa, e José Â. Peixoto.

Aos professores do Instituto Superior de Tecnologias e Ciências Aplicadas, Universidade da Havana, que estabeleceram as bases que me possibilitaram continuar evoluindo profissional e pessoalmente. Ressaltando entre eles os professores: Lázaro Rodríguez, Carlos R. García, Antonio Torres, Norma Rodríguez e María D. Andrade.

Agradecer à Secretaria do Programa de Pós-Graduação pelo esforço e contribuição no meu processo de adaptação, ficando na melhor disposição sempre que precisei, e aos os colegas do programa, que também formaram parte deste processo.

A todos os colegas e amigos da empresa TRADER ENERGIA e SolarCedro, que me acolheram com carinho incondicional e pude conhecer, em primeira fila, a cultura nordestina,

chegando a ser, segundo eles, o cubano mais pernambucano que existe. Com carinho especial a Tatiana Flávia que, com intuito e carinho de mãe, ficava de olho em mim e “dava um jeito” de me ajudar.

A todos os meus amigos, os mais velhos, e os que tive a oportunidade de conhecer neste grande país. A lista é merecedora de um capítulo aparte, mas apenas menciono alguns deles, mais presentes nesta etapa: Reynaldo, Jarvin, Alberto, Erian, Abel, Pedrão, Igor e Dionísio Jr.

A Fania pela companhia e apoio em parte deste longo processo pois, através dela, pude enxergar o Brasil desde um olhar diferente.

A minha segunda pátria, Brasil, com especial carinho ao Nordeste, que cada dia me convencem mais de que tomei a decisão correta quando decidi iniciar o Doutorado.

À Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) pela oportunidade de realizar os meus estudos de Doutorado.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo auxílio financeiro fornecido através da bolsa de Doutorado, sem o qual não teria sido possível a realização e conclusão deste trabalho.

“Se pude enxergar mais longe, foi porque me apoiei em ombros de gigantes [...]”.

(NEWTON, 1675).

RESUMO

A demanda mundial de energia elétrica aumentou rapidamente nas últimas décadas, o que está resultando no consumo acelerado dos recursos energéticos não renováveis, tais como carvão, gás natural, petróleo e dos combustíveis nucleares fissionáveis, o que traz impactos negativos para o meio ambiente. No entanto, a geração a partir das fontes renováveis de energia, entre elas a geração por fontes eólica e solar fotovoltaica, também apresentou um incremento. No Brasil as energias renováveis são um caso de sucesso, dominadas historicamente pela geração hidrelétrica. Porém, a expansão desta fonte de geração enfrenta progressivamente maiores custos e restrições. Neste cenário, a geração a partir de fontes eólica e solar fotovoltaica mostraram um aumento considerável nos últimos 10 anos. As características intermitentes destas fontes podem gerar instabilidade nas redes de energia. Logo, são necessárias tecnologias com capacidade de absorver as bruscas variações de potência, bem como garantir uma reserva de potência adequada, como os sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES). No presente trabalho foram analisadas três configurações diferentes de sistemas CAES, acionados por fontes de energia primária de natureza intermitente, eólica e solar fotovoltaica, com base em critérios termoeconômicos e de confiabilidade, para desenhar uma metodologia integrada de diagnóstico. As eficiências de ida e volta, 1 e 2, do sistema CAES de referência foram de 0,31 e 0,23 respectivamente, e a eficiência exergética foi de 0,23. Esta configuração foi comparada com duas configurações mais avançadas, integradas com sistemas de armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível, em leito fixo e em óleos térmicos. Análises termoeconômicas foram realizadas para avaliar estratégias de comercialização da energia elétrica armazenada em cada configuração. Com base no método de análise de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAe) foi avaliada a confiabilidade destes sistemas, para selecionar os componentes mais importantes para a confiabilidade da instalação. Em cada análise era avaliado o efeito da fonte primária de energia usada para acionamento do sistema CAES. Finalmente, foi estruturada uma metodologia integrada de diagnóstico com base nos métodos de análise e critérios de hierarquização.

Palavras-chave: armazenamento de energia por ar comprimido; armazenamento de energia térmica; análise termodinâmica; análise exergoeconômica; análise de confiabilidade.

ABSTRACT

Global demand for electricity has increased rapidly in recent decades, which is resulting in accelerated consumption of non-renewable energy resources such as coal, natural gas, oil and fissionable nuclear fuels, leading to negative impacts on the environment. However, generation from renewable energy sources, including wind and solar photovoltaic generation, has also increased. In Brazil, renewable energy is a success case, historically dominated by hydroelectric generation. However, the expansion of this generation source faces progressively higher costs and constraints. In this scenario, generation from wind and solar photovoltaic sources has shown a considerable increase in the last 10 years. But, the intermittent characteristics of these sources can generate instability in power grids. Therefore, technologies with the capacity to absorb sudden power variations are needed. As well as ensuring an adequate power reserve, such as compressed air energy storage systems (CAES). The round-trip efficiencies, 1 and 2, of the reference CAES system were 0.31 and 0.23 respectively, and the exergetic efficiency was 0.23. This configuration was compared with two more advanced configurations, integrated with thermal energy storage (TES) systems by sensible heat, both in fixed bed and in thermal oils. Thermo-economic analyses were performed to evaluate strategies for trading the stored electrical energy in each configuration. Based on the expanded failure modes and effects analysis (FMEAe) method, the reliability of these systems was assessed to select the most important components for the reliability of the installation. In each analysis, the effect of the primary energy source used to drive the CAES system was evaluated. Finally, an integrated diagnostic methodology was structured based on the analysis methods and prioritization criteria.

Keywords: compressed air energy storage; thermal energy storage; thermodynamic analysis; exergoeconomic analysis; reliability analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Capacidade instalada de fontes renováveis de energia, 2010-2021.....	29
Figura 2 –	Crescimento global da geração elétrica renovável em relação ao crescimento da geração elétrica total por cenário, 2021-2050.....	30
Figura 3 –	Evolução anual da energia eólica no Brasil (2011-2021), a) Capacidade instalada; b) Geração elétrica.....	31
Figura 4 –	Evolução anual da energia solar fotovoltaica no Brasil (2011-2021), a) Capacidade instalada; b) Geração elétrica.....	31
Figura 5 –	Diagrama simplificado de uma usina hidrelétrica reversível.....	39
Figura 6 –	Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento de energia com volante de inércia.....	41
Figura 7 –	Diagrama simplificado de uma célula eletroquímica conectada a uma carga.....	42
Figura 8 –	Esquema de um sistema de armazenamento de energia por hidrogênio.....	44
Figura 9 –	Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento de energia em bobinas supercondutoras.....	46
Figura 10 –	Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento de energia em supercapacitores.....	48
Figura 11 –	Esquema de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido.....	50
Figura 12 –	Campo de aplicação das tecnologias de armazenamento de energia elétrica em função da Potência Nominal e do tempo de descarregamento.....	53
Figura 13 –	Reservatório CAES a pressão constante com coluna de água compensadora.....	57
Figura 14 –	Esquema com modos de operação da planta CAES Huntorf.....	58
Figura 15 –	Esquema com modos e dados de operação da planta CAES McIntosh.....	59
Figura 16 –	Principais etapas de um sistema TES: carregamento, armazenamento e descarregamento.....	70
Figura 17 –	Exemplo de uma matriz de risco com formato 5x5.....	87

Figura 18 – Esboço geral de uma árvore de eventos.....	88
Figura 19 – Diagrama típico de uma árvore de falhas.....	89
Figura 20 – Sistema CAES isocórico convencional com recuperação do calor dos gases de exaustão.....	95
Figura 21 – Sistema CAES isocórico com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível tipo leito fixo.....	97
Figura 22 – Sistema CAES isocórico com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível com óleo térmico.....	98
Figura 23 – Configurações das esferas no TES, a) Maior compactação; b) Menor compactação.....	106
Figura 24 – Disposição das esferas na configuração de menor compactação no TES, arranjos triangular e hexagonal.....	107
Figura 25 – Representação simplificada dos Submercados, Reservatórios Equivalentes de Energia e intercâmbios de energia do SIN.....	117
Figura 26 – Perfil médio de carga, mensal e anual, do Sistema Interligado Nacional (SIN) durante o ano 2022.....	117
Figura 27 – Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO).....	118
Figura 28 – Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Sul (S).....	118
Figura 29 – Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Nordeste (NE).....	119
Figura 30 – Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Norte (N).....	119
Figura 31 – Preço médio de liquidação de diferenças (2022), horário e diário, submercado Nordeste (NE).....	120
Figura 32 – Perfil de geração média eólica, mensal e anual, Brasil 2022.....	122
Figura 33 – Perfil de geração média solar fotovoltaica, mensal e anual, Brasil 2022.....	122
Figura 34 – Esquema para análise FMEAe da configuração CAES de referência, com recuperação do calor dos gases de exaustão.....	128

Figura 35 – Esquema para análise FMEAe da configuração com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível tipo leito fixo.....	128
Figura 36 – Esquema para análise FMEAe da configuração com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível em óleo térmico.....	129
Figura 37 – Diagrama unifilar simplificado da fonte primária de energia a partir da geração solar fotovoltaica.....	129
Figura 38 – Diagrama unifilar simplificado da fonte primária de energia a partir da geração eólica.....	130
Figura 39 – Estrutura do sistema de instrumentação e controle (I&C).....	130
Figura 40 – Diagrama de fluxo para aplicação da Metodologia Integrada de Diagnóstico.....	132
Figura 41 – Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração hexagonal).....	137
Figura 42 – Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração hexagonal).....	138
Figura 43 – Perfil de temperatura do ar na saída do TES ao longo da etapa de carregamento.....	139
Figura 44 – Perfil de temperatura do ar na saída do TES ao longo da etapa de descarregamento.....	139
Figura 45 – Eficiência da fonte primária de energia, solar fotovoltaica, no sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo.....	140
Figura 46 – Eficiência da fonte primária de energia, eólica, no sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo.....	140
Figura 47 – Eficiência da fonte primária de energia, ciclo de microturbina a gás, no sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo.....	141
Figura 48 – Eficiência de ida e volta 1 ($\eta_{RT,I}$) do sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo.....	141

Figura 49 – Eficiência de ida e volta 2 ($\eta_{RT,2}$) do sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo.....	142
Figura 50 – Taxa de destruição exérgica (\dot{E}_x^D) no sistema TES por calor sensível em leito fixo durante a etapa de carregamento.....	142
Figura 51 – Taxa de destruição exérgica (\dot{E}_x^D) no sistema TES por calor sensível em leito fixo durante a etapa de descarregamento.....	143
Figura 52 – Comparação do consumo de combustível (\dot{m}_{GN}) nas configurações CAES estudadas.....	146
Figura 53 – Comparação da eficiência isentrópica (ψ_{II}) nas configurações CAES estudadas.....	147
Figura 54 – Avaliação do risco do sistema CAES convencional, acionado por uma fonte de geração solar fotovoltaica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE.....	152
Figura 55 – Avaliação do risco do sistema CAES convencional, acionado por uma turbina eólica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE.....	152
Figura 56 – Criticidade dos componentes (IRC_i) do sistema CAES convencional, acionado por uma fonte de geração solar fotovoltaica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE.....	153
Figura 57 – Criticidade dos componentes (IRC_i) do sistema CAES convencional acionado por um aerogerador, a) Matriz de Risco; b) FMEAE.....	153
Figura 58 – Índice IIR_i dos componentes do sistema CAES convencional, acionado por uma fonte de geração solar fotovoltaica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE.....	154
Figura 59 – Índice IIR_i dos componentes do sistema CAES convencional acionado por um aerogerador, a) Matriz de Risco; b) FMEAE.....	154
Figura 60 – Criticidade dos componentes (IRC_i) do sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica.....	155
Figura 61 – Índice IIC_k dos componentes do sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica.....	156

Figura 62 – Criticidade dos componentes IRC_i do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica.....	157
Figura 63 – Índice IIC_k dos componentes do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica.....	159
Figura 64 – Perfil de riscos do sistema CAES convencional – Etapa de descarregamento, a) Criticidade dos componentes (IRC_i); b) Índice IIC_k	161
Figura 65 – Perfil de riscos do sistema CAES-TES por calor sensível em leito fixo – Etapa de descarregamento, a) Criticidade dos componentes (IRC_i); b) Índice IIC_k	162
Figura 66 – Perfil de riscos do sistema CAES-TES por calor sensível em óleo térmico – Etapa de descarregamento, a) Criticidade dos componentes (IRC_i); b) Índice IIC_k	162
Figura 67 – Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração triangular).....	192
Figura 68 – Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de descarregamento (Configuração triangular).....	193
Figura 69 – Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração compacta).....	194
Figura 70 – Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de descarregamento (Configuração compacta).....	195

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Capacidade Instalada de Geração de Energia 2021.....	31
Tabela 2 –	Classificação das formas de armazenamento de energia segundo autores.....	38
Tabela 3 –	Custos de capital de sistemas CAES.....	68
Tabela 4 –	Comparação das tecnologias de armazenamento de energia térmica.....	73
Tabela 5 –	Dados operacionais considerados nas análises termodinâmicas.....	111
Tabela 6 –	Composição volumétrica do gás natural.....	113
Tabela 7 –	Tarifas aplicadas pela COPERGÁS a unidades de climatização, cogeração e geração de energia elétrica.....	121
Tabela 8 –	Densidade dos componentes do gás natural.....	121
Tabela 9 –	Resultados análise energética do sistema CAES convencional com recuperação do calor de exaustão.....	135
Tabela 10 –	Resultados análise exergética do sistema CAES convencional com recuperação do calor de exaustão.....	136
Tabela 11 –	Resultados da análise energética do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	144
Tabela 12 –	Eficiência exergética dos componentes do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	145
Tabela 13 –	Taxa de Destruição exergética do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	145
Tabela 14 –	Horários operacionais e preço PLD.....	148
Tabela 15 –	Relação de comercialização ($R_{Comerc.}$) para os sistemas CAES estudados.....	148
Tabela 16 –	Escala Qualitativa para avaliação da confiabilidade e do risco.....	150
Tabela 17 –	Hierarquização dos componentes-modos de falha do sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo segundo IRC_i	156
Tabela 18 –	Hierarquização dos componentes-modos de falha do sistema CAES com TES por calor sensível óleo térmico segundo IRC_i	158
Tabela 19 –	Hierarquização dos tipos de componentes mais importantes na etapa de carregamento segundo IIC_k para cada configuração.....	159

Tabela 20 – Hierarquização dos tipos de componentes mais importantes na etapa de descarregamento segundo IIC_k para cada configuração.....	163
Tabela 21 – Hierarquização dos componentes por tipo de análise no sistema CAES convencional.....	164
Tabela 22 – Hierarquização dos componentes por tipo de análise no sistema CAES com armazenamento de energia térmica em leito fixo.....	165
Tabela 23 – Hierarquização dos componentes por tipo de análise no sistema CAES com armazenamento de energia térmica em óleo térmico.....	166
Tabela 24 – Capacidade instalada Energia Solar Fotovoltaica, 2010-2021.....	190
Tabela 25 – Capacidade instalada Energia Eólica, 2010-2021.....	190
Tabela 26 – Geração elétrica Energia Solar Fotovoltaica, 2010-2021.....	191
Tabela 27 – Geração elétrica Energia Eólica, 2010-2021.....	191

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AA-CAES	CAES Adiabático Avançado (<i>do inglês, Advanced Adiabatic CAES</i>)
A-CAES	CAES Adiabático (<i>do inglês, Adiabatic CAES</i>)
AC	Pós-resfriador (<i>do inglês, Aftercooler</i>)
AFC	Célula a combustível alcalina (<i>do inglês, Alkaline Fuel Cell</i>)
ACS	Análise de Confiabilidade de Sistema
ALARA	Tão baixo quanto razoavelmente exequível (<i>do inglês, As Low As Reasonably Achievable</i>)
ALARP	Tão baixo quanto razoavelmente praticável (<i>do inglês, As Low As Reasonably Practicable</i>)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARPE	Agência de Regulação de Pernambuco
BEN	Balanco Energético Nacional
BES	Armazenamento de Energia por Baterias (<i>do inglês, Battery Energy Storage</i>)
BO	Método de Otimização Bayesiana (<i>do inglês, Bayesian Optimization Method</i>)
CA	Corrente alternada
CAES	Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (<i>do inglês, Compressed Air Energy Storage</i>)
CAPEX	Despesas de capital (<i>do inglês, Capital Expenditure</i>)
CC	Corrente contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDCS	Sistema de controle de carga e descarga (<i>do inglês, Charge/Discharge Control System</i>)
CH-CAES	Sistema de Cogeração CAES (<i>do inglês, Combined Heat and CAES System</i>)
CMO	Custo Marginal de Operação
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CS	Unidade de armazenamento (<i>do inglês, Central Store</i>)
D-CAES	CAES diabático (<i>do inglês, Diabatic CAES</i>)
DMFC	Célula a combustível de metanol direto (<i>do inglês, Direct Methanol Fuel Cell</i>)
COPERGÁS	Companhia Pernambucana de Gás

DTR	Classificação térmica dinâmica (<i>do inglês, Dynamic Thermal Rating</i>)
ECA-CAES	CAES Adiabático com Ejetores no processo de Carregamento (<i>do inglês, A-CAES with ejectors in the charging process</i>)
EES	Engeneering Equation Solver
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Sistemas de Armazenamento de Energia (<i>do inglês, Energy Storage Systems</i>)
ETA	Análise por Árvore de Eventos (<i>do inglês, Event Tree Analysis</i>)
FER	Fontes de Energias Renováveis
FES	Armazenamento de Energia por Volantes de Inércia (<i>do inglês, Flywheel Energy Storage</i>)
FESEM	Microscopia de Varredura de Emissão de Campo (<i>do inglês, Field Emission Scanning Microscopy</i>)
FMEA	Análise de Modos de Falhas e Efeitos (<i>do inglês, Failure Mode and Effect Analysis</i>)
FMEAe	Análise de Modos de Falhas e Efeitos expandida (<i>do inglês, expanded Failure Mode and Effect Analysis</i>)
FMECA	Análise de Modos de Falhas, Efeitos e Criticidade (<i>do inglês, Failure Mode, Effects and Criticality Analysis</i>)
FTA	Análise por Árvore de Falhas, (<i>do inglês, Fault Tree Analysis</i>)
FT-IR	Espectroscopia de Infravermelho com Transformada de Fourier (<i>do inglês, Fourier-Transform Infrared Spectroscopy</i>)
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLIDES	Armazenamento Diversificado de Energia Integrado no Nível do Solo (<i>do inglês, Ground-Level Integrated Diverse Energy Storage</i>)
HAZOP	Análise de Perigos e Operabilidade (<i>do inglês, Hazard and Operability Analysis</i>)
HTA-CAES	CAES Adiabáticos de Alta Temperatura (<i>do inglês, High Temperature Adiabatic CAES</i>)
HTH-CAES	CAES Híbrido de Alta Temperatura (<i>do inglês, High Temperature Hybrid CAES</i>)
IA-CAES	CAES Adiabático e Isobárico (<i>do inglês, Isobaric Adiabatic CAES</i>)
IC	Resfriamento intermediário (<i>do inglês, Intercooler</i>)

I-CAES	CAES Isotérmicos (<i>do inglês, Isothermal CAES</i>)
I-CCES	Armazenamento Isotérmico de Energia por Dióxido de Carbono Comprimido (<i>do inglês, Isothermal Compressed Carbon Dioxide Energy Storage</i>)
ICMS	Imposto sobre sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	Agência Internacional de Energia (<i>do inglês, International Energy Agency</i>)
IET	Instituto de Engenharia Termofísica (<i>do inglês, Institute of Engineering Thermophysics</i>)
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável (<i>do inglês, International Renewable Energy Agency</i>)
ISEP	Parque de armazenamento de energia (<i>do inglês, Iowa Stored Energy Park</i>)
LAES	Armazenamento de Energia por Liquefação de Ar (<i>do inglês, Liquid Air Energy Storage</i>)
LCOE	Custo Nivelado da Eletricidade (<i>do inglês, Levelized Cost of Electricity</i>)
LCOH	Custo Nivelado do Calor (<i>do inglês, Levelized Cost of Heat</i>)
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento (<i>do inglês, Levelized Cost of Storage</i>)
LHS	Armazenamento por Calor Latente (<i>do inglês, Latent Heat Storage</i>)
LTA-CAES	CAES Adiabático de Baixa Temperatura (<i>do inglês, Low Temperature Adiabatic CAES</i>)
LVRT	Afundamentos de tensão (<i>do inglês, Low Voltage Ride Through</i>)
MCFC	Célula a combustível de carbonato fundido (<i>do inglês, Molten Carbonate Fuel Cell</i>)
MCP	Mercado de Curto Prazo
MEN	Matriz Energética Nacional
MME	Ministério de Minas e Energia
Mtep	Milhares de toneladas equivalentes de petróleo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e manutenção (<i>do inglês, Operation and Maintenance</i>)
O-CAES	CAES Submersos (<i>do inglês, Ocean CAES</i>)
OPF	Fluxo de Potência Ótima (<i>do inglês, Optimal Power Flow</i>)
ORC	Ciclo de Rankine Orgânico (<i>do inglês, Organic Rankine Cycle</i>)
OREDA	Dados de Confiabilidade Offshore e Onshore (<i>do inglês, Offshore & Onshore Reliability Data</i>)

OTS	Comutação de Transmissão Ótima (<i>do inglês, Optimal Transmission Switching</i>)
OPF	Fluxo de potência ótima (<i>do inglês, Optimal Power Flow</i>)
PAFC	Célula a combustível de ácido fosfórico (<i>do inglês, Phosphoric Acid Fuel Cell</i>)
PC-CAES	CAES com Pré-Resfriamento (<i>do inglês, Precooling CAES</i>)
PCM	Material de Mudança de Fase (<i>do inglês, Phase-Change Material</i>)
PCS	Sistema de Condicionamento de Tensão e Potência (<i>do inglês, Power Conditioning System</i>)
PEMFC	Célula a combustível de membrana de troca de prótons (<i>do inglês, Proton-Exchange Membrane Fuel Cell</i>)
PHES	Armazenamento por Bombeamento Hidráulico ou Usinas Hidrelétricas Reversíveis (<i>do inglês, Pumped Hydroelectric Storage</i>)
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PreHA	Análise Preliminar de Perigos (<i>do inglês, Preliminary Hazard Analysis</i>)
PSS-CAES	Poligeração CAES de Pequena Escala (<i>do inglês, Polygeneration Small-Scale CAES</i>)
PTS	Sistema de transformação de energia (<i>do inglês, Power Transformation System</i>)
RA-CAES	CAES Adiabático Recomprimido (<i>do inglês, Re-compressed Adiabatic CAES</i>)
RAMAN	Espectroscopia Raman (<i>do inglês, Raman Spectroscopy</i>)
RCM	Manutenção Centrada em Confiabilidade (<i>do inglês, Reliability Centered Maintenance</i>)
RPN	Número de Prioridade do Risco (<i>do inglês, Risk Priority Number</i>)
RTE	Eficiência de ida e volta (<i>do inglês, Round-Trip Efficiency</i>)
SC-CAES	CAES Supercríticos (<i>do inglês, Supercritical CAES</i>)
SCES	Armazenamento de Energia em Supercapacitores (<i>do inglês, Supercapacitors Energy Storage</i>)
SEI	Sistema Energético Integrado
SHS	Armazenamento por Calor Sensível (<i>do inglês, Sensible Heat Storage</i>)
SIN	Sistema Interligado Nacional

SMES	Armazenamento de Energia em Bobinas Supercondutoras (<i>do inglês, Superconducting Magnetic Energy Storage</i>)
SOFC	Célula a combustível de óxido sólido (<i>do inglês, Solid Oxide Fuel Cell</i>)
TAP	Turbina de alta pressão
T-CAES	CAES com Trigeração (<i>do inglês, Trigeneration CAES</i>)
TES	Armazenamento de energia térmica (<i>do inglês, Thermal Energy Storage</i>)
THS	Armazenamento Termoquímico do Calor (<i>do inglês, Thermochemical Heat Storage</i>)
UG-CAES	CAES Subterrâneos (<i>do inglês, Under Ground CAES</i>)
UW-CAES	CAES Submersos (<i>do inglês, Offshore Underwater CAES</i>)
XRD	Difração de raios X (<i>do inglês, X-ray Diffraction</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

a_{sol}	Fator de forma das partículas sólidas no recipiente de armazenamento térmico
ε^{AP}	Componente de pressão da exergia física de um fluxo
ε^{AT}	Componente térmica da exergia física de um fluxo
ε_{Eq}	Efetividade de um equipamento de troca térmica
η	Eficiência isentrópica de um componente
η_{PE}	Eficiência energética da fonte primária de energia
η_{RT}	Eficiência de ida e volta do sistema de armazenamento de energia
μ	Viscosidade dinâmica
v_{∞}	Velocidade intersticial
ϵ	Porosidade do meio
ρ	Densidade
Φ	Razão de equivalência
ψ	Eficiência exergética, ou desempenho exergético
ω	Velocidade angular
C_0	Velocidade do fluxo em relação à superfície da terra
C_{E-ref}	Custo final, ou de referência, da energia armazenada
$C_{E-ref,esp}$	Custo final específico, ou de referência horária, da energia armazenada
c_k	Custo por unidade de exergia
C_p	Calor específico a pressão constante
d	Diâmetro
ex	Exergia específica
$\dot{E}x^D$	Exergia destruída, ou taxa de destruição exergética
$\dot{E}x^*$	Custo exergético
g	Aceleração devido à gravidade
h	Entalpia
h_{sol}	Coefficiente de transferência de calor entre o ar e partículas sólidas
H	Altura
I	Inércia
IIC_k	Índice de importância do tipo de componente k

IIR_i	Índice de Importância Relativa do Componente-Modo de Falha i
IRC_i	Índice de Risco do Componente-Modo de falha i
IRS	Índice de Risco do Sistema
k	Razão dos calores específicos a pressão e a volume constante
L	Indutância
\dot{m}	Vazão mássica
M	Massa
Nu	Número de Nusselt
p	Pressão
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PH	Altura manométrica
Pr	Número de Prandt
\dot{Q}	Calor gerado ou absorvido
R	Constante universal dos gases
$R_{Comerc.}$	Relação de comercialização
R_{Desc}	Receita total devido ao despacho de energia elétrica
$R_{Desc,hr}$	Receita horária devido ao despacho de energia elétrica
Re	Número de Reynolds
RP	Razão de pressões
s	Entropia
t	Tempo
T	Temperatura
V	Volume
V_{Nop}	Volume não operacional
V_{Op}	Volume operacional
\dot{W}	Trabalho, ou potência, produzido ou consumido
x_j	Fração molar dos componentes de uma mistura
Z_0	Altura de um fluxo acima do nível do mar
\dot{Z}	Custo de um componente ou subsistema

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	28
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	28
1.2	OBJETIVOS.....	34
1.3	APRESENTAÇÃO DA TESE.....	35
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	37
2.1	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	37
2.1.1	Tecnologias de armazenamento de energia elétrica.....	38
2.1.1.1	Usinas hidrelétricas reversíveis.....	39
2.1.1.2	Volantes de inercia.....	40
2.1.1.3	Baterias.....	41
2.1.1.4	Células a combustível.....	43
2.1.1.5	Bobinas supercondutoras.....	45
2.1.1.6	Supercapacitores.....	47
2.1.1.7	Ar comprimido.....	49
2.1.2	Aplicações das tecnologias de armazenamento de energia elétrica...	51
2.2	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO.....	54
2.2.1	Princípios operacionais dos sistemas CAES.....	55
2.2.2	Plantas CAES existentes.....	57
2.2.3	Projetos de plantas CAES.....	60
2.2.4	Outros conceitos e configurações de sistemas CAES.....	63
2.2.5	Custos dos sistemas CAES.....	67
2.2.6	Desafios da tecnologia.....	68
2.3	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA.....	69
2.3.1	Armazenamento térmico por calor sensível.....	70
2.3.2	Armazenamento térmico por calor latente.....	71
2.3.3	Armazenamento termoquímico de calor.....	72
2.3.4	Comparação entre os tipos de armazenamento.....	72
2.4	TERMOECONOMIA.....	74
2.4.1	Exergia.....	75
2.4.2	Método económico.....	78
2.4.3	Método exergoeconómico.....	79

2.5	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS.....	81
2.5.1	Técnicas de análise de confiabilidade de sistemas.....	82
2.5.1.1	Análise por listas de verificação.....	83
2.5.1.2	Técnica “O que aconteceria se...?” (“What-if...?”).....	84
2.5.1.3	Análise Preliminar de Perigos (PreHA).....	84
2.5.1.4	Análise de Perigos e Operabilidade (HAZOP).....	85
2.5.1.5	Análise de Modos de Falha e Efeitos (FMEA).....	85
2.5.1.6	Análise de Modos de Falhas, Efeitos e Criticidade (FMECA).....	86
2.5.1.7	Análise de Modos de Falhas e Efeitos expandida (FMEAE).....	86
2.5.1.8	Matriz de Riscos.....	87
2.5.1.9	Análise por Árvore de Eventos (ETA).....	88
2.5.1.10	Análise por Árvore de Falhas (FTA).....	89
2.5.2	Aplicação das análises de confiabilidade a sistemas energéticos.....	90
2.5.2.1	Análises de confiabilidade em sistemas de geração de energia elétrica...	91
2.5.2.2	Análises de confiabilidade em sistemas de armazenamento de energia...	93
3	MATERIAL E MÉTODOS.....	94
3.1	DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS.....	94
3.1.1	Sistema CAES de referência.....	95
3.1.2	Sistema CAES com TES por calor sensível.....	96
3.1.2.1	Armazenamento de energia térmica – Leito fixo.....	97
3.1.2.2	Armazenamento de energia térmica – Óleo térmico.....	98
3.2	ANÁLISE TERMODINÂMICA.....	99
3.2.1	Análise energética.....	99
3.2.1.1	Compressor.....	99
3.2.1.2	Equipamentos de troca térmica.....	101
3.2.1.3	Reservatório de ar comprimido.....	101
3.2.1.4	Câmara de combustão.....	102
3.2.1.5	Turbina.....	103
3.2.2	Análise energética do sistema de armazenamento de energia térmica por calor sensível.....	104
3.2.2.1	Sistema TES por calor sensível tipo leito fixo.....	104
3.2.2.2	Sistema TES por calor sensível em óleo térmico.....	107
3.2.3	Desempenho energético.....	109

3.2.4	Análise exergética.....	111
3.2.4.1	Compressor.....	111
3.2.4.2	Equipamentos de troca térmica.....	112
3.2.4.3	Reservatório de ar comprimido.....	112
3.2.4.4	Válvula reguladora de pressão.....	112
3.2.4.5	Câmara de combustão.....	113
3.2.4.6	Turbina.....	114
3.2.5	Análise exergética do sistema de armazenamento de energia térmica por calor sensível.....	114
3.2.5.1	Sistema TES por calor sensível tipo leito fixo.....	114
3.2.5.2	Sistema TES por calor sensível em óleo térmico.....	115
3.2.6	Desempenho exergético.....	115
3.3	ANÁLISE TERMOECONÔMICA.....	116
3.3.1	Preço de liquidação de diferenças.....	116
3.3.2	Preço do gás natural.....	120
3.3.3	Análise exergoeconômica.....	121
3.4	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE.....	124
3.4.1	Modelo de confiabilidade.....	124
3.4.1.1	Aplicação do método FMEAE às configurações CAES.....	127
3.5	METODOLOGIA INTEGRADA DE DIAGNÓSTICO.....	131
4	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	134
4.1	ANÁLISE TERMODINÂMICA.....	134
4.1.1	Sistema CAES de referência.....	134
4.1.1.1	Análise energética.....	134
4.1.1.2	Análise exergética.....	135
4.1.2	Sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo.....	136
4.1.2.1	Análise energética.....	139
4.1.2.2	Análise exergética.....	142
4.1.3	Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	143
4.1.3.1	Análise energética.....	143
4.1.3.2	Análise exergética.....	144
4.1.4	Comparação entre parâmetros dos sistemas CAES analisados.....	146
4.2	ANÁLISE TERMOECONÔMICA.....	147

4.3	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMA.....	149
4.3.1	Etapa de carregamento.....	151
4.3.1.1	Sistema CAES de referência.....	151
4.3.1.2	Sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo.....	155
4.3.1.3	Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	157
4.3.1.4	Componentes mais importantes – Etapa de carregamento.....	159
4.3.2	Etapa de descarregamento.....	160
4.3.2.1	Sistema CAES de referência.....	160
4.3.2.2	Sistema CAES com TES por calor sensível em leito fixo.....	161
4.3.2.3	Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	162
4.3.2.4	Componentes mais importantes – Etapa de descarregamento.....	163
4.4	ANÁLISE INTEGRADA.....	163
4.4.1	Sistema CAES convencional.....	164
4.4.2	Sistema CAES com TES por calor sensível em leito fixo.....	165
4.4.3	Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico.....	165
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	167
5.1	CONCLUSÕES.....	167
5.2	TRABALHOS FUTUROS.....	169
	REFERÊNCIAS.....	170
	APÊNDICE A – DADOS DE CAPACIDADE INSTALADA E GERAÇÃO ELÉTRICA, FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA.....	190
	APÊNDICE B – GRÁFICOS DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA POR CALOR SENSÍVEL TIPO LEITO FIXO.....	192

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A energia elétrica é um elemento chave para o desenvolvimento de qualquer país. A mesma pode ser obtida a partir de fontes de energia que, por sua vez, podem ser divididas em duas categorias: fontes não renováveis de energia e fontes renováveis de energia. Neste desenvolvimento os combustíveis fósseis, maior contribuinte das fontes não renováveis de energia, se tornaram a base da matriz elétrica mundial.

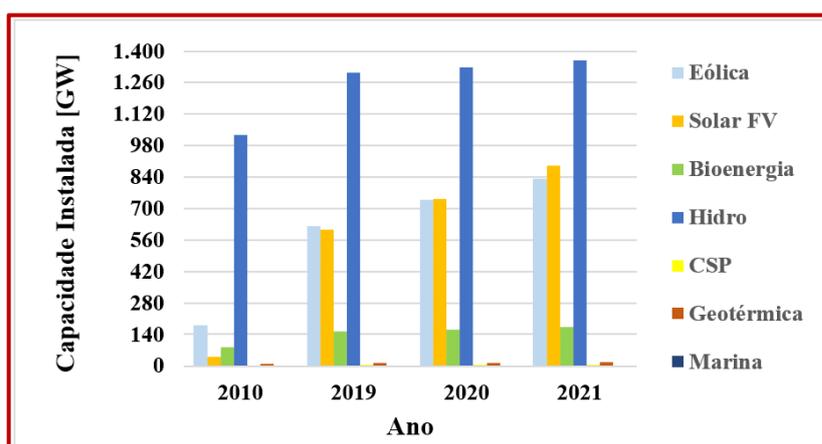
Nas últimas décadas, a demanda mundial de energia elétrica aumentou rapidamente. Segundo dados publicados pela Agência Internacional de Energia, a geração global de eletricidade no ano 2021 aumentou em até 31,5% quando comparado com o ano 2010 (IEA, 2022). Mesmo com o aumento nos preços dos combustíveis e, portanto, no custo da geração de eletricidade, a demanda global de eletricidade permaneceu relativamente resiliente, crescendo quase 2% em 2022. Adicionalmente, é esperado um crescimento médio anual na demanda global de eletricidade de até 3,2% no período 2024-2025. Isto significa que, o consumo de eletricidade que será adicionado a cada ano é equivalente aos consumos do Reino Unido e da Alemanha juntos. Ainda considerando cenários mais propícios, nos quais todas as estratégias de estado e de governo para a redução do consumo de energia elétrica são aplicadas com sucesso, é observado um aumento na demanda de energia elétrica (IEA, 2023).

Este incremento histórico está resultando em um consumo acelerado dos recursos energéticos não renováveis, tais como carvão, gás natural, petróleo e os combustíveis nucleares fissionáveis, o que traz impactos negativos para o meio ambiente. Porém, a geração global de energia elétrica apresentou, no ano de 2021, uma redução da participação dos combustíveis fósseis de até 5,86% quando comparada com o ano 2010. Atrelado a este comportamento, a participação das fontes não renováveis de energia também perderam protagonismo na geração elétrica, apresentando uma diminuição de até 8,76%, no mesmo período. Esse espaço foi ocupado, em grande medida, pelas fontes renováveis de energia, que aumentaram a sua participação na matriz de geração elétrica em até 8,78%. Entre elas, a geração por fontes eólica e solar fotovoltaica foram as mais destacadas (IEA, 2022).

Conforme descrito, os estudos de cenários futuros não relatam uma redução no consumo de energia elétrica. Este aumento na demanda, liderado pelos países em desenvolvimento, provoca ao mesmo tempo impactos sociais, econômicos e ambientais negativos resultantes da forte dependência, ainda existente, dos combustíveis fósseis. Tal dependência obriga aos

governos a buscar opções mais sustentáveis para atender à demanda energética. As fontes renováveis tem sido amplamente consideradas como uma das soluções mais eficazes e eficientes para abordar essas questões (YANG et al., 2018). É por isso que as políticas e as estratégias energéticas atuais abordam principalmente a difusão destas tecnologias (SWAIN; KARIMU, 2020; KARSU; KOCAMAN, 2021; XIAOSAN et al., 2021). Nesse sentido, vários projetos de energia solar e eólica foram desenvolvidos, ou estão em construção, para atender estes objetivos (BABROWSKI; JOCHEM; FICHTNER, 2015; CHRISTIANSEN; MURRAY, 2015). Como resultado, estas fontes têm sido responsáveis, na última década, por mais da metade do crescimento global anual da capacidade instalada e da geração de eletricidade, 64,9% e 56,3% respectivamente. Este crescimento, foi liderado principalmente pelas fontes hidrelétrica, solar fotovoltaica e eólica, (Figura 1).

Figura 1 - Capacidade instalada de fontes renováveis de energia, 2010-2021



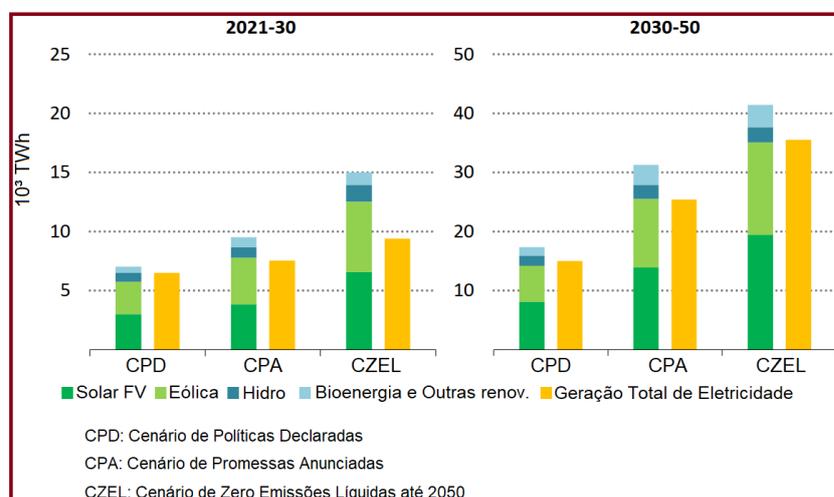
Fonte: O autor.

Com base na evolução da capacidade instalada nos últimos anos é possível observar que a participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica global é cada vez mais predominante, passando de 25,8% em 2010 para 40,0% em 2021. Mais especificamente, a participação na geração elétrica global das fontes de energia eólica e solar fotovoltaica aumentou de 1,74% para 10,1% no mesmo período (IEA, 2022). Logo, o comportamento deste tipo de geração na matriz elétrica global apresenta um carácter crescente (Figura 2).

O Brasil se posiciona neste cenário de forma bastante peculiar, visto a importância histórica das fontes hidráulicas na matriz elétrica nacional. Por um lado, as energias renováveis são um caso de sucesso, por exemplo, a participação das fontes renováveis na matriz de geração durante ano de 2021 foi de 78,1% (EPE, 2022), devido principalmente à geração hidrelétrica.

Esta tecnologia, conhecida e amplamente aplicada no país, também é caracterizada por um perfil sazonal. A crise hídrica do ano de 2020, combinada a uma gestão inadequada deste recurso, representou riscos de racionamento de energia, sendo necessário desenvolver programas de incentivos para estimular a redução dos consumos nos setores industriais e de serviços (EXECUTIVO, 2021; MME, 2021). Este evento meteorológico ocasionou uma drástica redução nos níveis dos reservatórios, impactando também a geração hidrelétrica do ano 2021, que apresentou uma redução de até 8,6% em comparação com o ano anterior.

Figura 2 - Crescimento global da geração elétrica renovável em relação ao crescimento da geração elétrica total por cenário, 2021-2050



Fonte: Adaptado de IEA (2022).

Por outro lado, a expansão das fontes de geração hidrelétrica enfrenta progressivamente maiores custos e restrições. Essas restrições tem levado ao desenvolvimento e introdução de novos tipos de fontes de energias renováveis não convencionais, como a energia eólica e a solar fotovoltaica. De acordo com os relatórios consolidados do Balanço Energético Nacional (BEN) – documento de divulgação anual da pesquisa e contabilidade relativas à oferta e consumo de energia no Brasil – nos últimos dez anos, as energias eólica e solar fotovoltaica mostraram um aumento considerável tanto na capacidade instalada como na geração elétrica anual (Figura 3 e Figura 4). Apenas no ano 2021 estas fontes foram responsáveis por até 73% da capacidade total instalada (EPE, 2022), e a maior parte destas instalações se concentra na região Nordeste do país (Tabela 1).

Figura 3 - Evolução anual da energia eólica no Brasil (2011-2021), a) Capacidade instalada; b) Geração elétrica

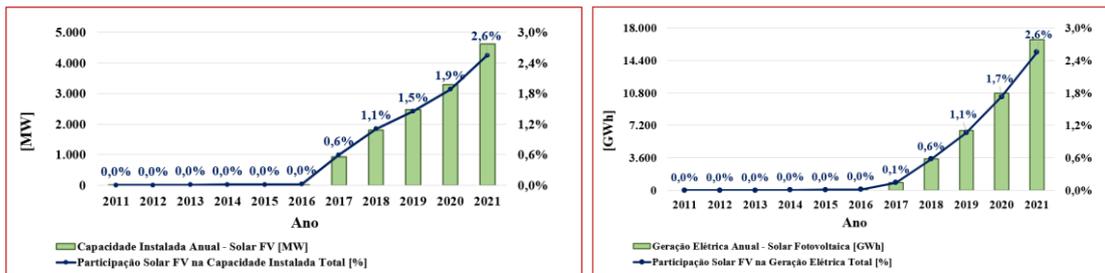


a)

b)

Fonte: O autor.

Figura 4 - Evolução anual da energia solar fotovoltaica no Brasil (2011-2021), a) Capacidade instalada; b) Geração elétrica



a)

b)

Fonte: O autor.

Tabela 1 - Capacidade Instalada de Geração de Energia 2021

REGIAO	HIDRO [%]			TERMO [%]			EÓLICA [%]			SOLAR [%]			NUCLEAR [%]	TOTAL [%]		
	SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	SP	APE	TOTAL
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
NORTE	30,3	7,5	29,2	13,4	2,2	8,2				0,2	12,0	0,4		22,4	3,3	19,6
NORDESTE	10,6	10,4	10,6	37,7	11,1	25,4	89,7	91,9	89,7	72,8	59,7	72,6		27,0	11,1	24,8
SUDESTE	22,4	39,5	23,2	29,8	60,3	43,9	0,1	8,0	0,1	26,7	11,6	26,5	100,0	21,7	56,1	26,6
SUL	22,9	34,4	23,4	12,6	9,1	11,0	10,2	0,1	10,2	0,2	7,1	0,3		18,6	14,0	18,0
CENTRO-OESTE	13,8	8,3	13,6	6,5	17,4	11,5				0,0	9,7	0,1		10,3	15,6	11,0

SP - Serviço Público (inclui Produtores Independentes)

APE - Autoprodutor

Nota: Não inclui Micro e Mini Geração Distribuída

Fonte: Adaptado de EPE (2022).

Apesar das vantagens ambientais e da sustentabilidade das fontes de energias renováveis ainda existem algumas preocupações sérias sobre estas fontes e sua implementação: (i) menor densidade de potência, (ii) natureza intermitente na produção de energia, (iii) características não despacháveis, (iv) grande dependência da localização do empreendimento, e (v) forte

dependência das condições climáticas e meteorológicas locais. Estas características permitem caracterizá-las como intermitentes e voláteis.

As consequentes características intermitentes podem, portanto, gerar instabilidade nas redes de energia (MAHMUD; ZAHEDI, 2016). Problemas de estabilidade se acentuam quando a contribuição destas fontes aumenta na matriz energética. Em segundo lugar, à medida que a penetração das energias renováveis aumenta, resulta mais difícil para os sistemas de energia convencionais existentes acomodar o aumento desta geração. Estas limitações dificultam a produção de energia a partir desse tipo de fontes e as torna, até certo ponto, tecnologias de baixa disponibilidade (CHEN et al., 2022b; NIU et al., 2022).

A expansão das fontes renováveis não convencionais representa um grande desafio para o planejamento do sistema de transmissão (SIN – Sistema Interligado Nacional), devido às intensas rampas de carga provenientes da variabilidade do vento, ou da transição do horário diurno e noturno. Segundo o Plano de Ampliação e Reforço nas instalações do sistema tornou-se prioridade prover recursos que permitam assegurar a qualidade e a confiabilidade desejadas para o atendimento aos consumidores de energia elétrica (ONS, 2021). Para tais objetivos são necessárias tecnologias com capacidade de absorver as bruscas variações de potência, bem como garantir ao sistema uma reserva de potência adequada.

Portanto, três possíveis soluções se citam para enfrentar essas limitações (FAIAS; JORGE; RUI, 2009); (i) limitar a geração a partir de fontes renováveis, desaproveitando o potencial destes recursos, e aumentar a geração termelétrica; (ii) exportar o excedente através do sistema interligado, atualmente escoando no limite máximo da sua capacidade (ONS, 2023), ficando exposto a problemas de estabilidade e equilíbrio; (iii) armazenar o excedente de energia elétrica produzida para utilizá-la em períodos de grande demanda, evitando as desvantagens anteriores.

Neste âmbito, um rol fundamental pode ser desempenhado pelos sistemas de armazenamento de energia, ESS (do inglês, Energy Storage System). Tais sistemas permitem armazenar energia elétrica convertendo-a em uma forma diferente de energia: química, mecânica, eletrostática ou eletromagnética (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016). Adicionalmente, estes sistemas permitem desacoplar temporariamente a produção e o consumo de eletricidade, garantindo uma reserva para assumir picos de energia imprevisíveis. Logo, estas tecnologias podem ocupar um papel importante nas redes elétricas com forte participação de energias renováveis intermitentes, permitindo a continuidade no fornecimento em períodos de baixa geração (LAMADRID, 2015; MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022).

Das várias formas de armazenamento de energia, o Armazenamento de Energia por Ar Comprimido, CAES (do inglês, Compressed Air Storage Energy), é um método promissor devido à sua alta confiabilidade, escalabilidade, viabilidade econômica e baixo impacto ambiental. Além das outras propriedades, tais como a rápida resposta de potência e a eficiência de ida e volta, RTE (do inglês, Round-Trip Efficiency), relativamente alta (DE BOSIO; VERDA, 2015; BUDT et al., 2016; SALVINI, 2017).

O desempenho energético desta tecnologia está associado ao tipo de configuração considerada, e este pode ser avaliado com base nas análises termodinâmicas, que permitem realizar diagnósticos da variação das eficiências energética e exergética de diferentes configurações de sistemas de armazenamento de energia (RAZMI; JANBAZ, 2020). Este tipo de diagnóstico também pode ser abordado pela técnica de análise termoeconômica, que possibilita definir diversas causas que provocam o desvio. Também, as análises termoeconômicas compreendem uma série de abordagens a partir dos balanços de energia e exergia, geralmente considerando os custos monetários que estão associados à instalação, ao funcionamento do sistema e às perdas de energia. Vale ressaltar que, na literatura, análises deste tipo consideram, principalmente, aspectos financeiros e relacionados com de custos de instalação, operação e manutenção.

Porém, no presente trabalho as análises termoeconômicas se concentram no balanço entre a energia armazenada e a energia injetada de volta para rede considerando o cenário de comercialização de energia elétrica no mercado de curto prazo (MCP) no Brasil, ou seja, considerando os preços da energia elétrica durante os processos de carregamento e descarregamento respectivamente. Adicionalmente, as análises consideram a influência no custo da energia de fatores como perdas exergéticas, irreversibilidades dos processos, consumo de combustível e a capacidade de aproveitamento energético do sistema CAES, em relação ao tipo de configuração analisada. Logo, esta abordagem termoeconômica permite estimar o impacto do processo de armazenamento de energia nos preços da energia elétrica. Isto, por sua vez, permite considerar os sistemas de armazenamento de energia, além de uma solução para os problemas de estabilidade da rede elétrica, como um possível mecanismo de arbitragem de preços.

Mesmo sendo considerados os sistemas CAES confiáveis, a disponibilidade da fonte primária poderia afetar a confiabilidade destes sistemas (MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022). A confiabilidade, ou fiabilidade, está diretamente relacionada com os planos de manutenção e à tomada de decisões, que devem se antecipar às possíveis falhas. Isto pode ser alcançado com uma ferramenta de diagnóstico e monitoramento que auxilie a equipe

gestora na operação confiável do sistema e durante as ações de manutenção. Mediante estas análises é possível detectar as causas mais contribuintes à indisponibilidade dos sistemas. Estudos de aplicação de técnicas e metodologias de análise e diagnóstico de falhas e riscos são aplicados com sucesso em diferentes setores industriais que envolvem instalações complexas (DHILLON, 2005; TORRES; RIVERO, 2012; ABRAHAMSEN et al., 2018).

No entanto, análises de confiabilidade de sistemas de CAES não são muito abundantes na literatura consultada. Sendo que, a maior parte destes trabalhos consideram as etapas de carregamento-descarregamento como componentes e desconsideram, portanto, a contribuição dos componentes e/ou equipamentos específicos do sistema, bem como a relação funcional entre estes. Além disso, os estudos não consideram o impacto associado à natureza da fonte primária na confiabilidade do sistema CAES. Logo, as análises de confiabilidade foram realizadas sobre diferentes configurações de sistemas CAES, avaliando a relação funcional entre os componentes do sistema e seu efeito sobre o risco da instalação. Nestas análises também são considerados o efeito da fonte primária de energia acoplada para acionamento do compressor durante a etapa de carregamento e dos sistemas de apoio e suporte para operação da planta.

Outra contribuição do presente trabalho, é a integração das análises termoeconômicas e de confiabilidade em uma metodologia de diagnóstico. A partir desta metodologia é possível relacionar os resultados destas análises em relação à configuração estudada e ao tipo de fonte primária de energia considerada.

1.2 OBJETIVOS

Portanto, o objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia integrada de diagnóstico que envolva aspectos termodinâmicos, econômicos e de confiabilidade para sua aplicação como ferramenta multicritério de apoio gerencial e operacional em sistemas de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido acionados por fontes primárias de energia não convencionais e de natureza intermitente, como as fontes eólica e solar fotovoltaica.

Considerando este objetivo geral foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

1. Realizar um levantamento dos diferentes conceitos de sistemas CAES, destacando as principais vantagens e desvantagens e possíveis recomendações;
2. Determinar os principais subsistemas dos sistemas CAES analisados e suas fronteiras, para estabelecer as bases de referência das análises a realizar;

3. Realizar um levantamento do cenário de energia elétrica no Brasil, considerando os perfis horários de demanda e geração a partir de fontes renováveis não despacháveis, eólica e solar fotovoltaica;
4. Realizar um levantamento dos preços horários de energia praticados no mercado de curto prazo no Brasil para definição das estratégias de comercialização de energia elétrica;
5. Definir os critérios para elaboração do modelo termoeconômico, considerações e parâmetros de referência;
6. Selecionar as ferramentas computacionais que permitam atender as exigências do modelo termoeconômico e suas considerações a partir dos seguintes critérios: propriedades termodinâmicas, simplicidade e acoplamento com outras ferramentas computacionais;
7. Escolher a técnica de Análise de Confiabilidade de Sistemas (ACS), base para aplicação da metodologia de análise de risco e confiabilidade, adequada às informações e os dados disponíveis para cada configuração analisada;
8. Definir sistemas/subsistemas de apoio que brindam suporte aos sistemas CAES com base em instalações reais e similares;
9. Estruturar a metodologia integrada de diagnóstico, que relacione as análises de termoeconomia e confiabilidade do sistema analisado.
10. Avaliar a metodologia proposta através de estudos comparativos de diferentes configurações de sistemas CAES e fontes primárias de energia acopladas.

1.3 APRESENTAÇÃO DA TESE

O presente trabalho de tese está estruturado em cinco capítulos. No primeiro capítulo foi descrita a contextualização dos cenários atuais, global e nacional, de energia elétrica, bem como as tendências futuras do setor. A partir desta descrição foi ressaltada a relevância dos sistemas de armazenamento de energia e os desafios que estas enfrentam, sendo apresentado o objetivo geral do trabalho e os objetivos específicos definidos para atender ao objetivo geral proposto. No segundo capítulo, referente à revisão bibliográfica, é realizada uma discussão do estado atual das tecnologias de armazenamento de energia, dos métodos termoeconômicos e de análise de confiabilidade de sistemas e de trabalhos científicos relacionados com os assuntos abordados. O terceiro capítulo apresenta os materiais e métodos utilizados para as análises desenvolvidas e a estrutura da metodologia integrada considerando os aspectos termoeconômicos e de confiabilidade descritos. Os resultados a partir destas análises são discutidos no quarto capítulo, estruturado em função do método de análise e da configuração.

Finalmente, o capítulo cinco relata as conclusões a partir dos resultados obtidos para cumprimento dos objetivos do trabalho, bem como recomendações e sugestões de trabalhos futuros relacionadas com as análises de sistemas de armazenamento de energia. Adicionalmente, são relatadas as referências bibliográficas consultadas e informações anexas levantadas pelo autor.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica de artigos, publicações e trabalhos relacionados com diferentes tecnologias e conceitos de sistemas de armazenamento de energia, com maior atenção nos sistemas de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES) e nos sistemas de Armazenamento de Energia Térmica (TES). Em seguida, apresenta-se uma discussão do método exergoeconômico a partir dos conceitos que o definem. Finalmente, é realizada uma análise crítica de várias técnicas de Análise de Confiabilidade de Sistemas (ACS), considerando o método de aplicação, vantagens e desvantagens.

2.1 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de armazenamento de energia, ESS (do inglês, Energy Storage System), são projetados principalmente para coletar energia de várias fontes, transformando-a e armazenando-a conforme necessário para diversos usos. Um sistema de armazenamento de energia elétrica permite acumular energia quando a produção excede à demanda em um determinado momento, sendo possível utilizar esta energia quando a situação se inverte, diminuindo assim o desperdício de energia elétrica. O armazenamento de energia requer a conversão em outro tipo de energia (cinética, potencial, química) antes de ser transformada de volta quando for preciso (DÍAZ-GONZÁLEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2016). Também, estes sistemas podem contribuir com o equilíbrio da carga e a regulação da frequência, atenuando a irregularidade da geração e ajudando à rede elétrica a atender melhor os picos de consumo. Portanto, o desempenho durante os períodos de operação e manutenção dos sistemas de geração e distribuição também pode ser melhorado.

Quando integrados à rede elétrica, os sistemas de armazenamento de energia podem operar em três regimes diferentes (TER-GAZARIAN, 2011):

- 1) Como “carga”, durante o período de carregamento do sistema;
- 2) Como “armazenador”, uma vez que há energia armazenada, mas não há demanda elétrica;
- 3) Como “gerador”, durante o período de descarregamento da energia elétrica para a rede.

A duração de cada regime, o tempo de reversão e a eficiência do armazenamento eficiência do armazenamento estão sujeitos aos requisitos do sistema de energia.

As formas, ou métodos, de armazenamento são classificadas segundo critérios e considerações dos autores. Embora haja semelhanças, o tipo de classificação varia segundo a forma de armazenamento, a função desenvolvida e o tipo de energia armazenada (Tabela 2).

Tabela 2 - Classificação das formas de armazenamento de energia segundo autores

Zito (2010)	Ter-Gazarian (2011)	Ibrahim et al. (2013)	Díaz-González; Sumper; Gomis-Bellmunt (2016)
Térmica	Térmica	Térmica	Gravitacional
Tensão de metais	Mecânica	Mecânica	Ar comprimido
Deformação elástica	Química	Química	Química
Elevação de cargas	Elétrica	Elétrica	Elétrica
Gases comprimidos			Eletroquímica
Química			Magnética
Massas em movimento			Energia Cinética
Huggins (2016)	Letcher (2016)	Rufer (2018)	
Eletromagnética	Térmica	Energia Potencial	
Mecânica	Mecânica/ Termomecânico/ Gravitacional	Energia Cinética	
Hydrogênio	Química	Energia de Pressão	
Eletroquímica	Eletroquímica	Energia Elétrica e/ou Magnética	

Fonte: O autor.

Em relação ao tipo de energia entregue, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) categoriza as tecnologias de armazenamento em dois tipos: elétrica e térmica. A seguir, são discutidos os principais conceitos destas tecnologias.

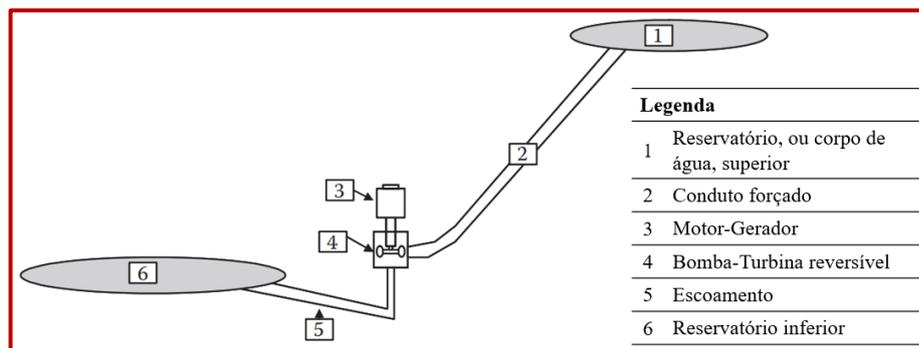
2.1.1 Tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Atualmente várias tecnologias de armazenamento de energia estão em operação comercial, ou em uma fase avançada de desenvolvimento. Cada uma delas com características que as tornam adequadas para diferentes funções e objetivos.

2.1.1.1 Usinas hidrelétricas reversíveis

O armazenamento por bombeamento hidráulico, PHES (do inglês, Pumped Hydroelectric Storage), ou usinas hidrelétricas reversíveis, é a tecnologia de armazenamento de eletricidade em grande escala mais amplamente adotada. Baseada na maturidade da geração hidrelétrica tradicional, esta tecnologia de armazenamento serve para estabilizar a rede elétrica por meio de redução de picos, balanceamento de carga, regulação de frequência e geração de reserva. Seu princípio operacional está baseado no gerenciamento da energia potencial gravitacional da água. Nesse tipo de sistema, energia elétrica de baixo custo, fora do horário de ponta, é consumida para acionar bombas que permitem elevar água de um reservatório inferior para outro superior (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015). Durante os períodos de maior demanda elétrica, a água armazenada é liberada do reservatório superior para o inferior e, por meio de turbinas hidráulicas, a energia é injetada na rede (Figura 5). Os conjuntos reversíveis de turbina/gerador atuam como bomba ou turbina, conforme necessário.

Figura 5 - Diagrama simplificado de uma usina hidrelétrica reversível



Fonte: Adaptado de Barnes; Levine (2011).

A energia armazenada é proporcional ao volume de água no reservatório superior e à altura da queda d'água (DÍAZ-GONZÁLEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2016), logo:

$$E_{PHS} = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad (1)$$

Onde E_{PHS} é a energia armazenada em J, ρ é a densidade da água em kg/m^3 , g é a aceleração devido à gravidade, equivalente a $9,8 \text{ m/s}^2$, H diferença de altura, em m, entre o reservatório superior e o inferior, e V é o volume de água armazenado no reservatório superior em m^3 .

Ainda sendo o meio mais econômico de armazenar grandes quantidades de energia elétrica, os custos de capital e a presença de uma geografia adequada são fatores decisivos. Logo, o projeto de um sistema PHES depende muito das características do local sendo necessário, além da suficiente disponibilidade de água, aspectos favoráveis quanto à topografia e geologia da área (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2017).

2.1.1.2 Volantes de inércia

O armazenamento de energia por volantes de inércia, FES (do inglês, Flywheel Energy Storage), também conhecido como armazenamento de energia cinética, é conhecido há séculos e tem sido aplicado em motores a vapor e de combustão com a mesma finalidade desde a época de sua invenção. Porém, seu campo de utilização é cada vez mais amplo, competindo inclusive com as baterias eletroquímicas. Esta forma de armazenamento, adequada para alcançar regimes de operação suave nas máquinas, também permite gerar maior potência e densidade de energia.

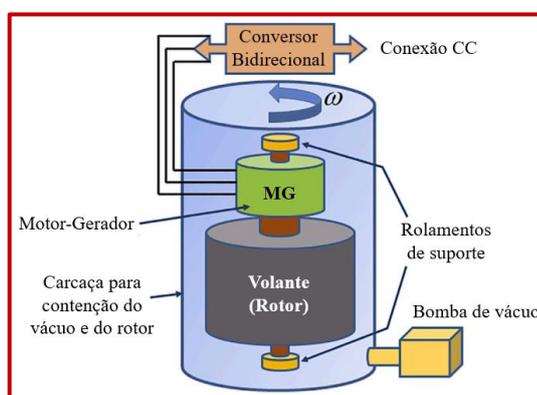
Nestes sistemas, a energia cinética é transferida para dentro e para fora do volante de inércia com uma máquina elétrica atuando como motor ou gerador, dependendo do modo de carga/descarga (GAO; LI; CAI, 2022; ZHANG et al., 2022b). Em situações de carregamento de energia, existe um aumento na velocidade do volante, acionado pelo motor elétrico. A energia de carga é inserida na massa rotativa do volante de inércia e armazenada como energia cinética. A massa rotativa é suportada por rolamentos magnéticos que operam a vácuo para eliminar as perdas por atrito durante o armazenamento de longo prazo e por questões de segurança. Sob demanda, a energia armazenada pode ser liberada como energia elétrica. Quando o volante descarrega energia, o motor inverte o seu campo e passa a funcionar como gerador, reduzindo a velocidade de rotação por causa do princípio da conservação da energia (Figura 6).

A energia cinética armazenada em uma massa em rotação, também chamada de energia rotacional, é dada pela relação (RUFER, 2018):

$$E_{FES} = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (2)$$

Onde E_{FES} é a energia armazenada no volante de inércia em J, I é o momento de inércia da massa em torno do centro de rotação em $\text{kg}\cdot\text{m}^2$, e ω é a velocidade angular em rad/s .

Figura 6 - Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento de energia com volante de inércia



Fonte: Adaptado de Li; Palazzolo (2022).

A capacidade energética dos volantes de inércia, em relação ao seu peso e custo, é considerada baixa até o momento, limitando sua utilização ao fornecimento de alta potência por períodos muito curtos. Máquinas de ímã permanente são comumente usadas em volantes de inércia devido à sua alta eficiência, alta densidades de potência e baixas perdas no rotor (KOOHI-FAYEGH; ROSEN, 2020). A aplicação destas tecnologias em configurações que demandem maiores tempos de armazenamento é mais recente, e foi possível graças ao desenvolvimento da ciência dos materiais e da tecnologia de rolamentos. No estado atual da tecnologia, os antigos volantes de aço foram substituídos por materiais como fibra de carbono, e outros compostos cerâmicos. Igualmente, os mancais e rolamentos metálicos têm sido aperfeiçoados para minimizar as perdas por atrito, e os invólucros são selados a vácuo para eliminar o atrito do ar. Outras máquinas elétricas como motores de indução, sem rolamentos e de relutância variável são estudadas em função da aplicação, limites de velocidade, perdas em marcha lenta, vibração, ruído e custo (LI; PALAZZOLO, 2022; YAN et al., 2023).

2.1.1.3 Baterias

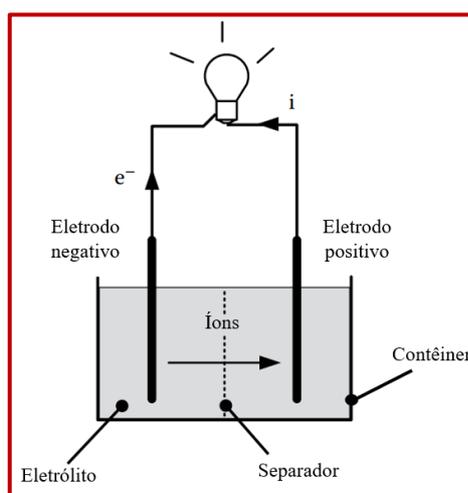
Atualmente, os sistemas elétricos apresentam um número cada vez maior de recursos de energéticos distribuídos e intermitentes, como as fontes de geração eólica e solar fotovoltaica, e componentes de carregamento bidirecional, como os veículos elétricos. Os sistemas de armazenamento de energia por baterias, BES (do inglês, Battery Energy Storage) são cada vez mais considerados nos sistemas elétricos modernos, contribuindo à compensação dos desequilíbrios temporais entre a oferta e a demanda. Estes sistemas também são usados para

outras funções como regulação da frequência, ajuste da tensão, “black start”, estabilização da rede elétrica.

Segundo Ter-Gazarian (2011), o armazenamento eletroquímico de energia pode ser classificado em três categorias: baterias primárias, baterias secundárias e células a combustível. Características comuns destes dispositivos são: a energia química armazenada é convertida em energia elétrica, e a eficiência, ao contrário dos processos térmicos, não apresenta as limitações de Carnot. Enquanto as baterias primárias e secundárias funcionam como um acumulador de carga que se esgota à medida em que é utilizada, as células a combustível são consideradas geradores contínuos de energia, desde que sejam mantidos os fluxos reagentes em seus eletrodos. Diferente das baterias secundárias, as baterias primárias não podem ser recarregadas quando usados os seus produtos químicos ativos e, portanto, estritamente não podem ser consideradas como armazenamento genuíno de energia.

Em termos gerais, o princípio deste tipo de sistema se baseia em reações de redução e oxidação, comumente chamadas de reações redox. Onde energia elétrica é convertida em energia química potencial durante o processo de carregamento, e durante o descarregamento é liberada energia elétrica a partir da energia de Gibbs da reação química. Logo, uma célula de bateria é, em essência, um dispositivo que fornece as condições para que as reações redox ocorram, gerando assim um fluxo de íons e elétrons entre as áreas em que as reações ocorrem (Figura 7).

Figura 7 - Diagrama simplificado de uma célula eletroquímica conectada a uma carga



Fonte: Adaptado de Rufer (2018).

Conforme a figura acima, uma célula eletroquímica é composta por dois eletrodos, instalados em ambos os lados de um eletrólito, chamados de ânodo e cátodo. O ânodo é definido

como o eletrodo oxidante, ou seja, o eletrodo que envia íons positivos para o eletrólito durante a descarga. Ao fornecer cargas positivas ao eletrólito, o próprio ânodo fica carregado negativamente e, portanto, pode ser considerado como uma fonte de elétrons para o circuito externo. Ao mesmo tempo, o cátodo consome elétrons do circuito externo e íons positivos do circuito interno. Para manter a corrente elétrica no circuito externo, os elétrons precisam ser produzidos no ânodo e consumidos no cátodo (RUFER, 2018).

Adicionalmente, há dois pares de substâncias eletroquimicamente ativas, uma na região do ânodo e outra na região do cátodo. Os materiais que compõem o eletrodo ânodo e a substância que o circunda precisam reagir, produzindo uma reação de oxidação enquanto descarregados. De forma análoga, a interação eletroquímica entre os materiais que compõem o eletrodo cátodo e seu redor deve produzir uma reação de redução. O transporte de íons entre as substâncias eletroquimicamente ativas é realizado através de uma substância sólida ou líquida eletronicamente isolante, chamado de eletrólito. Já o separador evita o contato direto entre as substâncias eletroquimicamente ativas. Desta forma se impede que a bateria sofra um curto-circuito interno associado ao potencial elétrico entre estas substâncias. Finalmente, todas as células da bateria são embaladas em um contêiner, em série ou em paralelo, para obter as características elétricas desejadas (DÍAZ-GONZÁLEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2016).

A seguir, são descritas algumas desvantagens (IBRAHIM et al., 2013):

- Tempo de vida relativamente curto para ciclos de grande amplitude, desde algumas centenas até poucos milhares de ciclos;
- Embora precisem de pouca manutenção os custos dos mesmos são muito elevados.
- Complicação na disposição final dos resíduos, devido a que as baterias têm entre seus componentes alguns metais pesados, os quais são nocivos ao meio ambiente.

Para resolver estas questões, várias configurações, materiais de eletrodos e eletrólitos têm sido analisados e sugeridos para melhorar os custos, a densidade de energia e de potência, o ciclo de vida e a segurança das baterias (KOOHI-FAYEGH; ROSEN, 2020; KHAN et al., 2023).

2.1.1.4 Células a combustível

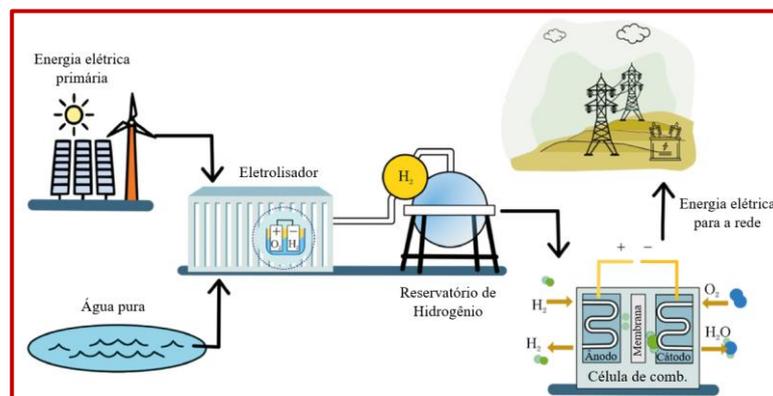
As células a combustível são dispositivos eletroquímicos que geram energia elétrica a partir do hidrogênio. O hidrogênio é considerado um transportador de energia ideal, por ser limpo e transportar energia química sem carbono ou com zero emissões. Geralmente é

produzido a partir da água por meio de eletrólise ou diretamente da luz solar usando a divisão fotocatalítica da água. Um sistema de armazenamento de energia utilizando células a combustível inclui três componentes principais (KAVADIAS; APOSTOLOU; KALDELLIS, 2017):

- 1) Eletrolisador: que consome eletricidade nas horas de menor demanda para produzir hidrogênio;
- 2) Reservatório de hidrogênio para disponibilizar este recurso quando necessário;
- 3) Célula a combustível: utiliza hidrogênio e oxigênio do ar para gerar eletricidade;

Na Figura 8 é apresentado um sistema típico de armazenamento de energia por hidrogênio, composto pelos três componentes principais anteriormente mencionados.

Figura 8 - Esquema de um sistema de armazenamento de energia por hidrogênio



Fonte: Adaptado de Mitali; Dhinakaran; Mohamad (2022).

Quando há excesso de energia, hidrogênio é produzido na etapa de carregamento a partir da água por meio de eletrólise, sendo armazenado em um reservatório, o oxigênio é liberado na atmosfera. No horário de ponta, a eletricidade é gerada em células a combustível a partir do hidrogênio armazenado. No ânodo, hidrogênio puro, ou um gás rico em hidrogênio, é oxidado em prótons (íons de hidrogênio com carga positiva) e elétrons para alimentar a célula a combustível. Os íons de hidrogênio com carga positiva do ânodo são coletados no eletrodo de oxigênio que flui pelo eletrólito.

O eletrólito que se encontra entre os eletrodos permite o fluxo de íons, mas impede a passagem dos elétrons, que obrigados a percorrer um circuito externo, geram uma corrente elétrica no processo. Além do calor liberado pela reação eletroquímica, a formação de água é o único produto resultante deste processo, obtido da combinação do hidrogênio com o oxigênio. As células a combustível convertem a energia química do combustível diretamente em energia

elétrica, sem que exista combustão. As reações abaixo ilustram as reações eletroquímicas em uma célula a combustível com membrana de troca de prótons:



Como descrito anteriormente, diferente das baterias, nas células a combustível, a energia elétrica é gerada enquanto for mantido o fluxo de hidrogênio e oxigênio, sem acumulação de energia no seu interior (KAVADIAS; APOSTOLOU; KALDELLIS, 2018). Com base no trabalho publicado por Ibrahim, Ilinca e Perron (2008) há vários tipos de células a combustível, que variam em função do eletrólito usado, temperatura de operação, seu desenho, campo de aplicação e requisitos específicos de combustível:

- Célula a combustível alcalina, AFC (do inglês, Alkaline Fuel Cell);
- Célula a combustível de membrana de troca de prótons, PEMFC (do inglês, Proton-Exchange Membrane Fuel Cell);
- Célula a combustível de metanol direto, DMFC (do inglês, Direct Methanol Fuel Cell);
- Célula a combustível de ácido fosfórico, PAFC (do inglês, Phosphoric Acid Fuel Cell);
- Célula a combustível de carbonato fundido, MCFC (do inglês, Molten Carbonate Fuel Cell);
- Célula a combustível de óxido sólido, SOFC (do inglês, Solid Oxide Fuel Cell).

Trabalhos de pesquisas recentes estão focados no eletrolisador e na própria célula a combustível, pois a melhora do desempenho destes componentes é fundamental para maximizar a eficiência energética geral do sistema (PAN et al., 2022; FALAMA et al., 2023; WANG et al., 2023).

2.1.1.5 Bobinas supercondutoras

Considerada uma tecnologia emergente, os sistemas de armazenamento em bobinas supercondutoras, ou armazenamento em supercondutores magnéticos, SMES (do inglês, Superconducting Magnetic Energy Storage), armazenam energia no campo magnético criado pelo fluxo de corrente contínua em uma bobina de material supercondutor resfriado

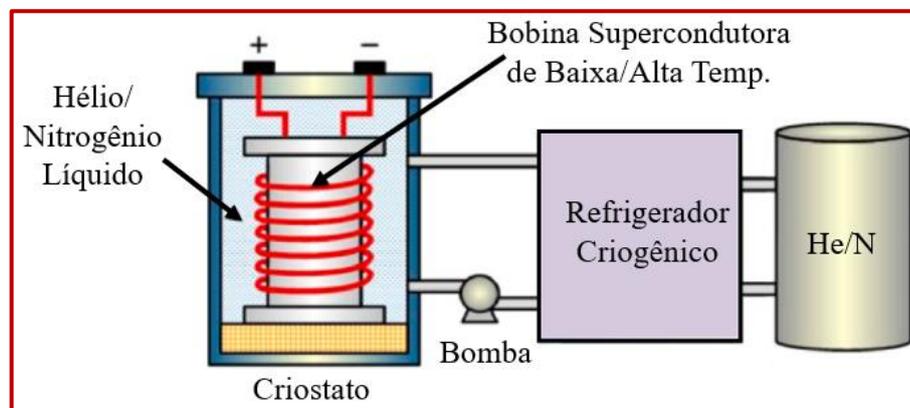
criogenicamente. Devido às características de desenho e construção, estes sistemas apresentam um alto custo operacional, e geralmente são mais adequados para fornecer descargas profundas e constantes com tempos de resposta quase instantâneo.

Nos sistemas SMES, a energia é armazenada em forma de corrente contínua (CC) pelo fluxo de corrente ao longo dos supercondutores, geralmente feitos de filamentos de nióbio-titânio (Nb-Ti), e conservada como um campo magnético CC. O condutor de corrente funciona em temperaturas criogênicas (-270°C), tornando-se assim um supercondutor com perdas resistivas insignificantes enquanto gera um campo magnético. Nessa condição, a corrente de uma bobina pode fluir indefinidamente (ADETOKUN; OGHORADA; ABUBAKAR, 2022). Isto pode ser demonstrado pela constante de tempo (t) de uma bobina (Equação 6), onde L é a indutância e R a resistência. Quando R tende a zero (0), t se aproxima do infinito.

$$t = \frac{L}{R} \quad (6)$$

Portanto, a operação de um sistema SMES baseia-se no conceito eletrodinâmico de que uma corrente continuará a fluir em um supercondutor mesmo após a eliminação da tensão que o atravessa. Logo, uma bobina supercondutora com resistência mínima, quase zero, é aquela que foi resfriada abaixo de sua temperatura supercondutora crítica. Conseqüentemente, a corrente continua fluindo pela bobina, permitindo conduzir eletricidade em qualquer estado de carga (Figura 9).

Figura 9 - Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento de energia em bobinas supercondutoras



Fonte: Adaptado de Olabi et al., (2021).

Durante o armazenamento de energia, corrente contínua flui apenas em uma direção da bobina supercondutora, gerando um campo magnético, o que reduz a supercondutividade em baixa temperatura. Na fase de descarga, o sistema de condicionamento de tensão e potência, PCS (do inglês, Power Conditioning System), é modificado para imitar o sistema como sendo uma carga através da bobina, gerando uma tensão reversa (OLABI et al., 2021a). Isto faz com que a bobina se descarregue rapidamente, inclusive mudando do modo de carga para o de descarga e vice-versa em questão de segundos.

Uma vantagem dos sistemas SMES é sua grande eficiência instantânea, próxima a 95% para um ciclo de carga e descarga pois, ao contrário das baterias, estes sistemas são capazes de descarregar quase a totalidade da energia armazenada (IBRAHIM et al., 2013). Alguns benefícios adicionais são a ausência de componentes móveis e tempo de resposta rápido (≤ 100 ms), esta última vantagem os torna ideais para nivelamento de carga. A principal desvantagem desta tecnologia é a necessidade de um sistema de refrigeração que, além de elevar os custos, torna a operação do sistema mais complexa (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008).

Estudos considerando o acoplamento de sistemas de armazenamento em bobinas supercondutoras com fontes renováveis de geração intermitente têm sido realizados. Grande parte dos trabalhos se focam na utilização das vantagens dos sistemas SMES para a restrição de correntes harmônicas, atenuação das flutuações de energia na rede, aumento da frequência de comutação e da densidade de potência (MUKHERJEE; RAO, 2019; JIN et al., 2021; ZHANG et al., 2022a).

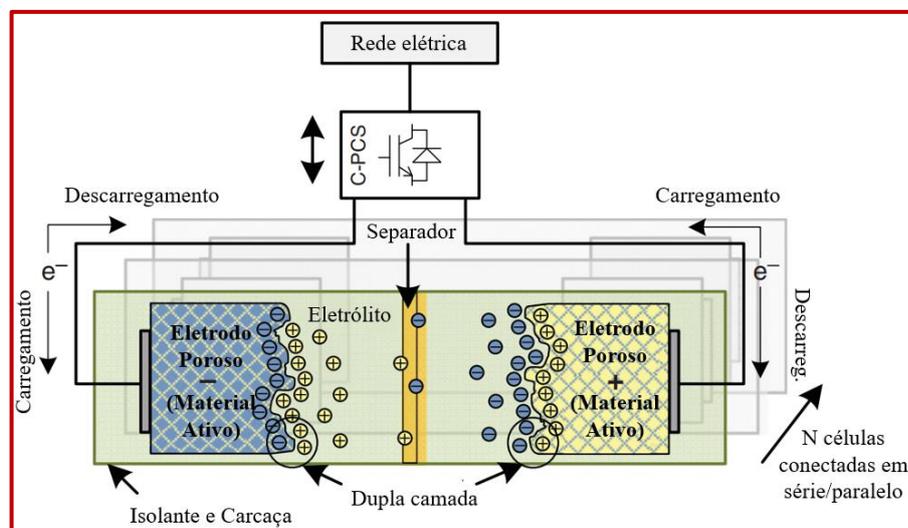
2.1.1.6 Supercapacitores

Recentemente, os supercapacitores, também chamados de ultracapacitores ou capacitores eletroquímicos, têm sido considerados como dispositivos de armazenamento de energia, SCES (do inglês, Supercapacitors Energy Storage), semelhantes a uma bateria em termos de projeto e fabricação. No entanto, as principais diferenças entre estas formas de armazenamento está baseada na aplicação. Considerada uma versão atualizada do capacitor, o supercapacitor possui ciclos curtos de carga e descarga, maior densidade de potência e longa vida útil. Motivos que os destacam na construção de sistemas híbridos de armazenamento de energia mais avançados.

Os supercapacitores são baseados em células eletroquímicas que contêm dois eletrodos condutores, um eletrólito e uma membrana porosa que permite o trânsito de íons entre os dois eletrodos. Logo, o layout é semelhante ao das células eletroquímicas das baterias (Figura 10).

Embora não aconteçam reações químicas nas células, a energia é armazenada eletrostaticamente nelas (RAFIK et al., 2007). Nos supercapacitores, os eletrodos e o eletrólito são eletricamente carregados, o cátodo é carregado positivamente, o ânodo é carregado negativamente e o eletrólito contém íons positivos e negativos. Em cada uma das superfícies do eletrodo, há uma área de interface com o eletrólito, ocorrendo o fenômeno da “dupla camada elétrica” (AFIF et al., 2019)

Figura 10 - Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento de energia em supercapacitores



Fonte: Adaptado de Díaz-González; Sumper; Gomis-Bellmunt (2016).

Ao aplicar tensão entre os eletrodos, tanto os eletrodos como o eletrólito ficam polarizados. Isto significa que a carga positiva do cátodo é transferida para a área de interface com o eletrólito, formando uma camada de íons positivos. De forma similar, os íons negativos do eletrólito são transferidos para a mesma interface eletrólito/cátodo, formando uma camada de íons que equilibra a carga negativa. Essas duas camadas formam a “dupla camada elétrica”, e uma diferença de potencial é derivada do campo elétrico dentro delas. Finalmente, a dupla camada pode ser considerada como um capacitor (DÍAZ-GONZÁLEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2016). Apesar das vantagens, como durabilidade, eficiência e curto tempo de carga/descarga, estes sistemas apresentam um percentual de autodescarga diário, 5%. O que significa que a energia armazenada deve ser usada rapidamente (IBRAHIM et al., 2013).

Muitas aplicações de armazenamento de energia usam supercapacitores, como fontes de alimentação ininterrupta ou em sistemas com elevadas demandas de energia e durante curtos períodos. No setor das energias renováveis, incluindo solar, eólica e maremotriz, têm sido

implantados estes sistemas de armazenamento, usados tanto para a coleta quanto para o fornecimento de energia (FAGIOLARI et al., 2022; MANDAL; HU; SHI, 2023). Sendo o campo das tecnologias solares fotovoltaicas o que apresenta maior potencial de crescimento para estes sistemas. Em parques eólicos, os sistemas SCES são considerados como parte de configurações híbridas de armazenamento, em conjunto com baterias, para manter um esquema de controle de carga/descarga estável.

Um dos principais entraves desta tecnologia está relacionado com os custos dos materiais de fabricação. Atualmente, pesquisadores se concentram em materiais mais baratos para a fabricação dos eletrodos de carbono, como são os derivados de biomassa. Outros tipos de fontes naturais de carbono também são usados para a síntese do grafeno e produtos de carbono para a fabricação de supercapacitores com alto desempenho eletroquímico. Estes materiais são avaliados desde o ponto de vista econômico e caracterizados através de diversas técnicas como espectroscopia de infravermelho com transformada de Fourier, FT-IR (do inglês, Fourier-Transform Infrared Spectroscopy), difração de raios X, XRD (do inglês, X-ray Diffraction), espectroscopia Raman, RAMAN (do inglês, Raman Spectroscopy), microscopia de varredura de emissão de campo, FESEM (do inglês, Field Emission Scanning Microscopy), entre outros (SAIKIA et al., 2020; SHANMUGA PRIYA; DIVYA; RAJALAKSHMI, 2020).

2.1.1.7 Ar comprimido

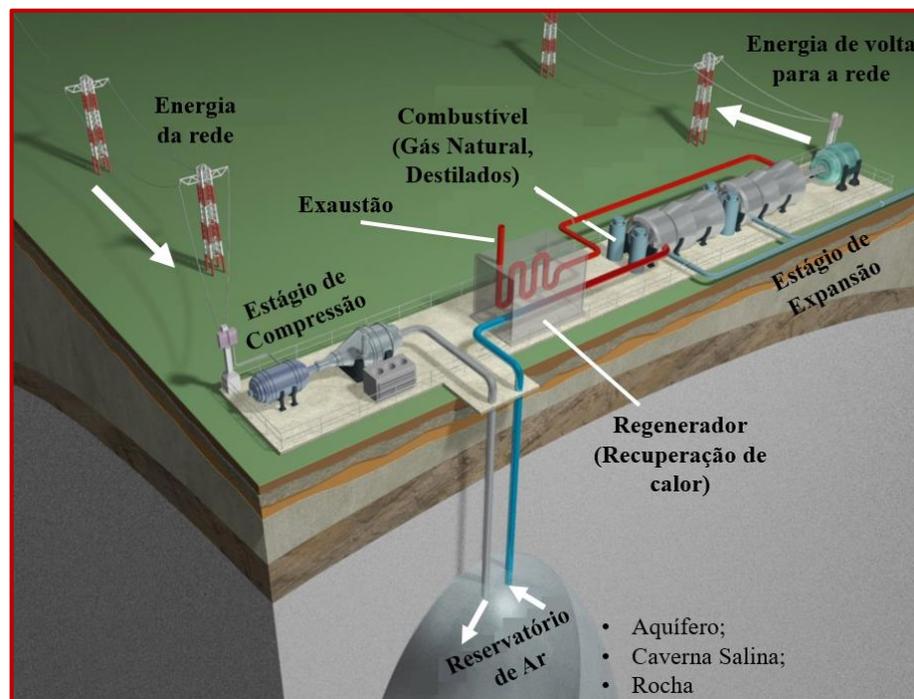
Um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido, CAES (do inglês, Compressed Air Energy Storage), opera armazenando energia na forma de ar comprimido a alta pressão durante os períodos de baixa demanda de energia elétrica. A energia armazenada é liberada para gerar eletricidade em períodos de aumento da demanda ou durante os horários de ponta. Estes sistemas, baseados nas tecnologias de turbinas a gás convencionais, apresentam um bom desempenho em carga parcial e possuem um tempo de resposta moderado. Construídos em pequena ou grande escala, a duração do período de armazenamento e do tempo de descarga dos sistemas CAES variam em função da potência instalada e do volume de ar armazenado. Portanto, os sistemas CAES podem ser considerados baterias recarregáveis de ar comprimido.

Os principais componentes de um sistema CAES são: o trem de compressão, o reservatório de ar comprimido, o trem de expansão, um motor/gerador elétrico e, a depender da tecnologia, uma fonte de calor para aquecimento do ar comprimido durante a etapa de descarga (BUDT et al., 2016). A tecnologia CAES convencional se baseia no conceito CAES diabático, D-CAES (do inglês, Diabatic CAES), que não recupera o calor residual do processo de

compressão e do ar de exaustão. Devido ao desaproveitamento térmico, é necessária uma fonte de calor para aquecer o ar antes do estágio de expansão e, desta forma, melhorar a eficiência do ciclo. Segundo Barnes et al. (2011), na ausência da combustão, as baixas temperaturas na saída da turbina representariam um risco potencial associado à formação de gelo nas pás devido à grande vazão de ar, apesar do pequeno teor de umidade específico do ar a alta pressão. Já um sistema CAES regenerativo, recupera parte do calor nos gases de exaustão, porém não dispensa a fonte de calor, apenas melhora o desempenho.

A Figura 11 mostra o esquema de funcionamento deste último sistema, onde ar ambiente é comprimido a alta pressão no compressor durante o processo de carregamento. Resfriadores intermediários (Intercoolers) são colocados entre os estágios de compressão, caso houver, aumentando a eficiência da compressão. Após compressão final, a temperatura é reduzida em outro resfriador (Aftercooler), para baixar a temperatura do ar que entra no reservatório. Caso contrário, a resistência e integridade do armazenador poderiam ser seriamente afetadas devido ao estresse térmico nas paredes do reservatório, adicionalmente, menos ar poderia ser armazenando (THOMASSON et al., 2017). Finalmente, o ar comprimido é armazenado no reservatório, encerrando assim a etapa de carregamento.

Figura 11 - Esquema de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido



Fonte: Adaptado de Johnson (2014).

Na etapa de descarregamento, o ar armazenado no reservatório é liberado e preaquecido no regenerador de calor antes de entrar na câmara de combustão, onde aquecido até a temperatura de operação. Os produtos da combustão são então expandidos na turbina, onde a maior parte da energia do ar comprimido é convertida em energia cinética rotacional que, em seguida, é transformada em energia elétrica no gerador (ZHANG et al., 2019). Nos reservatórios isocóricos, armazenamento a volume constante, uma válvula de expansão é colocada na saída do armazenador para garantir uma pressão constante na entrada da turbina (HOUSSAINY et al., 2018).

Outras vantagens dos sistemas CAES que podem citar-se são: a capacidade de armazenamento por longos períodos, podendo inclusive ultrapassar um ano, e o tempo de resposta relativamente curto. A principal desvantagem está na dificuldade de encontrar formações geológicas compatíveis com as exigências do sistema. Tanques metálicos de alta pressão podem ser destinados apenas para aplicações de pequena escala devido a limitações econômicas (WRÓBEL; KALINA, 2019). Porém, poços esgotados de petróleo e/ou gás, minas de sal e rochas porosas podem atender as condições necessárias para o armazenamento do ar comprimido. De acordo com Olabi et al. (2021b), o número de locais disponíveis com características geológicas favoráveis para sistemas CAES é inclusive maior em comparação com os das usinas hidrelétricas reversíveis.

Configurações híbridas de sistemas CAES com outras tecnologias de armazenamento de energia são estudadas para alcançar a capacidade, a densidade de energia, o tempo de resposta e a eficiência necessários (BUDT et al., 2016; SADEGHI; ASKARI, 2019). Conceitos, configurações e aplicações serão discutidos a seguir.

2.1.2 Aplicações das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Os sistemas de armazenamento de energia são essenciais para diversas aplicações em vários níveis do sistema de energia, incluindo geração, transmissão e distribuição. Droste-Franke et al. (2012) classificaram as tecnologias de armazenamento de energia em três grupos conforme seu campo de aplicação:

- 1) Tipo de sistema de armazenamento e localização:
 - a) Sistemas de armazenamento modular com uso duplo;
 - b) Sistemas de armazenamento modular para uso exclusivo da rede;
 - c) Sistemas de armazenamento centralizado.
- 2) Tempo de descarga e frequência do fornecimento de energia:

- a) Armazenamento de energia de curto prazo (segundos a minutos);
 - b) Armazenamento de energia de médio prazo (diário);
 - c) Armazenamento de energia de longo prazo (semanal a mensal).
- 3) Tipo de energia na entrada e saída do sistema de armazenamento:
- a) Controle positivo e negativo da rede (Entrada: eletricidade – Saída: eletricidade);
 - b) Controle positivo da rede (Entrada: energia – Saída: eletricidade);
 - c) Controle negativo da rede (Entrada: eletricidade – Saída: energia).

Segundo Barnes et al. (2011) e Koochi-Fayegh e Rosen (2020), os sistemas de armazenamento de energia podem ser utilizados para:

- Redução do congestionamento nos sistemas de transmissão e distribuição;
- Armazenamento de energia durante períodos de baixa demanda e uso durante períodos de alta demanda;
- Manutenção da tensão e da frequência dentro das faixas normais de operação;
- Aumento do fator de capacidade de fontes de geração eólica, solar fotovoltaica e hidrelétrica a fio d'água;
- Compensação entre a geração de calor de calor e eletricidade nos sistemas de cogeração;
- Compensação de contingências inesperadas; e
- Manutenção do equilíbrio em tempo real entre geração e demanda.

Análises de sistemas de armazenamento de energia (ESS) combinados com turbinas eólicas para produzir eletricidade são amplamente estudados (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012; TEH; LAI, 2019; DADASHI et al., 2022). Aspectos como a atenuação das variações de tensão e frequência no ponto de conexão das usinas eólicas, estabilidade do sistema sob perturbações, como problemas de amortecimento de oscilações e capacidade de suportar afundamentos de tensão, LVRT (do inglês, Low Voltage Ride Through), são aprimorados com o suporte do armazenamento de energia. Também, a viabilidade técnica de sistemas isolados e híbridos com grande participação de geração eólica melhora significativamente, pois aumenta a previsibilidade se considerado um sistema ESS. O aumento da previsibilidade de geração também traz benefícios econômicos devido às reduções de penalidade associadas aos erros de previsão.

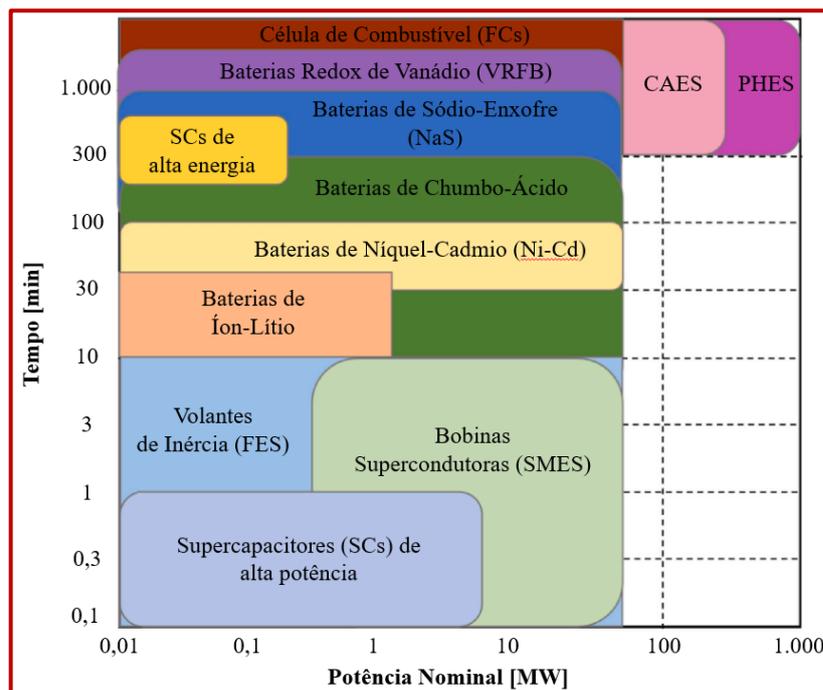
Outras aplicações dos sistemas de armazenamento de energia (ESS) em linhas de transmissão podem ser observadas, por exemplo, na classificação térmica dinâmica DTR (do inglês, Dynamic Thermal Rating) das linhas. Esta classificação permite definir a capacidade

máxima de transporte de corrente sem exceder o limite máximo de temperatura do condutor. A incorporação de sistemas ESS à tecnologia DTR permite obter benefícios econômicos e de confiabilidade (TEH; LAI, 2019; SHALCHI et al., 2020), garantindo uma continuidade no fornecimento de energia sem interrupções.

A combinação otimizada de sistemas ESS durante a comutação de transmissão ótima, OTS (do inglês, Optimal Transmission Switching), também é considerada para aumentar a confiabilidade dos sistemas energéticos e reduzir os custos operacionais dos sistemas de potência. OTS é um conceito incorporado aos problemas de fluxo de potência ótima, OPF (do inglês, Optimal Power Flow), que permite que o operador do sistema consiga comutar temporariamente uma ou mais linhas da rede. Enquanto a comutação da transmissão alivia o congestionamento da rede modificando sua topologia, um sistema ESS fornece deslocamento da energia no tempo e suaviza as flutuações na potência de saída causadas pela integração das fontes de energia renováveis (AYESHA et al., 2023).

Da capacidade total instalada de projetos de sistemas de armazenamento de energia elétrica (ESS), 186,1 GW em 2020, as usinas hidrelétricas reversíveis (PHES) representam mais do 90% (ZHANG et al., 2021). Esta forma de armazenamento alcança a maior densidade de potência e tempo de descarga (Figura 12).

Figura 12 - Campo de aplicação das tecnologias de armazenamento de energia elétrica em função da Potência Nominal e do tempo de descarregamento



Fonte: Adaptado de Zhang et al. (2021).

Do ponto de vista dos projetos de aplicação, as baterias são as tecnologias mais usadas em todo o mundo. Entre elas, as baterias de íons de lítio têm uma gama de aplicações mais ampla, mas respondem por apenas 18% da capacidade instalada desta tecnologia e são utilizadas principalmente em aplicações portáteis (KOOHI-FAYEGH; ROSEN, 2020). No entanto, os sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) são, junto aos sistemas PHES, as duas tecnologias disponíveis comercialmente para armazenamento de energia elétrica em grande escala (>100 MW) e entrega durante períodos prolongados (BUDT et al., 2016). As aplicações dos sistemas CAES não se concentram apenas no gerenciamento de rede para mudança e regulação de carga, mas também são considerados métodos de integração de fontes de energia renováveis intermitentes à rede elétrica. Adicionalmente, as usinas hidrelétricas reversíveis estão se tornando menos atrativas economicamente devido ao grandes custos de investimento e ao longo período de retorno, tipicamente de 40 a 80 anos, (FOLEY et al., 2015).

Com uma taxa de crescimento anual de 2,2%, novos desafios são enfrentados pelas tecnologias de armazenamento de energia. O avanço destes sistemas depende do grau de desenvolvimento específico de cada tecnologia, dos custos e dos benefícios econômicos. O custo da tecnologia inclui duas partes: custo com energia e custos com operação e manutenção, O&M (do inglês, Operation and Maintenance). Mas, a avaliação econômica de um sistema de armazenamento de energia deve considerar diversos fatores, como tipo de sistema, tamanho, ambiente de trabalho e outros. A topologia do terreno também é um fator relevante nos sistemas de geração renovável e nas tecnologias de armazenamento. Portanto, estudos que considerem este fator para sistemas combinados de geração-armazenamento são fundamentais. Estratégias de controle adequada para avaliar a correção energética devido à utilização de tecnologias de armazenamento de longo prazo também são necessárias. Finalmente, estudos ambientais relacionados com a redução de emissões pelo não despacho de usinas mais poluentes representam uma oportunidade de avaliar economicamente o sistema de armazenamento devido aos subsídios associados a estas reduções (OLABI et al., 2021a; MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022)

2.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO

Como descrito anteriormente, os sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) são considerados uma das alternativas mais promissoras às usinas hidrelétricas reversíveis (PHES) como sistemas de armazenamento de energia de grande capacidade. Contudo, sistemas CAES de pequena escala estão gradualmente se tornando um

possível substituto para as baterias, supercapacitores e outros devido à sua boa integração com os sistemas de geração de energia a partir de fontes renováveis. Entre as vantagens destes sistemas de pequena escala se destacam: uma maior vida útil, redução do número e complexidade de manutenções e melhor adaptação a condições ambientais não favoráveis (OLABI et al., 2021b).

Portanto, o crescente interesse nos sistemas CAES levou, nos últimos anos, a um incremento nas atividades de pesquisa neste setor. A seguir é mostrada uma revisão mais detalhada dos sistemas CAES existentes e em projeto, os conceitos em pesquisa e desenvolvimento, custos estimados e desafios futuros.

2.2.1 Princípios operacionais dos sistemas CAES

Dependendo da forma de lidar com o calor, há três tipos fundamentais de sistemas CAES (OLABI et al., 2021b):

- CAES Diabático (D-CAES), ou CAES convencional:

Um processo diabático é caracterizado pela mudança termodinâmica de estado de um sistema no qual o mesmo troca energia com seus arredores em virtude de uma diferença de temperatura entre eles. Portanto, este conceito pressupõe que não há sistemas de coleta/troca de calor associados à instalação e o calor é transferido diretamente para os arredores, causando desperdício. Nesse caso, é necessária uma fonte de calor externa, como é o caso da queima de combustíveis fósseis, melhorando assim, a eficiência do ciclo, mas desperdiçando calor que poderia ser aproveitado e gerando emissões (ZHANG et al., 2019).

- CAES Adiabático (A-CAES):

Nos sistemas CAES adiabáticos (A-CAES) o calor gerado pela compressão é transferido e armazenado em uma unidade de armazenamento de energia térmica (TES), que é posteriormente utilizado durante o processo de descarregamento para aquecimento do ar em lugar da câmara de combustão. Assim, o consumo de combustível é evitado e a eficiência de ida e volta pode alcançar a faixa de 60 a 70% (CHEN et al., 2021). Esta é a abordagem mais amplamente usada em projetos e pesquisas. Já as tecnologias A-CAES avançadas (AA-CAES), disponíveis recentemente, usam trocadores de calor de cerâmica de última geração para alcançar altas eficiências de transferência de calor necessárias (WU et al., 2021).

- CAES Isotérmico (I-CAES):

O armazenamento isotérmico de energia por ar comprimido (I-CAES) é uma tecnologia em evolução que se baseia na compressão/expansão quase isotérmica do ar para armazenamento

de energia. Essa tecnologia demonstrou, teoricamente, alcançar as maiores eficiências de ida e volta em comparação com os sistemas anteriores, D-CAES e A-CAES (LU; WANG; HE, 2023). Neste conceito, ainda em desenvolvimento, o aumento da temperatura do gás comprimido acontece em etapas de quase equilíbrio térmico, onde o calor é transferido quase instantaneamente, evitando assim o aumento da temperatura do processo de compressão e a queda da mesma no processo de expansão (LI et al., 2023). A potência necessária para operar o compressor é menor do que a requerida para operar um compressor adiabático com a mesma relação de pressão, e energia elétrica para acioná-lo durante pode ser completamente recuperada durante a descarga. Segundo Zhang et al. (2018) a eficiência do ciclo ideal dos sistemas I-CAES pode ser tão alta quanto 100%.

Processos de compressão-expansão quase isotérmicos ainda não foram aplicados em instalações CAES, devido às altas exigências de máquinas especializadas para lidar com a troca de calor, como é o aumento da área da superfície do trocador de calor por meio da pulverização de um líquido para troca térmica. São precisamente estes desafios os que concentram as pesquisas sobre os sistemas I-CAES (QIN; LOTH, 2014).

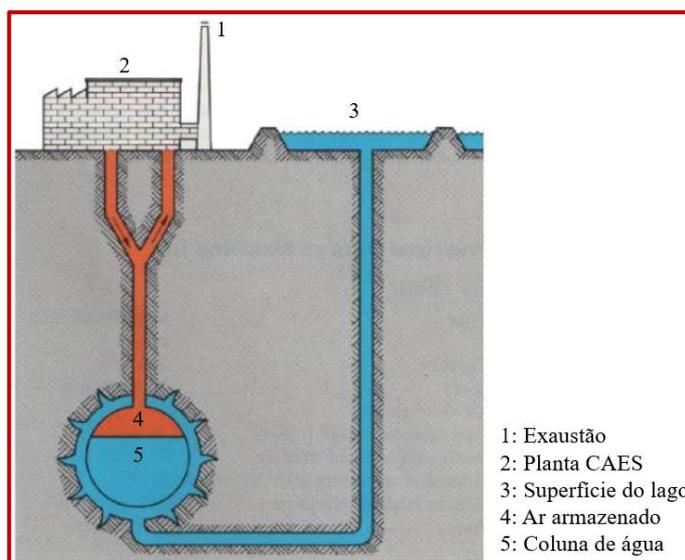
Com base no tipo de geologia, ou estrutura, utilizada como reservatório para o armazenamento de ar, um sistema CAES pode operar de várias maneiras. O modo mais comum é em condições de volume constante, ou pressão deslizante, onde o armazenamento é um reservatório rígido e fixo. Neste modo, a pressão aumenta à medida que o armazenamento é carregado e diminui à medida que o ar armazenado é liberado, entre as pressões máxima e mínima (MAZLOUM; SAYAH; NEMER, 2017; RABI; RADULOVIC; BUICK, 2023). Estas características permitem considerar as seguintes opções de projeto:

- 1) Projetar o sistema CAES de modo que a pressão de entrada da turbina varie com a pressão do reservatório, ou;
- 2) Manter a pressão de entrada da turbina constante, estrangulando o fluxo de ar para uma pressão fixa.

Embora a segunda opção requeira um maior volume de armazenamento, devido às perdas por estrangulamento na válvula redutora, para alcançar mesma capacidade de descarregamento, é a forma mais difundida tanto em instalações reais como em projetos. Pois a eficiência no estágio de expansão compensa as perdas na válvula redutora.

Uma terceira opção são os sistemas de pressão compensada, onde a pressão do ar dentro do reservatório é mantida constante, durante toda a operação, através de uma força externa (BARNES et al., 2011). Na Figura 13, a pressão dentro da caverna é conservada usando uma coluna de água aplicada por um reservatório acima do nível do solo.

Figura 13 - Reservatório CAES a pressão constante com coluna de água compensadora



Fonte: Adaptado de Barnes et al. (2011)

Os reservatórios para armazenamento do ar comprimido podem estar localizados acima ou abaixo do nível do solo, UG-CAES (do inglês, Under Ground CAES), estes últimos podem ser cavernas rochosas, domos de sal ou meios porosos (BARNES et al., 2011). Também podem ser considerados reservatórios abaixo do nível do mar, como os sistemas O-CAES (do inglês, Ocean CAES) ou UW-CAES, (do inglês, Offshore Underwater CAES). Estes reservatórios submersos são tipicamente esferas ocas ou balões infláveis (PIMM; GARVEY; DE JONG, 2014; WANG et al., 2016).

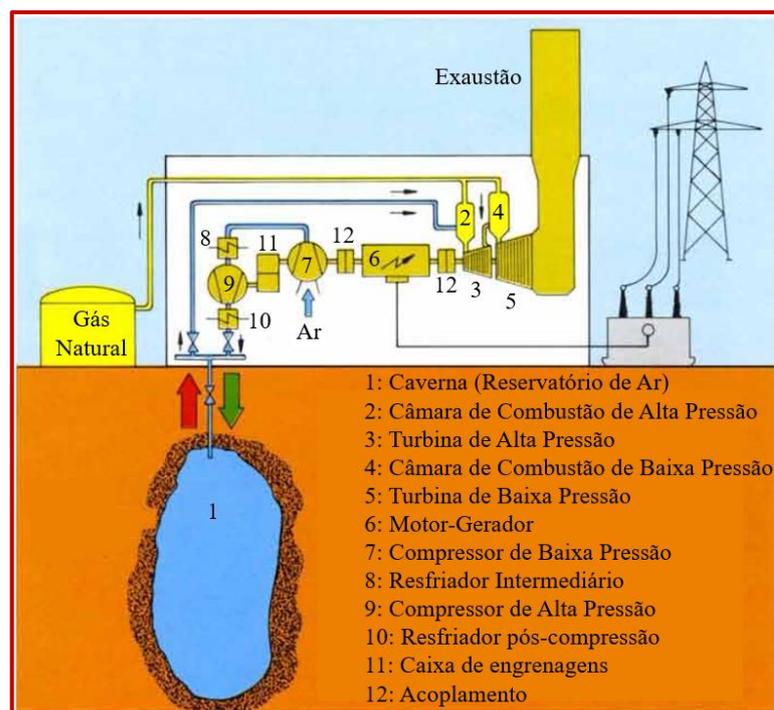
A integridade dos reservatórios deve ser mantida por dezenas de anos, garantido uma operação diária do sistema através de ciclos de carregamento e descarregamento. Geralmente, é preferido o uso de cavidades subterrâneas pré-existentes, reduzindo significativamente os custos. Porém, estruturas geológicas adequadas para os sistemas CAES não estão facilmente disponíveis a custos competitivos (WANG et al., 2017).

2.2.2 Plantas CAES existentes

Três plantas CAES de grande porte estão atualmente em operação: Huntorf (Alemanha), McIntosh (Estados Unidos) e Zhangjiakou (China). As duas primeiras plantas estão baseadas na tecnologia CAES diabático convencional, D-CAES (do inglês, Diabatic CAES), e gás natural é utilizado na câmara de combustão.

A planta CAES Huntorf, localizada em Bremen no norte da Alemanha, opera desde o ano 1978 (Figura 14). O ar comprimido é armazenado em duas cavernas de sal localizadas a 600 m abaixo do nível do solo, totalizando um volume de 310.000 m³, e suporta uma pressão máxima de até 7 MPa (70 bar). Por questões operacionais e de segurança, a faixa de pressões varia entre 4,8 e 6,6 MPa (48 – 66 bar). Nesta planta energia proveniente de usinas nucleares é armazenada em horário noturno durante 8 horas. Os compressores, de alta e baixa pressão, são acionados eletricamente, com resfriamento intermediário e sem recuperação de calor, e consomem cerca de 60 MW. A energia acumulada era liberada durante 2 horas, através de uma turbina de 290 MW para cobrir picos de carga, para atuar como reserva quente para consumidores industriais e para nivelar a geração elétrica de parques eólicos. Uma válvula de estrangulamento garante uma pressão constante, 46 bar, na entrada de uma turbina a vapor de alta pressão (BBC BROWN BOVERI, 1978; BARNES et al., 2011; ZHOU et al., 2018).

Figura 14 - Esquema com modos de operação da planta CAES Huntorf

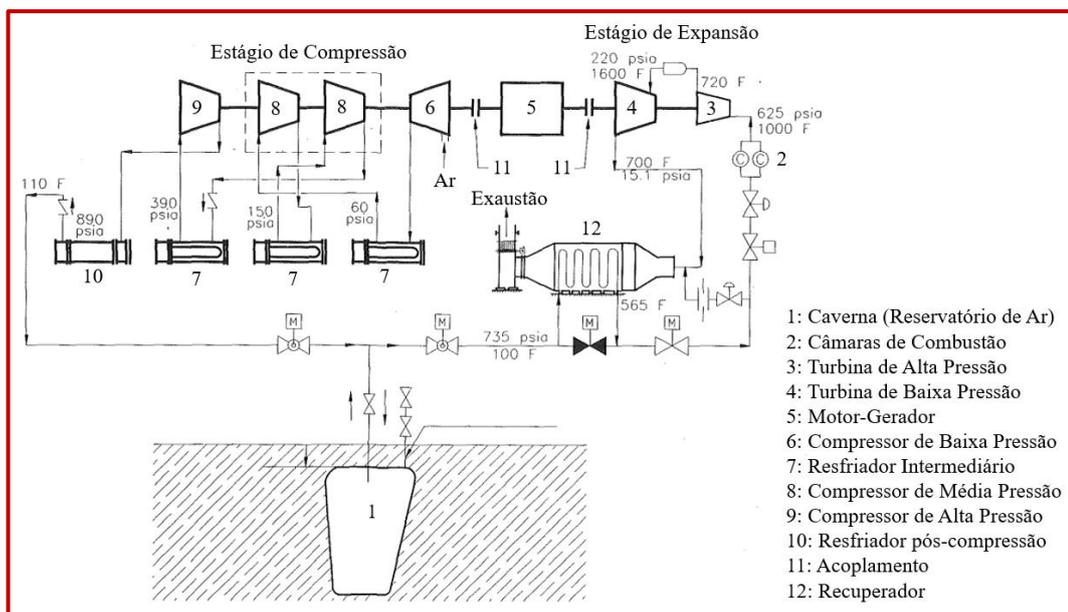


Fonte: Adaptado de BBC Brown Boveri (1978)

No ano de 2007 a planta foi modificada para produzir mais energia, alcançando até 320 MW de potência de saída com uma eficiência de ida e volta (η_{RT}) igual a 42% (JAFARIZADEH; SOLTANI; NATHWANI, 2020). Vale ressaltar que esta planta apresenta, historicamente, parâmetros de disponibilidade e confiabilidade no arranque de 90% e 99% respectivamente.

A planta CAES McIntosh foi instalada em 1991 no estado de Alabama, nos Estados Unidos, e se caracteriza por várias melhorias quando comparada com a planta Huntorf. Entre elas vale ressaltar a recuperação parcial do calor residual nos gases de exaustão, para preaquecimento do o ar comprimido que entra no trem de expansão, reduzindo assim o consumo de combustível em até 22%, e elevando sua eficiência de ida e volta até 54% (Figura 15). Uma caverna salina de 560.000 m³, localizada a 500 m abaixo do nível do solo, é usada como reservatório. Ar é armazenado durante a noite, pressurizado através de dois compressores com resfriamento intermediário até 7,4 MPa (74 bar). Antes da entrada na turbina de alta pressão (TAP), o ar comprimido é estrangulado até 4,3 MPa (43 bar). O processo de descarregamento da planta dura até 26 horas com uma potência de 110 MW. Devido à capacidade de suportar transientes na ordem de 18 MW/min, 60% a mais do que usinas térmicas a gás convencionais, a planta é usada como reserva quente, para cobrir picos de carga e compensação da rede elétrica (NAKHAMKIN et al., 1992; TER-GAZARIAN, 2011; BUDT et al., 2016)

Figura 15 - Esquema com modos e dados de operação da planta CAES McIntosh



Fonte: Adaptado de Nakhamkin et al., (1992)

Além disso, e conforme descrito por Barnes et al. (2011), a confiabilidade na geração, no período de 2000 a 2010, registrou valores entre 91,2% e 92,1%. Já a operação do estágio de compressão manteve parâmetros de confiabilidade não inferiores a 96,8% para o mesmo período.

O primeiro projeto de grande escala de sistema adiabático avançado de armazenamento de energia por ar comprimido (AA-CAES) foi conectado à rede elétrica em Zhangjiakou, uma cidade na província de Hebei, no norte da China (NA, 2022). Com potência de saída de 100 MW, o sistema está disponível para a operação comercial desde o ano 2022. O projeto foi tecnicamente desenvolvido pelo Instituto de Engenharia Termofísica, IET (do inglês, Institute of Engineering Thermophysics), da Academia Chinesa de Ciências.

Diferente das outras duas plantas mencionadas, o reservatório utilizado na usina de Zhangjiakou para o armazenamento do ar é artificial. Desta forma procura-se melhorar a densidade de armazenamento de energia e reduzir a dependência de grandes estruturas geológicas favoráveis para este propósito (TONG; CHENG; TONG, 2021). A reciclagem do calor da compressão resolve a dependência dos combustíveis fósseis. Nos sistemas AA-CAES, o compressor apresenta um melhor desempenho, maior razão de pressão e temperaturas mais elevadas do que em configurações A-CAES, obtendo assim maiores eficiências de compressão adiabática. Processos de armazenamento térmico supercrítico garantem uma maior expansão do ar e tecnologias de otimização integradas ao sistema permitem melhorar a eficiência do sistema, estimada em até 70%.

2.2.3 Projetos de plantas CAES

Embora as plantas CAES Huntorf e McIntosh estejam operando há várias décadas, a tecnologia ainda está processo de desenvolvimento. Vários projetos sobre plantas CAES já foram elaborados ou se encontram em etapa de planejamento em todo o mundo. Se estima que mais de 40 projetos CAES estão sendo contemplados em todo o mundo para os próximos 5 a 10 anos, principalmente nos EUA (MATOS; SILVA; CARNEIRO, 2022). Alguns desses projetos se citam a seguir.

Nos anos 2000, um projeto que envolvia a construção de uma usina CAES de 800 MW em Norton, Ohio, foi estudado por mais de uma década. O ar comprimido seria armazenado em poços de gás localizados em minas de calcário a uma pressão máxima de 110 bar (BARNES et al., 2011). O projeto teria uma possibilidade expansão de até 2.700 MW. No entanto, no ano 2013, a construção foi adiada devido às condições de mercado junto com uma demanda insuficiente.

O início da operação do parque de armazenamento de energia Iowa, ISEP (do inglês, Iowa Stored Energy Park), estava previsto para 2015. O projeto visava o acoplamento de um sistema CAES de 260 MW a um parque eólico com capacidade entre 75 e 100 MW (LUO et

al., 2015). Após anos de desenvolvimento, o projeto foi descontinuado em 2011 devido a limitações geológicas. Pois levantamentos no local do projeto mostraram que o reservatório de armazenamento, aquífero de arenito poroso, não era adequado para a escala do sistema CAES pretendido.

Localizado no condado de Condado de Matagorda, Texas, nos Estados Unidos, um sistema CAES de 540 MW, 4×135 MW, foi planejado. O projeto representava uma versão atualizada da planta McIntosh, e pretendia utilizar uma caverna de salmoura já existente com a finalidade exclusiva de fornecer grandes volumes de energia armazenada. A integração deste projeto com fontes intermitentes, eólica e solar fotovoltaica, permitiria melhorar o desempenho tanto da geração renovável como o aproveitamento dos combustíveis fósseis convencionais. O status atual do projeto está indefinido (MATOS; SILVA; CARNEIRO, 2022).

O Bethel Energy Center, de propriedade da empresa APEX CAES, é um projeto de planta CAES de 317 MW com possível expansão até 476 MW. Planejado para operar com base na tecnologia D-CAES convencional, o sistema utilizaria cavernas de sal subterrâneas para armazenamento do ar comprimido e gás natural como fonte de calor no estágio de expansão, conseguindo fornecer energia por até 48 horas (KING et al., 2021). O projeto está em fase de construção e deve entrar em operação comercial até 2025.

O projeto de grande escala de um sistema CAES avançado subterrâneo se encontra na etapa de análises de viabilidade do reservatório, viabilidade econômica e impactos ambientais. Planejado para o condado de San Joaquin, na Califórnia, espera-se que a instalação tenha capacidade de 300 MW. Porém, a estimativa real da capacidade total depende dos resultados da avaliação do reservatório de gás esgotado que será usado para armazenamento do ar (KING et al., 2021).

Previsões de preços de mercado e modelos de despacho inviabilizaram o projeto da usina CAES Seneca, de 130 MW com expansão até 210 MW, na cidade de Reading, Nova York. No local do empreendimento seriam aproveitadas uma caverna produto da mineração salina e a ampla disponibilidade de gás natural. A água de reposição da torre de resfriamento teria sido fornecida pelo Lago Seneca e a rede de conexão estaria localizada a 800 metros do local da usina (STAUBLY; PEDRICK, 2012). Critérios similares também inviabilizaram o projeto de usina CAES Columbia Hills, de 207 MW, e o projeto híbrido CAES-Ciclo Geotérmico Yakima Minerals, de 62 MW (MCGRAIL et al., 2013)

Concebido em duas fases, o projeto D-CAES Larne, localizado na península de Islandmagee, Irlanda do Norte, usaria cavernas criadas nos depósitos de sal para armazenamento de ar e assim gerar até 134 MW durante 6 horas na primeira fase do projeto,

consumindo entre 80 e 100 MW na etapa de compressão. A segunda fase do projeto considerava uma expansão até o dobro das capacidades de geração e compressão (GAELECTRIC ENERGY STORAGE, 2011). Porém, segundo Matos; Silva e Carneiro (2022) o projeto foi encerrado no ano de 2018.

Sediado em Staßfurt, no estado de Saxony-Anhalt, Alemanha, o projeto ADELE tinha como objetivo ser a primeira grande demonstração comercial da tecnologia CAES adiabático avançado (AA-CAES). Similar aos projetos CAES existentes, cavernas de sal foram consideradas para armazenamento subterrâneo do ar, mas com a integração de um grande sistema de armazenamento térmico por calor sensível aproveitariam o calor do processo de compressão. Alcançando uma eficiência de ida e volta de até 70%, a planta seria capaz de despachar até 200 MW durante 5 h (LUO et al., 2015). O projeto foi suspenso em 2016, devido a cenários de comercialização incertos (KING et al., 2021).

Com o objetivo de avaliar a combinação de armazenamento térmico combinado, calor sensível e calor latente, em uma escala industrialmente relevante para o seu uso em um sistema CAES adiabático avançado (AA-CAES) foi construída e testada, em 2016, a primeira planta piloto AA-CAES de pequena escala. Localizada nos Alpes suíços, a usina de 1,0 MW de potência foi construída em um túnel não utilizado, com um diâmetro de 4,9 m e 120 m de comprimento. A tecnologia patenteada pela empresa suíça de capital fechado, ALACAES, usa cavernas nas montanhas como reservatórios de pressão e alcança eficiências ida e volta de entre 63% e 74%, com tempos de resposta inferiores aos 5 minutos. Esta usina, além de eliminar as emissões de gases de efeito estufa (GEE), apresentou uma das menores despesas de capital, CAPEX (do inglês, Capital Expenditure), por kWh quando comparada com outras tecnologias de armazenamento (BECATTINI et al., 2018; GEISSBÜHLER et al., 2018).

Outra instalação AA-CAES de pequeno porte, 1,75 MW de potência nominal, entrou em operação comercial no ano 2019 em Goderich, Canadá. O ar é armazenado em uma caverna subterrânea que pode ser inundada parcialmente a partir de um reservatório superficial de água, que garante uma pressão constante do ar durante todo o processo. O calor gerado durante a compressão é armazenado e posteriormente utilizado durante o descarregamento a uma eficiência de até 60%, dispensando o uso de combustível (JON SORENSON, 2020).

Além da planta de grande escala AA-CAES Zhangjiakou, na China, há outras de menor capacidade também em operação, como é o caso do projeto de usina CAES adiabática (A-CAES) TICC-500, de 420 kW de potência. A câmara de armazenamento de ar é construída com um material de mudança de fase, que absorve e armazena o calor do ar comprimido no processo de compressão, liberando-o posteriormente no processo de expansão. O armazenamento de ar,

através de um processo quase isotérmico, é realizado em dois tanques de aço de 50 m³. Com uma eficiência de quase 40% o sistema e pode manter a operação durante 1 hora (MEI et al., 2015). Considerando um sistema de trigerção, onde o calor da compressão é usado para aquecimento externo e a exaustão da turbina para resfriamento, a eficiência do sistema poderia alcançar até 72%.

Um sistema experimental de usina CAES supercrítico, SC-CAES (do inglês, Supercritical CAES), de 1,5 MW de potência, entrou em operação no ano 2013, sendo o primeiro empreendimento do seu tipo no mundo. O sistema, instalado em Langfang, província de Hebei, também na China, utiliza um tanque de armazenamento criogênico e alcança eficiências de cerca de 52,1% (TONG; CHENG; TONG, 2021).

2.2.4 Outros conceitos e configurações de sistemas CAES

Devido ao crescente interesse pelos sistemas CAES como forma de armazenamento de energia elétrica com grande densidade de potência e tempo de descarga, diferentes conceitos de sistemas CAES vêm sendo estudados, visando aumentar o aproveitamento energético e a penetração da tecnologia. Além dos CAES diabáticos convencionais, (D-CAES), podem ser identificados nos trabalhos mais recentes vários estudos relacionados com os sistemas CAES adiabáticos (A-CAES) e os isotérmicos (I-CAES).

Análises termodinâmicas de sistemas A-CAES encontram-se com frequência na literatura, como é o caso do trabalho conduzido por Tola et al. (2017). Neste trabalho foi avaliado o desempenho de um sistema de armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível através de um leito compacto de material sólido, localizado entre os compressores de média e alta pressão de um sistema A-CAES de grande porte. Esta configuração estava caracterizada por um estágio de compressão com dois compressores axiais, de baixa e média pressão, e um compressor centrífugo, de alta pressão, dedicado ao gerenciamento das variações de pressão associadas à operação em contrapressão da caverna. O estágio de expansão era composto por uma turbina radial de alta pressão e uma turbina axial de baixa pressão. Devido à complexidade desta configuração foram estudados diversos modos de operação para gerenciar as turbinas através de um mecanismo de desvio do ar de entrada a estas. Embora a eficiência de ida e volta do sistema A-CAES oscile entre 70% e 75%, a consideração de resfriadores intermediários nos estágios de compressão (IC) e após compressão (AC), representa um potencial desaproveitamento de parte do calor de compressão que, considerando uma

configuração mais adequada, poderia ser aproveitado no sistema de armazenamento térmico (TES).

No trabalho conduzido por Szablowski et al. (2017) foi elaborado um modelo matemático dinâmico de um sistema CAES adiabático usando o software Aspen Hysys. A novidade do estudo foi o uso de óleo térmico (Therminol 55) como substância de trabalho no sistema de armazenamento de energia térmica (TES). Através do sistema TES óleo térmico a 300 °C e a 80 °C era armazenado nos tanques de óleo quente e frio, respectivamente. Considerando condições do reservatório de ar similares às existentes na planta CAES Huntorf, foram realizadas simulações dos processos de carregamento e descarregamento e comparados com o sistema operando na sua forma convencional (D-CAES). As análises exergéticas identificaram os compressores, turbinas e válvula de expansão como os componentes com maior destruição de exergia.

Como visto, a válvula de estrangulamento a jusante do compressor resulta em grande perda irreversível. Por esse motivo Zhou et al. (2020) propuseram um sistema A-CAES com ejetores no processo de carregamento, ECA-CAES (do inglês, A-CAES with ejectors in the charging process) para reduzir estas perdas e melhorar o desempenho do sistema. Os ejetores utilizam ar de alta pressão para arrastar ar a menor pressão e descarregá-lo a uma pressão intermediária, o que aumenta a vazão mássica de entrada do tanque de armazenamento e diminui o tempo de operação dos compressores. Finalmente os autores relatam que, para uma pressão de armazenamento inicial igual a 4,2 MPa, uma taxa de arraste dos ejetores de 0,11 e uma diferença de temperatura de 5,0 K na transferência de calor nos equipamentos de troca térmica, resfriamento/aquecimento, a eficiência máxima de ida e volta aumenta em 2,34%. Adicionalmente, o tempo máximo de carregamento, o consumo de energia e a taxa de destruição exergética durante o carregamento diminuem 3,63%, 3,64%, 3,85%, respectivamente, quando comparados com os resultados de um sistema A-CAES.

O sistema proposto por Mazloun, Sayah e Nemer (2017) está baseado na recuperação do calor no processo de compressão e no armazenamento do ar comprimido a pressão constante, a fim de melhorar a eficiência e a densidade de energia. O modelo dinâmico do sistema CAES isobárico adiabático, IA-CAES (do inglês, Isobaric Adiabatic CAES), aqui estudado considera a inércia mecânica da turbomáquina, bem como a inércia térmica dos trocadores de calor e dos tanques de armazenamento. A partir destas considerações é possível avaliar o tempo de resposta do sistema IA-CAES e sua capacidade de atender à demanda de energia, bem como a sua flexibilidade com base na duração dos estados transitórios. A eficiência do sistema é de 53,6% e é capaz de atingir a potência nominal em poucos minutos na modalidade de reserva

secundária. Porém, se considerado um modo de espera com consumo mínimo, 54% da velocidade nominal do compressor e 72% da turbina, é possível operar o sistema na modalidade de reserva primária, ou seja, alcançar 33% da potência nominal em 10 segundos.

No entanto, a configuração IA-CAES descrita requer que uma bomba de água seja acionada durante o processo de descarregamento para manter a pressão do ar armazenado constante. Isto representa um consumo energético adicional, que tende a reduzir a eficiência de ida e volta do sistema. Razão pela qual foi proposto um novo sistema IA-CAES com base em um fluido volátil, dióxido de carbono (CO_2), devido às suas propriedades ambientais e alta pressão de saturação (XIANG et al., 2018). O conceito proposto é mais estável, mais prático e mais eficiente que o A-CAES convencional.

Outros estudos se concentram nas análises para melhorar o desempenho durante as etapas de descarregamento (HE; WANG; DING, 2017). Neste artigo é elaborado um método para analisar o comportamento de uma turbina radial integrada com um sistema CAES adiabático de baixa temperatura, LTA-CAES, (do inglês, Low Temperature Adiabatic CAES), considerando condições de operação em plena carga e carga parcial, bem como desempenho em regimes transitórios. O modelo, construído com base no conhecimento da geometria das turbinas, utiliza como referência a configuração da planta piloto TICC-500 de tecnologia A-CAES (MEI et al., 2015). Entre os resultados pode se destacar que, embora a combinação entre o aumento da geração de energia e a diminuição da vazão mássica de ar permite manter a velocidade de rotação constante, a redução da vazão resulta na queda da eficiência isentrópica da turbina. O conceito LTA-CAES permite evitar os desafios técnicos associados às altas temperaturas e pressões presentes nos sistemas D-CAES e A-CAES. Também apresenta um arranque mais rápido e melhor capacidade de operação em carga parcial, o que compensa a baixa eficiência de ida e volta (WOLF; BUDT, 2014).

O sistema CAES Híbrido de Alta Temperatura, HTH-CAES (do inglês, High Temperature Hybrid CAES), tem como objetivo eliminar as emissões de combustão necessárias nos sistemas D-CAES convencionais e mitigar algumas das limitações presentes no sistema AA-CAES (HOUSSAINY et al., 2018). O HTH-CAES permite que uma parte da energia disponível, a partir da rede ou de fontes renováveis, acione um compressor e o restante seja convertido e armazenado na forma de calor sensível, através do aquecimento de Joule. Desta forma, o sistema opera com volumes e pressões mais baixas, reduzindo os custos e resolvendo alguns dos problemas técnicos durante a etapa de expansão.

Configurações que permitam um maior aproveitamento do ar armazenado em sistemas CAES isocóricos também são abordados na literatura. Chen et al. (2022a) propuseram um

sistema CAES adiabático recomprimido, RA-CAES (do inglês, Re-compressed Adiabatic CAES) para aumentar a pressão operacional do trem de expansão. Neste trabalho, um compressor é empregado, quando necessário, para elevar a pressão do ar a baixa pressão na saída dos reservatórios até a pressão operacional na etapa de descarregamento. O desempenho do sistema do RA-CAES proposto é comparado com o do A-CAES convencional. Sendo eficiência de ida e volta do caso do sistema RA-CAES de 69,89%, ou seja, 4,66% superior à obtida para uma configuração A-CAES operando nas mesmas condições de referência.

Uma opção atrativa para estudos de sistemas CAES adiabático avançado (AA-CAES) é considerá-los nas análises dos polos energéticos (WU et al., 2021). Estabelecendo um modelo de otimização em dois níveis os autores estudaram as combinações ideais de oferta e programação energética no polo em um mercado diário. No nível superior do modelo, são realizadas a compra de eletricidade da rede de distribuição e a autoprogramação do polo. Para minimizar os custos diários de operação devem ser atendidas simultaneamente a carga elétrica e a demanda térmica. Já no nível inferior é realizada a comercialização da eletricidade, a partir dos preços de mercado, calculados com base no fluxo de energia ideal, entrada-saída. O método proposto resolve o problema de compensação de mercado com melhor desempenho que outros métodos de otimização, como é o caso do método de Otimização Bayesiana (BO).

Embora os processos de compressão-expansão quase isotérmicos ainda não foram aplicados em instalações CAES, a integração deste conceito com as usinas hidrelétricas reversíveis (PHES) permite considerar um sistema de armazenamento energia por ar comprimido quase isotérmico. Este sistema, denominado armazenamento diversificado de energia integrado no nível do solo, GLIDES (do inglês, Ground-Level Integrated Diverse Energy Storage), consiste em um motor que, durante a etapa de carregamento, aciona uma bomba hidráulica de deslocamento positivo que bombeia água para um reservatório previamente cheio de ar. Na medida que o volume de água aumenta dentro dos reservatórios o ar acima da água é comprimido. Durante a etapa de descarregamento, a água dentro do reservatório é liberada para acionar uma turbina hidráulica que, por sua vez, aciona um gerador elétrico. No processo, o ar acima da coluna de água é expandido (KASSAEE et al., 2019).

A partir do conceito GLIDES Cheekatamarla et al. (2022) investigaram a influência da implementação desta tecnologia em edifícios residenciais e comerciais para o armazenamento de energia, em conjunto com fontes de energia solar fotovoltaica e com a rede elétrica de base, para obter a redução da carga de demanda e maior resiliência. Através de uma análise técnico-econômica foi avaliada a influência de diferentes configurações sobre o desempenho e o custo da tecnologia com base no local de empreendimento e no perfil de carga do local. Os resultados

mostraram altas eficiências de ida e volta, até 80%, e custos de até US\$ 14/kWh se usados reservatórios de óleo/gás esgotados para o armazenamento de ar/água, e até US\$ 346/kWh se considerados segmentos de tubulação de alta pressão como reservatório.

Lu, Wang e He (2023) propuseram um novo sistema de armazenamento isotérmico de energia por dióxido de carbono comprimido, I-CCES (do inglês, Isothermal Compressed Carbon Dioxide Energy Storage). O processo quase isotérmico é obtido por um pistão líquido com uma inserção de meio poroso e uma coluna de óleo é usada para separar o CO₂ e a água.

No trabalho desenvolvido por Cazzaniga et al. (2017) os autores propuseram a substituição, por aço, do material dos tubos que garantem a fluviabilidade de sistemas fotovoltaicos flutuantes, geralmente fabricados de polietileno ou de algum material barato. O objetivo é e usar os próprios tubos como cilindros para armazenar ar comprimido.

Sistemas CAES de pequeno porte estão sendo cada vez mais estudados, devido à sua facilidade de integração com sistemas eólicos e solares fotovoltaicos de pequena escala (CASTELLANI et al., 2018). Neste sentido, Minutillo, Lavadera e Jannelli (2015) analisaram o desempenho de um sistema de Poligeração CAES de Pequena Escala, PSS-CAES (do inglês, Polygeneration Small-Scale CAES), integrado a um sistema fotovoltaico. Desenhado para fornecer energia elétrica a uma estação de rádio base isolada, o sistema também fornece ar frio na saída do estágio de expansão (3°C). Objetivos similares foram perseguidos com o desenvolvimento de um sistema CAES com Trigeração, T-CAES (do inglês, Trigenation CAES), de pequeno porte (FACCI et al., 2015; LIU; WANG, 2016). Usando os princípios de um sistema A-CAES modificado foram combinados os processos de armazenamento de energia, aquecimento e resfriamento.

2.2.5 Custos dos sistemas CAES

Uma estimativa precisa dos custos de capital dos sistemas CAES de grande porte resulta complicada, devido à falta de dados disponíveis das instalações existentes. As informações referentes às grandes usinas CAES, atualmente em operação, são ambíguas, inexistentes ou variam conforme a escassa literatura ao respeito. Algumas informações coletadas descrevem os custos de capital das usinas CAES em função do seu tamanho (Tabela 3), porém, estas informações foram publicadas há uma década ou mais.

Tabela 3 – Custos de capital de sistemas CAES

Referência	Custos CAES de grande porte	Custos CAES de pequeno porte
(SCHOENUNG; HASSENZAHL, 2003)	425 US\$/kW	550 US\$/kW
(CHEN et al., 2009)	400-800 US\$/kW	-
(LUND; SALGI, 2009)	925 US\$/kW	-
(DRURY; DENHOLM; SIOSHANSI, 2011)	360-860 US\$/kW	-
	400-440 US\$/kW	
	440-1.100 US\$/kW	
(SCHULTE et al., 2012)	450-950 US\$/kW	-
	1.374 US\$/kW	
	1.639 US\$/kW	
(MASON; ARCHER, 2012)	1.112 US\$/kW	-
	2.738 US\$/kW	
(MCGRAIL et al., 2013)	600-1.200 US\$/kW	-
(ROGERS et al., 2014)	400-800 US\$/kW	517 US\$/kW
(LUO et al., 2015)	400-1.000 US\$/kW	1.300-1.550 US\$/kW

Fonte: O autor

Além disso, os custos de capital dos CAES dependem compulsoriamente da tecnologia, tamanho e localização. Os custos de isolamento do armazenamento e segurança dependem da geomorfologia específica do local, e também são influenciados pela estratégia de armazenamento. Uma estratégia excessivamente agressiva, atendendo apenas os picos elétricos por algumas horas por dia, levaria até custos de capital não econômicos. A extração rápida da energia armazenada levaria a altos custos para o trem de expansão e o alternador (BOECK DAZA; SPERANDIO, 2019; ROUINDEJ; SAMADANI; FRASER, 2019).

Chen et al. (2016) estabeleceram que, para reduzir os custos globais de um sistema CAES de grande porte, os custos de cada subsistema devem ser reduzidos, com especial atenção nos sistemas de armazenamento térmico (TES), quando houver, e no reservatório de ar comprimido. Para CAES de pequena escala, são usadas tecnologias avançadas para realizar a conexão direta da turbina com o gerador elétrico, que permite simplificar a estrutura do sistema e melhorar sua confiabilidade.

2.2.6 Desafios da tecnologia

Conforme discutido, o armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) representa uma solução interessante para desenvolvimento energético sustentável, viabilizando

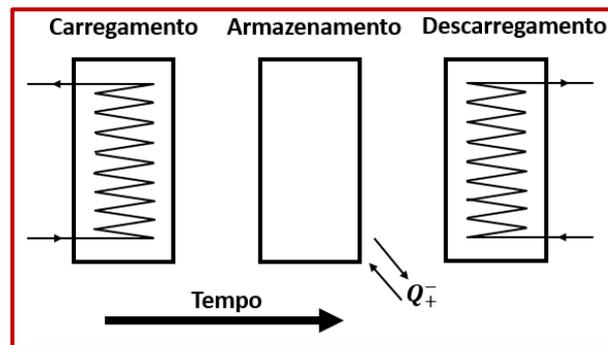
o equilíbrio entre a geração a partir de fontes renováveis de carácter intermitente e a demanda. No entanto, ainda enfrenta diversos desafios para alcançar uma ampla difusão como tecnologia de armazenamento de energia. A seguir se destacam alguns destes desafios que, de alguma forma, representam áreas de pesquisa por explorar:

- Redução das perdas de carga dentro do reservatório de ar comprimido em sistemas D-CAES e CAES avançados;
- Otimização da potência gerada em condições operacionais de temperatura e pressão elevadas;
- Projetos CAES considerando o uso de expansores radiais e motores-geradores acoplados às turbomáquinas;
- Redução dos custos da tecnologia;
- Desenvolvimento de sistemas de controle confiáveis que atendam às exigências da tecnologia;
- Identificação de locais adequados e materiais de fabricação para o armazenamento do ar comprimido;
- Aprimoramento do tempo de resposta à demanda do sistema;
- Integração dos sistemas CAES com os sistemas de armazenamento de energia térmica (TES);
- Escalabilidade e modularidade da tecnologia para seu uso em diversas aplicações;
- Levantamento do arcabouço legal e regulatório referente às tecnologias de armazenamento de energia.

2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

O armazenamento de energia térmica (TES) é uma tecnologia usada para a conservação de energia e, portanto, é de grande importância prática. Um processo completo de armazenamento envolve pelo menos três etapas: carregamento, armazenamento e descarregamento (Figura 16). Geralmente, o armazenamento de energia, é realizado por meio do resfriamento, aquecimento, fusão, solidificação ou vaporização de uma substância, e a energia, em forma de calor, é recuperada quando o processo é revertido. Em sistemas reais, algumas das etapas podem ocorrer simultaneamente e cada etapa pode ocorrer mais de uma vez em cada ciclo de armazenamento. A troca térmica com o ambiente (Q), ilustrada para o processo de armazenamento, pode ocorrer em todas as etapas.

Figura 16 - Principais etapas de um sistema TES: carregamento, armazenamento e descarregamento



Fonte: Adaptado de Dincer e Rosen (2011)

Uma das principais vantagens desta tecnologia é a sua adequação em aplicações térmicas de aquecimento e resfriamento (DINCER; ROSEN, 2011). Tecnologias como os coletores solares produzem calor no horário diurno, quando a demanda de aquecimento doméstico é menor, mas, quando a demanda aumenta no horário noturno, o calor não está mais disponível. Portanto, um sistema TES também representa uma solução para corrigir este descompasso entre a oferta e a demanda de energia (MAHON et al., 2022).

Há três tipos de sistemas TES: por calor sensível, por calor latente e termoquímico (MEHARI; XU; WANG, 2020; YANG et al., 2021; MAHON et al., 2022). Para cada tipo de armazenamento, há uma grande variedade de opções, dependendo da faixa de temperatura e da aplicação e a sua escolha depende, principalmente, do período de armazenamento necessário, da viabilidade econômica, das condições operacionais entre outros critérios.

2.3.1 Armazenamento térmico por calor sensível

No armazenamento de energia por calor sensível, SHS (do inglês, Sensible Heat Storage), é usado um material para armazenar calor diretamente no corpo deste. Esta forma de armazenamento, considerada a mais simples das três mencionadas, consiste em um meio de armazenamento, um recipiente e dispositivos de entrada/saída. Nestes sistemas, a energia térmica é armazenada considerando a capacidade calorífica específica do material e, durante o processo, não há mudança de fase em este. Também é desejável a estratificação térmica do material de armazenamento, que deve estar contido pelo recipiente e que, por sua vez, deve evitar as perdas de energia térmica (DINCER; ROSEN, 2011). A quantidade de energia térmica

armazenada é proporcional à densidade, ao volume, ao calor específico e à variação de temperatura do material de armazenamento (MEHARI; XU; WANG, 2020).

Normalmente, são usados meios de armazenamento líquidos ou sólidos, como água, óleo, sais fundidos, rochas, metais e outros, devido à sua alta massa térmica (ALVA et al., 2017). Resíduos sólidos industriais têm sido considerados como possíveis materiais para armazenamento térmico de alta temperatura devido ao seu baixo custo (MIRÓ; GASIA; CABEZA, 2016; AGALIT; ZARI; MAAROUFI, 2020). No trabalho conduzido por Khare et al. (2013) foi apresentada uma seleção de materiais para o armazenamento térmico de alta temperatura por calor sensível com base em uma metodologia de otimização multiobjetivo. Já Li, Zhang e Feng (2022) focaram os estudos no desempenho térmico ideal de um sistema TES de alta temperatura para a geração direta de vapor usando grafite sólido na recuperação do calor contido nos gases produto da combustão de uma turbina a gás.

2.3.2 Armazenamento térmico por calor latente

O armazenamento de energia por calor latente, LHS (do inglês, Latent Heat Storage), usa energia térmica para induzir uma mudança de fase em um material para armazenar, ou descarregar, esta energia (KALAISELVAM; PARAMESHWARAN, 2014). Por exemplo, durante o processo de fusão, o material passa por uma transição de fase do estado sólido para o líquido ao absorver a energia térmica que está sendo fornecida ao material. O caso do processo de congelamento é semelhante, em que a energia fria pode ser retida do material durante sua transformação de fase. Estes processos normalmente ocorrem em condições isotérmicas ou quase isotérmicas (WU, 2010). Em geral, esses materiais são chamados de materiais de mudança de fase, PCMs (do inglês, Phase Change Materials). Segundo Tawalbeh et al. (2023) a escolha destes materiais para um sistema específico depende principalmente da temperatura de mudança de fase, do calor latente de fusão, das mudanças de volume que o material sofre durante a mudança de fase e da mudança nas propriedades termofísicas após vários ciclos de mudança de fase.

No trabalho conduzido por Sharshir et al. (2023) é apresentada uma visão geral sobre as classificações dos materiais de mudança de fase e os tipos mais disponíveis e comumente usados. Bem como as principais desvantagens e as soluções oferecidas para questões de propriedades térmicas, segurança e custo. Khare et al. (2012) também apresentaram uma seleção de materiais de armazenamento térmico por calor latente para armazenamento de energia térmica de alta temperatura com base em uma metodologia de otimização multiobjetivo.

Opolot et al., (2022) resumiram os principais fatores que precisam ser avaliados antes de realizar a integração de um sistema de armazenamento de energia térmica por calor latente. Além disso, descreveram os desafios enfrentados durante a construção e experimentação com os sistemas de armazenamento.

2.3.3 Armazenamento termoquímico de calor

Nos últimos anos o armazenamento termoquímico de calor, THS (do inglês, Thermochemical Heat Storage), tem atraído mais a atenção dos pesquisadores devido sua alta densidade de energia e às perdas térmicas infinitesimais (YANG et al., 2021). Diferente dos anteriores, neste método, a energia térmica é armazenada com base nos princípios de ligação física, ou química, entre componentes reativos ou par de reagentes.

Logo, o potencial químico de determinados materiais é usado como base para armazenar e liberar energia térmica. As interações químicas reversíveis que ocorrem entre os componentes reativos dos materiais, ou espécies químicas, são fundamentais para o armazenamento e a recuperação da energia térmica (KALAISELVAM; PARAMESHWARAN, 2014). Estes materiais são: o adsorvente, geralmente um líquido ou um sólido, e o adsorvato, sendo um gás ou vapor (MEHARI; XU; WANG, 2020).

Por exemplo, um material pode absorver energia externa através de uma reação endotérmica, permitindo que este seja separado fisicamente em dois produtos (armazenamento de energia). Portanto, os produtos podem ser armazenados a temperatura ambiente. Quando estes produtos são combinados ocorre uma reação exotérmica reversível (liberação de energia). Os tempos de armazenamento e transporte são teoricamente ilimitados porque “quase” não há perda de calor durante o armazenamento dos materiais e, portanto, estes podem ser armazenados a temperatura ambiente (MAMANI; GUTIÉRREZ; USHAK, 2018). Logo, estes sistemas são promissores para o armazenamento de energia térmica a longo prazo, ou seja, podem ser usados como sistemas de armazenamento sazonal. No entanto, ainda há pouca experiência no desenvolvimento de materiais e sistemas para esta tecnologia (ALVA et al., 2017; MEHARI; XU; WANG, 2020).

2.3.4 Comparação entre os tipos de armazenamento

Atualmente, o armazenamento de energia por calor sensível (SHS) é a forma mais desenvolvida e utilizada nos sistemas TES, com materiais de armazenamento que são

escolhidos com base na sua capacidade de aquecimento, disponibilidade de espaço e custo (MAHON et al., 2022). Na Tabela 4 é apresentada uma comparação das principais tecnologias de armazenamento de energia com base nos seguintes critérios: meio de armazenamento, vida útil, vantagens, desvantagens e status atual.

Tabela 4 - Comparação das tecnologias de armazenamento de energia térmica

	Sensível	Latente	Termoquímico
Meio de Armazenamento	Água, cascalho, seixo, solo, etc.	Orgânicos, inorgânicos.	Adsorvente/ Adsorvato
Vida Útil	Longa	Frequentemente limitada devido à reciclagem do material de armazenamento	Depende da degradação do reagente e das reações colaterais
Vantagens	Barato, simples, fácil de operar, confiável	Densidade média de armazenamento, compacto, processo isotérmico	Alta densidade de armazenamento, compacto, perda térmica infinitesimal, longo período de armazenamento
Desvantagens	Grande volume, baixa densidade de energia, requisitos geológicos, perdas de calor significativas ao longo do tempo (dependendo do isolamento)	Cristalização, elevada corrosão dos materiais, baixa condutividade térmica, perdas de calor significativas (dependendo do isolamento)	Baixa transferência de calor do leito de sorção, elevados custos de capital, tecnicamente complexos
Status atual	Plantas de demonstração em larga escala, disponível comercialmente	Protótipos em escala de laboratório, disponível comercialmente para algumas temperaturas e materiais	Protótipos em escala de laboratório

Fonte: Adaptado de Li, Zheng (2016) e Opolot et al. (2022)

Embora as tecnologias de armazenamento de energia térmica tenham restrições específicas, sua integração com outros sistemas energéticos pode melhorar o desempenho destes sistemas através da redução do consumo de energia. Além disso, podem oferecer flexibilidade e serviços adicionais no caso de desafios energéticos de oferta/demanda. Em este cenário se enquadram os sistemas de armazenamento de energia elétrica. Vários trabalhos tem sido desenvolvidos considerando a integração destes sistemas, visando o seu aproveitamento energético.

Sciacovelli, Vecchi e Ding (2017) realizaram um estudo dinâmico de uma usina de armazenamento de energia por ar líquido (LAES) com potência nominal de 100 MW e capacidade de armazenamento de 300 MWh. A esta usina foi acoplada uma configuração de armazenamento de energia térmica de leito fixo para reciclar a energia fria da regaseificação do ar líquido e armazenar energia térmica durante o processo de compressão. A reciclagem da energia fria dos processos de descarga representou uma redução de até 25% da energia necessária para liquefazer. Já Ryu et al. (2022) apresentaram uma configuração mais complexa a partir da integração de um sistema de armazenamento de energia por liquefação de ar (LAES) e um sistema de armazenamento de energia térmica. No trabalho, o sistema de armazenamento de energia térmica consistia na combinação de armazenamentos por calor sensível, quartzo, e por calor latente, material criogênico de mudança de fase. Os resultados das análises conduzidas mostraram que a reciclagem da energia do compressor e do armazenamento térmico aumenta a eficiência de ida e volta em até 34% quando comparado com o sistema LAES de base.

Também foram realizados estudos considerando a integração de sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) e sistemas de armazenamento de energia térmica (TES). A integração destes sistemas baseia-se na aproximação de um sistema CAES convencional em um sistema CAES adiabático, configuração mais eficiente teoricamente (GRAZZINI; MILAZZO, 2008; HE et al., 2017). Para aumentar o desempenho destes sistemas Chen et al. (2017) propuseram um novo sistema armazenamento de energia de ar comprimido adiabático isobárico (IA-CAES) com base em um fluido volátil. Devido às suas propriedades ambientais e elevada pressão de saturação foi escolhido o CO₂ como substância de trabalho. Os cálculos mostraram que, quando a temperatura ambiente é superior a 288,15 K (15 °C), a eficiência exergética média total do sistema IA-CAES melhora mais de 4% se comparado com uma configuração CAES adiabática. Adicionalmente, a eficiência de ida e volta e o tempo de descarga aumentaram 6,26% e 56,44% respectivamente.

No presente trabalho será considerada a integração de sistemas CAES com sistemas de armazenamento de energia térmica por calor sensível (SHS).

2.4 TERMOECONOMIA

Como visto até agora, o aspecto econômico, relacionado com os custos de instalação, operação e manutenção, é um dos principais entraves para o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento por ar comprimido (CAES). Também a seleção de um método de comercialização da energia armazenada, considerando intrinsecamente a análise de condições

fora do projeto e a avaliação das estratégias operacionais representa um desafio (DE BOSIO; VERDA, 2015). Neste cenário, a termoeconomia se destaca como método de análise que permite avaliar um sistema energético. Reconhecida como um ramo importante dentro da engenharia, a termoeconomia combina a análise exérgica com os princípios econômicos, a fim de otimizar o projeto de um sistema térmico ou a operação deste com informações não disponíveis através da análise de energia convencional (BEJAN; TSATSARONIS; MORAN, 1996). A estrutura da análise termoeconômica estabelece a divisão do sistema de acordo com o objetivo da pesquisa e, a partir desta configuração, será calculado o combustível-produto de cada subsistema. Assim, é possível rastrear a formação do custo unitário total, determinar o custo dos produtos componentes, fornecer análises de decisão, estratégias de operação e controle para a operação, manutenção e otimização do sistema (WANG; DUAN; ZHANG, 2021)

2.4.1 Exergia

A avaliação de sistemas usando análises de energia e exergia é apresentada em diversos estudos com a finalidade de quantificar o desempenho do sistema. O uso da exergia permite comparar numa base similar a eletricidade e o calor e, ao contrário da energia, a exergia é destruída pelas irreversibilidades devido à geração de entropia. Uma análise exérgica permite identificar os componentes ou equipamentos de um sistema com as maiores ineficiências termodinâmicas, quantificando-as e estabelecendo as fontes e processos que as provocam. (BEJAN; TSATSARONIS; MORAN, 1996).

O conceito de exergia foi concebido no século XIX por Carnot, mas aplicado a ciclos industriais no século XX. A exergia associada ao fluxo de uma substância é igual à máxima quantidade de trabalho obtida quando a substância é levada do seu estado inicial para o estado estado morto mediante processos em que apenas ocorrem interações com o ambiente (KOTAS, 1985). A exergia total específica de um fluxo, na ausência de efeitos nucleares, magnéticos, elétricos e de tensão superficial, pode ser obtida pela soma de dos seguintes termos:

$$ex = ex_c + ex_p + ex_f + ex_q \quad (7)$$

Onde ex_c é a exergia cinética específica, ex_p a exergia potencial específica, ex_f a exergia física específica e ex_q a exergia química específica.

As exergias cinética e potencial de um fluxo são formas de energia mecânica e, por conseguinte, conversíveis em trabalho. Portanto, quando são avaliadas em relação aos dados do meio de referência, estas são iguais à energia cinética e potencial, respectivamente (KOTAS, 1985). Assim:

$$ex_c = \frac{\dot{m} \cdot C_0^2}{2} \quad (8)$$

$$ex_p = \dot{m} \cdot g_E \cdot Z_0 \quad (9)$$

Onde \dot{m} é a vazão mássica do fluido, C_0 é a velocidade do fluxo em relação à superfície da terra, Z_0 é a altura do fluxo acima do nível do mar e g_E a aceleração gravitacional (força gravitacional específica), considerada uma constante.

A exergia física específica (ex_f) é definida pela máxima quantidade de trabalho que é possível obter quando uma substância é levada de seu estado inicial ao estado de referência (T_0 e P_0), mediante processos físicos que somente envolvem interação térmica com o ambiente (KOTAS, 1985). A exergia física de um fluxo de substância é naturalmente dividida em dois componentes, uma componente de pressão (ε^{AP}), devido à diferença de pressão entre o fluxo e o ambiente, e uma componente térmica (ε^{AT}), resultante da diferença de temperaturas entre o fluxo de matéria e o ambiente:

$$ex_f = [\varepsilon^{AP}] + [\varepsilon^{AT}] = [(h - h_0) - T_0 \cdot (s - s_0)] + \left[\int_{T_0}^T \frac{T - T_0}{T} dh \right]_P \quad (10)$$

O estado de referência é definido pela temperatura (T_0) e pressão (P_0) ambientes, e são considerados como o nível zero para o cálculo da exergia física. Este estado de referência tem efeito significativo nos resultados do cálculo das perdas de exergia externa e, portanto, na eficiência exergetica.

A exergia química (ex_q) é definida pela quantidade máxima de trabalho que pode ser obtida quando a substância em questão é levada do estado de referência, ou estado de equilíbrio restrito, para o estado morto por meio de processos que envolvem apenas troca de calor e intercâmbio de substâncias com o ambiente (KOTAS, 1985). Para um gás ideal esta exergia é definida por:

$$\bar{e}x_q = R \cdot T_0 \cdot \ln \left(\frac{P_0}{P_{00}} \right) \quad (11)$$

Igualmente, para o cálculo da exergia química é necessário definir um ambiente padrão ou de referência, o estado ambiental, definido pelas variáveis T_0 e P_0 , e pelo estado final, ou estado morto, definido por T_0 e a pressão parcial (P_{00}) da substância gasosa de referência, também considerada como componente da atmosfera. Para a determinação da exergia química de misturas de fluxos gasosos, onde se assume, que se comportam como uma mistura de gases ideais, i.e., combustíveis gasosos e produtos de combustão, se aplica a seguinte equação (KOTAS, 1985):

$$ex_q = \sum_j (x_j \cdot \bar{e}x_{q,j}) + \tilde{R} \cdot T_0 \cdot \sum_j (x_j \cdot \ln x_j) \quad (12)$$

Onde x_j representa a fração molar dos componentes da mistura, e $\bar{e}x_{q,j}$ a exergia química padrão (25 °C e 1 atm).

Os balanços de massa, energia e exergia do volume de controle dos subsistemas em regime permanente consideram a variação de energia cinética e potencial desprezível. Então os balanços de massa, energia e exergia, a partir da primeira e segunda lei da termodinâmica, para cada volume de controle são definidos por (KOTAS, 1985):

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s \quad (13)$$

$$\dot{W} - \dot{Q} = \sum (\dot{m}_s \cdot h_s) - \sum (\dot{m}_e \cdot h_e) \quad (14)$$

$$Ex_d = \sum \left(1 - \frac{T_0}{T_j} \right) \cdot \dot{Q} - \dot{W} + \sum (\dot{m}_e \cdot ex_e) - \sum (\dot{m}_s \cdot ex_s) \quad (15)$$

Respeito aos balanços de massa (Equação 13) e energia (Equação 14) são consideradas as vazões mássicas (\dot{m}) e as entalpias de entrada e saída, assim como o trabalho produzido ou consumido (\dot{W}) e o calor gerado ou absorvido (\dot{Q}) pelo volume de controle. Entanto que o balanço de exergia (Equação 15) é definido pela destruição de exergia (Ex_d) que indica as

irreversibilidades do sistema. Finalmente, a eficiência exergética (ψ) é definida pela razão entre as exergias de saída (ex_s) e de entrada (ex_e) (KOTAS, 1985):

$$\psi = \frac{ex_s}{ex_e} \quad (16)$$

2.4.2 Método económico

O desenho de um projeto para um sistema térmico requer uma estimativa econômica completa. Os custos mais significativos envolvidos no projeto de um sistema térmico são (BEJAN; TSATSARONIS; MORAN, 1996):

- Investimento ou custo capital;
- Custos combustíveis;
- Custos de operação e manutenção;
- Custo do produto final.

Para obtenção destes custos, deve ser realizada uma análise econômica levando em consideração todas as despesas de uma instalação, as diferentes fontes de financiamento e receitas. Um dos fatores que mais afetam o projeto de uma planta térmica é o custo do produto final. Esse custo não se refere ao preço de venda no mercado, mas à quantidade de dinheiro usada para produzi-lo ou adquiri-lo. Porém, o preço do produto no mercado será afetado, entre outros, pelo custo do produto final.

Os métodos econômicos estão enfrentando novos desafios devido ao aumento da participação das fontes de geração renovável com carácter intermitente, como as fontes eólica e solar fotovoltaica, que aumentam a volatilidade nos preços da energia elétrica em ambientes de contratação cada vez mais dinâmicos. Logo, as implicações econômicas das tecnologias de armazenamento de energia elétrica, como forma de compensação e aproveitamento da geração renovável, ainda não estão totalmente mensuradas pelos especialistas, operadores de redes elétricas, reguladores e produtores de energia.

Neste cenário, Zakeri e Syri, (2015) realizaram uma análise detalhada da literatura existente referente aos custos do ciclo de vida de diferentes sistemas de armazenamento de energia elétrica em escala de serviços públicos. A partir destas informações, foi avaliado o custo nivelado da eletricidade fornecida, LCOE (do inglês, Levelized Cost of Electricity), por cada tecnologia de armazenamento de energia. Entre os principais resultados os autores destacam os

sistemas CAES subterrâneos (UG-CAES) e de armazenamento por hidrogênio como as tecnologias com menores custos de armazenamento. Adicionalmente, considerando custos de capital, os sistemas de armazenamento de energia mecânica, bombeamento hidráulico (PHS) e ar comprimido (CAES), ainda são as opções mais econômicas para grandes quantidades de energia armazenada.

No seu artigo, Salvini e Giovannelli (2022) realizaram uma comparação econômica de sistemas CAES diabáticos (D-CAES), caracterizados por uma potência nominal entre 5 e 20 MW e uma capacidade de armazenamento de até centenas de MWh, com sistemas de armazenamento em baterias (BES) de sódio-enxofre (Na-S) e íons de lítio (Li-ion). Os resultados foram avaliados com base no método do custo nivelado de armazenamento, LCOS (do inglês, Levelized Cost of Storage) e na variação de parâmetros como potência instalada, tempo de carregamento/descarregamento, preço da eletricidade e custo do combustível. O método LCOS é definido como a razão entre os custos totais incorridos durante toda a vida útil da usina e a quantidade correspondente de eletricidade gerada (SALVINI; GIOVANNELLI; SABATELLO, 2020). A partir das análises, os autores concluíram que o desempenho econômico dos sistemas D-CAES considerados melhorava com o aumento da potência instalada e da capacidade de armazenamento da usina. Finalmente, foi observado que a adoção de sistemas D-CAES pode levar a um melhor desempenho econômico em relação às tecnologias BES desde que o tamanho do sistema e o preço da eletricidade sejam suficientemente grandes.

2.4.3 Método exergoeconômico

O objetivo da análise exergoeconômica é calcular discretamente a taxa do custo em cada ponto, bem como o custo final dos produtos do sistema. Nesse sentido, análises exérgicas e econômicas são obrigatórias antes de abordar a análise exergoeconômica. De fato, o conceito da termoeconomia se baseia na noção de que a exérgia é a única base racional para atrelar custos às interações de um sistema térmico com os seus arredores e às ineficiências dentro deste (KOTAS, 1985; LOZANO; VALERO, 1993; BEJAN; TSATSARONIS; MORAN, 1996). Isto porque através deste parâmetro é possível quantificar a qualidade da energia mediante a segunda Lei da termodinâmica. A contabilidade exérgica (Equação 17) é definida como uma técnica numérica que permite quantificar os custos, a partir dos valores exérgicos dos fluxos (\dot{E}_x), fluxos combustíveis (F – Fuel), fluxos produtos (P – Products) e o Resíduo (R – Residue). O fluxo combustível é o insumo, ou recurso, gasto no processo para gerar o produto desejado. Já o produto é o propósito produtivo de cada subsistema da planta. Os resíduos não têm

utilidade, porém produzem prejuízos, tanto nas instalações como no seu entorno. D representa a exergia destruída em cada componente devido à irreversibilidade dos processos.

$$F - P - R = D \quad (17)$$

Esta metodologia formula um procedimento de determinação de custos, baseado na repercussão dos custos de cada componente ou subsistema (\dot{Z}). O método da Teoria do Custo Exergético apresenta uma função termodinâmica chamada de custo exergético ($\dot{E}x^*$):

$$\sum \dot{E}_{k,s}^* = \sum \dot{E}_{k,e}^* + \dot{Z}_k \quad (18)$$

Onde:

$$\dot{E}_{k,j}^* = c_{k,j} \cdot \dot{E}_{k,j} \quad (19)$$

Onde $\dot{E}_{k,s}$ e $\dot{E}_{k,e}$ são os fluxos de exergia para o k -ésimo componente, em kW; c_k é o custo por unidade de exergia, usado para precificar a exergia, e \dot{Z}_k é o custo nivelado de cada componente k , dado pelos custos de investimento, operação e manutenção. Logo, a equação de balanço de custos em um sistema em estado estacionário pode ser definida como:

$$\sum_s (c_s \cdot \dot{E}_s)_k + c_{w,k} \cdot \dot{W}_k = c_{q,k} \cdot \dot{E}_{qk} + \sum_e (c_e \cdot \dot{E}_e)_k + \dot{Z}_k \quad (20)$$

Diversos estudos de análises termoeconômicas sobre sistemas CAES são relatados na literatura. Embora, os termos: custos de investimento, de operação e manutenção são diversos e não atendem um padrão específico. Análises se concentram na avaliação do impacto exergoeconômico de sistemas CAES integrados com outras tecnologias de geração, como forma de aumentar o aproveitamento energético nos sistemas.

Razmi et al. (2019) propuseram um sistema híbrido baseado em um sistema de refrigeração por absorção-recompressão, armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) e turbinas eólicas. O objetivo do sistema modular proposto é usá-lo para resfriamento e condicionamento de ar em grandes edifícios comerciais. A energia elétrica para acionamento do compressor é fornecida mediante turbinas eólicas e um sistema de armazenamento térmico

de alta temperatura no CAES substitui a câmara de combustão. Os resultados indicam que, para cada ciclo com capacidade de resfriamento de 2.287 kW, períodos de 4 horas de carga e 6 horas de descarga, são economizados US\$ 187,65. Além disso, o período de retorno do sistema é inferior a 6 anos.

Um sistema integrado baseado em um sistema de cogeração CAES, CH-CAES (do inglês, Combined Heat and CAES) e uma caldeira elétrica pode aumentar a penetração de fontes de geração eólica e desacoplar a geração elétrica a partir de fontes térmicas (ZHAO et al., 2023). Sobre esta configuração foi realizada uma análise de desempenho considerando aspectos energéticos, exergéticos, econômicos e ambientais. Além das melhoras energéticas alcançadas, o custo nivelado da energia (LCOE) e do calor (LCOH) apresentaram uma redução de 38,9% e 23,71%, respectivamente.

Outros estudos recentes se concentram nas análises econômicas de sistemas CAES partindo da consideração de que a planta já está instalada e em operação comercial. Com base neste critério é possível determinar o custo da relação carregamento-descarregamento; definir períodos adequados para armazenamento da energia e sua devolução à rede com base nos critérios exergoeconômicos; avaliar a viabilidade econômica do processo de armazenamento e definir condições mais favoráveis para a comercialização da energia armazenada.

No trabalho de Miseta, Fodor e Vathy-Fogarassy (2022) foi apresentado um modelo para otimização de lucros aplicado ao controle preditivo de usinas de geração renovável baseadas com armazenamento de energia. O método proposto estava baseado na previsão do preço da eletricidade e em estratégias de negociação eficazes em relação aos preços da eletricidade projetados. Os autores desenvolveram duas estratégias de comercialização de eletricidade, a primeira a partir de um método adaptativo de gradiente descendente e, a segunda, usando como base um método de evolução diferencial. Ambas as técnicas de otimização foram testadas em modelos matemáticos de sistemas de inversores híbridos disponíveis comercialmente e considerando dados de preços de eletricidade coletados durante um ano.

2.5 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS

A confiabilidade, ou fiabilidade, é a propriedade de um sistema, elemento, componente ou peça, de cumprir as funções para este previstas, mantendo sua capacidade de trabalho sob regimes e condições operacionais previamente definidos, e durante o intervalo de tempo requerido (HUANG et al., 2020). Em outras palavras, a confiabilidade é a propriedade do sistema para ficar sem experimentar um evento de falha durante o tempo e as condições de

operação estabelecidas. Enquanto que, a falha é o evento após o qual o sistema tecnológico não cumpre, total ou parcialmente, as suas funções, ou seja, é a alteração da capacidade de trabalho de um componente ou sistema (DHILLON, 2005). Ao mesmo tempo, a confiabilidade está diretamente relacionada com os planos de manutenção, que devem se antecipar a possíveis falhas de diversa natureza com riscos associados. Portanto, os conceitos de confiabilidade, falha e risco, estão estreitamente ligados, bem como as análises associadas.

As análises de confiabilidade de sistemas (ACS) têm como objetivo medir e analisar as falhas de um sistema para eliminar, ou reduzir, sua probabilidade de ocorrência e, portanto, minimizar o risco de acidentes/incidentes. Adicionalmente, são uma ferramenta de apoio à tomada de decisões que permite, de forma preventiva (MOSQUERA et al., 1995):

- Obter conhecimento profundo do estado, funcionamento, causas e efeitos da falha de componentes e sistemas.
- Determinar os maiores contribuintes às indisponibilidades dos sistemas.
- Otimizar a estratégia de ensaio e manutenção de sistemas.
- Reduzir as indisponibilidades dos sistemas.

Devido ao aumento na complexidade dos sistemas, produtos e serviços, este tipo de estudo desempenha um papel cada vez mais importante (TORRES; RIVERO, 2012; MALICKI et al., 2014; YANG et al., 2017). Estas análises podem ser realizadas utilizando diferentes técnicas e métodos de acordo com a complexidade e o tipo de processo, os objetivos perseguidos, a disponibilidade de dados, entre outros fatores. Segundo Mosquera et al. (1995), independentemente do método utilizado, é importante que a análise satisfaça os seguintes requisitos gerais:

- Carácter sistêmico e abrangente;
- Rastreabilidade e documentação dos resultados;
- Priorização e hierarquização dos resultados;
- Validação pelas práticas de Garantia de Qualidade.

2.5.1 Técnicas de análise de confiabilidade de sistemas

As técnicas de análise de confiabilidade de sistema podem ser de natureza qualitativa, semiquantitativa e quantitativa (DHILLON, 2005; PEMEX, 2012) e, entre elas, podem-se citar as seguintes:

- Análise por listas de verificação;

- Técnica “O que aconteceria se...?” (“What-if...?”);
- Combinação de listas de verificação e método “O que aconteceria se...?”;
- Análise Preliminar de Perigos, PreHA (do inglês, Preliminary Hazard Analysis);
- Análise de Perigos e Operabilidade, HAZOP (do inglês, Hazard and Operability Analysis);
- Análise de configurações críticas, utilizando matrizes de dependência;
- Método de Análise de Modos de Falha e Efeitos, FMEA (do inglês, Failure Modes and Effects Analysis);
- Análises de Modos de Falhas, Efeitos e Criticidade, FMECA (do inglês, Failure Mode, Effects and Criticality Analysis);
- Análises de Modos de Falhas e Efeitos expandido, FMEAE (do inglês, expanded Failure Mode and Effect Analysis);
- Matriz de Riscos;
- Análise por Árvore de Eventos, ETA (do inglês, Event Tree Analysis);
- Análise por Árvore de Falha, FTA (do inglês, Fault Tree Analysis);
- Análise de consequências.

Cada técnica ou método tem características específicas, e estas podem ser usadas em diferentes etapas dos processos (PEMEX, 2012; ANJUM et al., 2020). Entre os fatores a serem considerados para selecionar o método de identificação de riscos mais apropriado se destacam:

- Motivo do estudo;
- Características do problema (descrição do processo);
- Tipo de resultado requerido;
- Informação disponível;
- Disponibilidade de recursos;
- Preferência do(s) analista(s);
- Riscos associados ao processo ou atividade;
- Avaliar a importância do risco e a forma de controle.

2.5.1.1 Análise por listas de verificação

As listas de verificação devem ser elaboradas a partir de códigos, regulamentações e normas aplicáveis e devem ser aprovadas pelo pessoal de operação antes de serem aplicadas. O escopo deve abranger fatores humanos, sistemas e instalações (HWAN YUN et al., 2000). Para

atender às necessidades específicas da atividade analisada, estas listas podem ser tão extensas quanto necessário, e serão aplicadas com o objetivo de identificar e avaliar os riscos que exigem maior atenção (FAWKES, 1987). Adicionalmente, os resultados devem ser apresentados com uma lista de recomendações, ou alternativas, que representem melhorias na segurança e, portanto, a redução dos riscos. Antes da aprovação final dos resultados, as recomendações apresentadas devem ser aprovadas pela entidade exploradora, e pelo pessoal de operação e manutenção.

2.5.1.2 Técnica “O que aconteceria se...?” (“What-if...?”)

Esta técnica deve envolver uma análise de possíveis desvios do projeto, construção, modificação e operação, bem como qualquer preocupação com a segurança do processo. A metodologia por trás desta técnica é um processo especulativo por meio do qual perguntas no formato “O que aconteceria se...?” são formuladas e revisadas (DE FELICE; ANTONELLA, 2017). Métodos quantitativos especiais e planejamento prévio extenso não são requeridos, no entanto, sim é necessário consultar especialistas experientes e bem informados, e contar com o apoio de um grupo multidisciplinar da instalação. A equipe deve promover um “*brainstorming*” sobre cenários hipotéticos com potencial para causar consequências preocupantes, ou seja, eventos indesejados com impactos negativos. Finalmente, os resultados devem ser apresentados em formato tabular listando uma série de situações perigosas, suas consequências, salvaguardas e possíveis opções para a prevenção e/ou mitigação de consequências

2.5.1.3 Análise Preliminar de Perigos (PreHA)

A análise preliminar de perigos geralmente se concentra nos perigos decorrentes de materiais e condições físicas presentes em um sistema. Segundo Ferjencik (2020), esta análise é comumente usada para identificar os seguintes tipos de perigos:

- a) Presença substâncias com propriedades perigosas;
- b) Presença de energia acumulada; ou
- c) Possibilidade de realização de uma reação química indesejável.

Para realizar esta análise é necessário dividir o processo em etapas e, para cada uma delas, devem ser identificados e priorizados: perigos existentes, possíveis situações indesejadas e as causas geradoras.

Porém, devido a não ser uma técnica muito exaustiva e sistemática é necessário, além de todas as informações disponíveis sobre o sistema, a participação de analistas experientes. Desta forma é possível obter resultados relevantes a partir de um volume de critérios significativo (PLUESS et al., 2016). Interações entre equipamentos e materiais perigosos, fatores ambientais que podem influenciar o sistema, manutenção e equipamentos relacionados à segurança são alguns dos critérios que devem ser levados em consideração pela equipe de analistas. Os resultados obtidos são apresentados, convencionalmente, em formato de tabela mediante a classificação de situações perigosas e listas de controle de perigos comuns.

2.5.1.4 Análise de Perigos e Operabilidade (HAZOP)

A análise de perigos e operabilidade é uma metodologia de avaliação qualitativa dos perigos e problemas de operabilidade dos sistemas. Devido à sua confiabilidade e praticidade esta técnica tem sido continuamente aprimorada e, portanto, amplamente reconhecida em vários países (WANG; WANG, 2020). Estudos empregando esta técnica são conduzidos por uma equipe multidisciplinar nas atividades de garantia dos projetos. A identificação lógica das causas confiáveis e a avaliação das consequências e salvaguardas baseiam-se principalmente na experiência dos especialistas e analistas que conformam a equipe (MOKHTARNAME et al., 2022).

Nestes estudos, os processos são examinados de forma crítica e sistemática para determinar possíveis desvios dos resultados esperados em um projeto ou processo. Geralmente, os desvios são descritos por palavras-guia, como: “não”, “mais” e “menos”, por variáveis de processo, como: temperatura, pressão e fluxo. Portanto, os diagramas de fluxo de processo, de tubulação e de instrumentação são divididos em nós de estudo aos quais estes desvios são aplicados (SINGLE; SCHMIDT; DENECKE, 2019). Com base nesta estrutura, é realizado um brainstorming orientado para determinar as possíveis causas, consequências e salvaguardas dos desvios, e os resultados são apresentados em formato de relatório.

2.5.1.5 Análise de Modos de Falha e Efeitos (FMEA)

Através desta metodologia são sistematicamente avaliadas as possíveis falhas de cada componente, parte de um equipamento ou processo, identificando como elas podem se manifestar e as medidas de segurança que permitam evitar sua ocorrência, além de mitigar as consequências associadas a estas falhas. Logo, esta análise consiste em um método estruturado

que permite, mediante sua implementação, compreender os modos de falha e suas consequências em determinado estágio do ciclo de vida de um sistema (KANG et al., 2017; KIM; ZUO, 2018). Para garantir confiabilidade nos resultados os especialistas envolvidos nos estudos devem estar familiarizados com as funções e os modos de falha dos equipamentos, e com o impacto que essas falhas podem ter em outras seções do sistema ou da instalação (PEMEX, 2012; SUBRIADI; NAJWA, 2020).

2.5.1.6 Análise de Modos de Falhas, Efeitos e Criticidade (FMECA)

Quando são priorizados os modos de falha no método FMEA o método passa a ser chamado de análise de modos de falhas, efeitos e criticidade (FMECA). Como uma extensão do método FMEA, o FMECA permite priorizar os modos de falhas com base no número de prioridade do risco (RPN). O RPN geralmente é calculado como o produto da classificação dos parâmetros de risco: ocorrência (O), gravidade (S) e detecção (D) de cada modo de falha (LA FATA et al., 2022).

Segundo Renjith et al., (2018) a técnica FMECA é realizada em duas partes:

- i. Identificar os diferentes modos de falha e seus efeitos por meio do método FMEA;
- ii. Classificar a análise de criticidade do modo de falha por probabilidade de ocorrência e sua gravidade.

2.5.1.7 Análise de Modos de Falhas e Efeitos expandida (FMEAE)

A análise de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAE), é um método de avaliação da confiabilidade e segurança dos sistemas, que utiliza a técnica FMEA com um escopo estendido a outras potencialidades de análise presentes em técnicas quantitativas, como a análise por árvore de falhas, FTA (do inglês, Fault Tree Analysis) (ANJUM et al., 2020). As melhorias mais significativas nesta metodologia, em comparação com o FMEA tradicional, foram introduzidas através de vários procedimentos para:

- Determinar eventos básicos de causa comum, estimar suas probabilidades e incluí-los na lista de modos de falha para as análises de criticidade;
- Determinar as dependências funcionais entre os componentes dos sistemas principais e de apoio, identificando as dependências críticas entre estes;

- Analisar a importância conjunta de componentes semelhantes para determinar aqueles com maior contribuição ao risco ou à indisponibilidade e, dessa forma, tipificar as medidas corretivas;
- Estimar o risco, ou a confiabilidade, do sistema analisado por meio de um parâmetro global denominado Índice de Risco do Sistema (IRS).

2.5.1.8 Matriz de Riscos

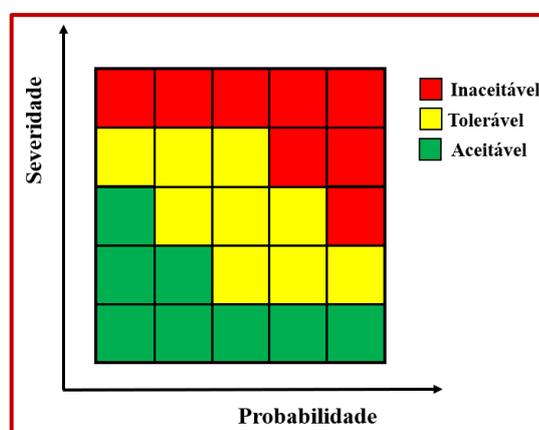
A matriz de riscos é uma ferramenta semiquantitativa que, através de um regime de pontuação, determina se o risco associado (R) à determinada atividade é: baixo, moderado ou alto (HUANG et al., 2023). Esta avaliação é realizada, na forma mais simples, mediante a multiplicação da pontuação da probabilidade (P) pela avaliação da consequência (C) ou severidade (Equação 21).

$$R = P \cdot C \quad (21)$$

As principais aplicações das matrizes de risco são: na tomada de decisão sobre a aceitação do risco; e na priorização dos riscos para o seu tratamento (DUIJM, 2015). Frequentemente, na aceitação de riscos, são distinguidos três níveis (Figura 17):

- Perigos ou eventos com risco inaceitável (alto), geralmente indicados na cor vermelha;
- Perigos ou eventos com risco tolerável (médio), geralmente indicados na cor amarela;
- Perigos ou eventos com risco aceitável (baixo), geralmente indicados na cor verde;

Figura 17 - Exemplo de uma matriz de risco com formato 5x5



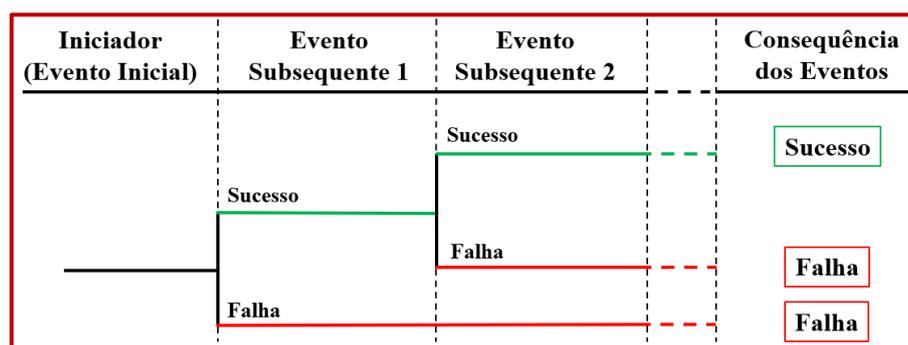
Fonte: O autor

Os eventos classificados como “aceitáveis” não exigem uma redução adicional do risco. Já aqueles classificados como “toleráveis” se encontram em um nível intermediário, onde o risco deve ser reduzido ao mínimo possível, ou ALARP (do inglês, As Low As Reasonably Practicable). Embora esta técnica tenha se mostrado eficaz em situações de escassez, ou falta, de dados, há desvantagens associadas à precisão das estimativas das probabilidades e das consequências (LANE; GAGNON, 2022). Estas estimativas são abordadas de forma subjetiva, dependendo apenas da capacidade do especialista de descrever devidamente os níveis de probabilidade e consequência com base no entendimento do processo analisado.

2.5.1.9 Análise por Árvore de Eventos (ETA)

A análise por árvore de eventos, ETA (do inglês, Event Tree Analysis), é um método indutivo frequentemente usado para caracterizar o potencial de um acidente. Esta metodologia explora sistematicamente a progressão de um evento inicial e, com base no desempenho (sucesso ou falha) das medidas de segurança de um sistema, para evitar ou mitigar os consequências indesejáveis, identifica todos os resultados possíveis e quantifica sua probabilidade de ocorrência (PURBA et al., 2020). Logo, os resultados das análises por árvore de eventos são sequências acidentais, ou conjunto de falhas ou erros que podem levar a um acidente após um evento inicial (Figura 18).

Figura 18 - Esboço geral de uma árvore de eventos



Fonte: Adaptado de Anjum et al. (2020)

Esta análise é adequada para processos complexos com vários níveis de segurança e/ou de procedimentos de emergência para responder a eventos iniciais específicos. Após identificação das sequências de acidentes individuais, as probabilidades de ocorrência das combinações específicas de falhas que podem desencadear em acidentes podem ser

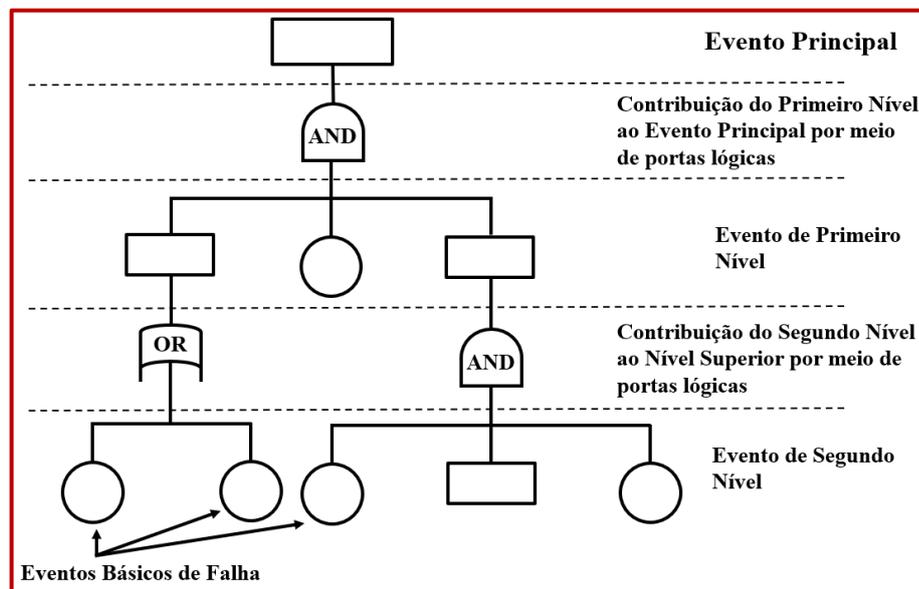
determinadas usando a Análise de Árvore de Falhas (PEMEX, 2012). Assim, a árvore de eventos pode ser combinada de forma muito eficiente com a árvore de falhas. A raiz de uma árvore de eventos pode ser vista como o evento principal de uma árvore de falhas, e esta combinação é chamada de análise de causas e consequências (ANJUM et al., 2020). Os principais elementos na aplicação da árvore de eventos são:

- O iniciador (evento inicial);
- Eventos subsequentes;
- Consequências dos eventos.

2.5.1.10 Análise por Árvore de Falhas (FTA)

A análise por árvore de falhas, FTA (do inglês, Fault Tree Analysis), é uma metodologia dedutiva e sistemática para analisar a segurança de sistemas complexos durante os estágios de projeto, construção e operação (Figura 19). Esta análise pode ser descrita como a representação lógica da relação de eventos de falha, primários ou básicos, que conduzem à ocorrência de um evento de falha indesejável especificado, conhecido como “evento principal”.

Figura 19 - Diagrama típico de uma árvore de falhas



Fonte: Adaptado de Ahmad et al. (2017)

Os eventos que provocam a ocorrência do evento principal são gerados e conectados por operadores lógicos, como “AND” (E) e “OR” (OU), em uma estrutura de uma árvore (DHILLON, 2005). O operador “OR” produz uma saída verdadeira se, e somente se, uma ou

mais entradas forem verdadeiras, ou seja, defeituosas ou inseguras. Já o operador “AND” fornece uma saída verdadeira se, e somente se, todas as entradas forem verdadeiras, ou seja, defeituosas ou inseguras.

Depois que o modelo é construído, é possível realizar análises qualitativas e quantitativas. Uma análise qualitativa, essência deste método, permite a identificação de todas as combinações de eventos básicos de falha, conhecidos como conjuntos de corte, que podem causar a ocorrência do evento principal (AHMAD et al., 2017). Segundo Mosquera et al. (1995), os conjuntos mínimos de corte são aqueles conjuntos de corte que não contêm nenhum subconjunto de eventos de causa básica que configurem como um conjunto de corte. Cada conjunto mínimo de corte é obtido pela aplicação de operações algébricas booleanas nos conjuntos de corte. Já a análise quantitativa é usada para avaliar a probabilidade de ocorrência do evento principal, considerando esses conjuntos mínimos de corte. Quanto menor o número de eventos de causa básica nesses conjuntos de corte, o sistema modelado é considerado mais resistente a falhas.

Algumas aplicações desta técnica são as seguintes (PEMEX, 2012):

- Quantificar a segurança e a confiabilidade dos sistemas;
- Localizar pontos fracos nos sistemas.
- Determinar a melhor localização para os sensores de diagnóstico;
- Estabelecer políticas de inspeção e manutenção;
- Gerar estratégias de localização de falhas;
- Analisar acidentes.

2.5.2 Aplicação das análises de confiabilidade a sistemas energéticos

Estudos de aplicação de metodologias de análise e diagnóstico de falhas e riscos são realizados com sucesso em diferentes setores industriais que envolvem instalações complexas. Várias destas ferramentas de análise pode ser derivadas de centrais nucleares onde o aspecto risco ultrapassa as condições de mau funcionamento da planta e envolve também aspectos de segurança ambiental e percepção de risco por parte do pessoal técnico envolvido na operação (TORRES et al., 2010; TORRES; RIVERO, 2012; SAGHAFI; GHOFRANI, 2016).

2.5.2.1 Análises de confiabilidade em sistemas de geração de energia elétrica

No trabalho conduzido por Volkanovski, Čepin e Mavko (2009) foi desenvolvido um método para a análise da confiabilidade do sistema eletroenergético, devido ao aumento de blecautes relatados. O método integra a análise por árvore de falhas com o modelo de fluxo de potência. Cada árvore de falha é gerada para cada ponto de carga do sistema, e estão relacionadas à interrupção do fornecimento de energia dos geradores para esses pontos de carga. A partir dos resultados obtidos foram identificadas medidas de confiabilidade ligadas a cargas específicas e ao sistema como um todo.

Análises de modos de falha e efeitos (FMEA) também são usados para estudar a confiabilidade de diferentes sistemas de geração de energia, como os de geração eólica (ARABIAN-HOSEYNABADI; ORAEE; TAVNER, 2010). Neste trabalho, é realizada uma comparação entre os resultados de uma FMEA e os dados reais de confiabilidade de turbinas eólicas e seus componentes. O objeto do estudo é um projeto existente de turbina eólica de 2 MW com um gerador de indução com rotor bobinado, que é comparado com um sistema hipotético de turbina eólica que usa um gerador de indução duplamente alimentado sem escovas da mesma classificação. Os números de prioridade do risco, RPN (do inglês, Risk Priority Number), calculados a partir do método FMEA foram comparados com os dados de taxa de falha levantados em campo durante as montagens, apresentando semelhanças entre eles. Embora o produto da ocorrência pela detecção, calculado pelo método, subestima as taxas de falha de campo, permite estabelecer o FMEA como uma ferramenta útil para prever as taxas de falha em novos projetos de turbinas eólicas.

Estudos de avaliação de risco em instalações eólicas offshore também foram desenvolvidos (KANG et al., 2017). Devido à complexidade dos modos de falha destes sistemas e a correlação de dois modos, definida como a ocorrência simultânea de dois modos de falha em um ou vários componentes, foi aplicado um método modificado de análise de modos de falha e efeitos (FMEA), denominado FMEA-correlação. Com base nas análises realizadas, foi possível constatar que as falhas em componentes estruturais apresentam menor probabilidade de ocorrência do que em componentes eletrônicos. O principal contribuinte à falha do sistema é a corrosão dos materiais, resultados que estão de acordo com os dados empíricos do setor. Considerando o sistema como um todo, o grupo gerador, a fundação flutuante e o sistema de amarração são os componentes mais importantes.

Villarini et al. (2017) apresentaram uma avaliação da manutenção centrada em confiabilidade, RCM (do inglês, Reliability Centered Maintenance), realizada usando uma

abordagem através do método FMEA para sistemas fotovoltaicos. O trabalho esteve fundamentado no aumento da popularidade e exploração da energia solar fotovoltaica durante os últimos anos e, portanto, a necessidade de melhorar a eficiência e confiabilidade destes sistemas. Ressaltando que, uma falha nos componentes e subcomponentes de um sistema de geração fotovoltaico pode ser a causa de dois problemas principais: implicação direta para a usina, ou seja, dano dos componentes e subcomponentes do sistema e, implicação indireta associada ao fato de a usina estar fora de serviço. Além disso, as falhas imprevistas dos componentes aumentam a incontabilidade dos sistemas de energia fotovoltaica, comprometendo a operação confiável da rede elétrica.

Sistemas de geração elétrica mais complexos precisam de metodologias mais robustas, e/ou de parâmetros e indicadores específicos para atender às características do sistema (ERYILMAZ; BULANIK; DEVRIM, 2021). No caso específico deste artigo, foi desenvolvida uma expressão analítica para calcular a distribuição teórica da potência de saída de um sistema híbrido de energia solar/eólica, levando em consideração valores de confiabilidade dos componentes. Também se derivou dos estudos uma expressão para estimar a expectativa de energia não fornecida, usada pela sua vez para calcular o índice de confiabilidade energética.

Projetos de sistemas de geração elétrica a partir de fontes renováveis conectados à rede devem ser devidamente dimensionados para evitar, ou reduzir, os problemas de instabilidade associados, inclusive aqueles complementados com armazenamento elétrico. A estratégia de operação dos sistemas de armazenamento elétrico geralmente é ditada pela estrutura regulatória e de mercado existente, que, por sua vez, afeta o desempenho geral do sistema em termos de qualidade, confiabilidade, eficiência e compromissos ambientais. As tarifas elétricas (fixas, escalonadas e sazonais) também podem influenciar no desempenho econômico dos sistemas de geração fotovoltaica. Portanto, a integração de diversos fatores, parâmetros e análises podem conduzir a resultados cada vez mais adequados aos processos reais.

Hassan et al., (2022) investigaram o impacto da interação entre o nível de confiabilidade, as restrições financeiras e as emissões de CO₂ em sistemas solares fotovoltaicos autônomos (“*off-grid*”) e complementados pela rede em várias estações do ano. Os resultados indicam que o sistema complementado pela rede apresenta uma redução de até 30% no custo da energia em comparação com o sistema off-grid, porém, as emissões de CO₂ são até 17% mais altas. No entanto, os sistemas complementados pela rede elétrica, apresentam maior confiabilidade operacional.

2.5.2.2 Análises de confiabilidade em sistemas de armazenamento de energia

A confiabilidade de sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) tem sido estudada devido à consideração, cada vez maior, destes sistemas para atender as variações associadas a geração de fontes intermitentes. Modelos abrangentes para elaborar estratégias operacionais entre geração e armazenamento têm sido desenvolvidos (BHATTARAI; KARKI; PIYA, 2019). Este tipo de análise representam uma base de referência para as concessionárias de energia elétrica, órgãos e agências reguladoras para a formulação de estruturas regulatórias que viabilizem a integração eficiente do armazenamento elétrico em grande escala perante a penetração das fontes renováveis e, ao mesmo tempo, garantam o fornecimento confiável aos consumidores.

A confiabilidade de sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido integrados com diversas formas de atender demandas energéticas, térmica e elétrica, também é considerada na literatura (RAZMI; JANBAZ, 2020; YIN et al., 2021). Por exemplo, Yin et al. (2021) estudaram um método de planejamento energético para a otimização econômica e de confiabilidade de um sistema de armazenamento de energia múltipla composto por uma usina CAES adiabática (A-CAES) e sistemas de armazenamento de energia térmica e frio (TES) como dispositivos de um sistema urbano integrado de energia. Enquanto que Razmi e Janbaz (2020) realizaram uma análise integrada considerando aspectos de exergoeconômica, confiabilidade e disponibilidade para um sistema de cogeração composto por uma planta CAES, um ciclo de Rankine orgânico, ORC (do inglês, Organic Rankine Cycle), e um ciclo de refrigeração por absorção-compressão. Neste último trabalho os autores relataram que, devido à consideração das análises de confiabilidade, o tempo de retorno aumentava cerca de 2,9 anos, para cerca de 3,01 anos, tornando os resultados mais realista e válidos.

Mas, estas análises consideram os sistemas de armazenamento como um componente único, ou subcomponente, formando parte de um sistema maior e mais complexo. Portanto, análises mais detalhadas, ressaltando a importância dos componentes, sistemas de apoio e suporte, impacto da fonte primária de energia e a comparação de configurações operacionais para um mesmo sistema se destacam como aspectos que precisam ser amplamente abordados (RODRÍGUEZ et al., 2020).

3 MATERIAL E MÉTODOS

Essa seção detalha os materiais e métodos usados para o desenvolvimento da metodologia integrada de diagnóstico que envolve os aspectos de exergoeconomia e confiabilidade de sistemas de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES) sob a influência dos efeitos da confiabilidade de Fontes de Energia Renováveis (FER) de natureza intermitente como as fontes eólicas e solar fotovoltaica. O estudo será realizado utilizando uma abordagem numérica e experimental, estando a numérica associada a formulação e resolução de modelos exergoeconômicos e de risco e confiabilidade. A abordagem experimental está relacionada com a definição, a partir de dados reais de uma microturbina a gás, das correlações para o cálculo das eficiências isentrópicas nos estágios de compressão e expansão.

3.1 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS

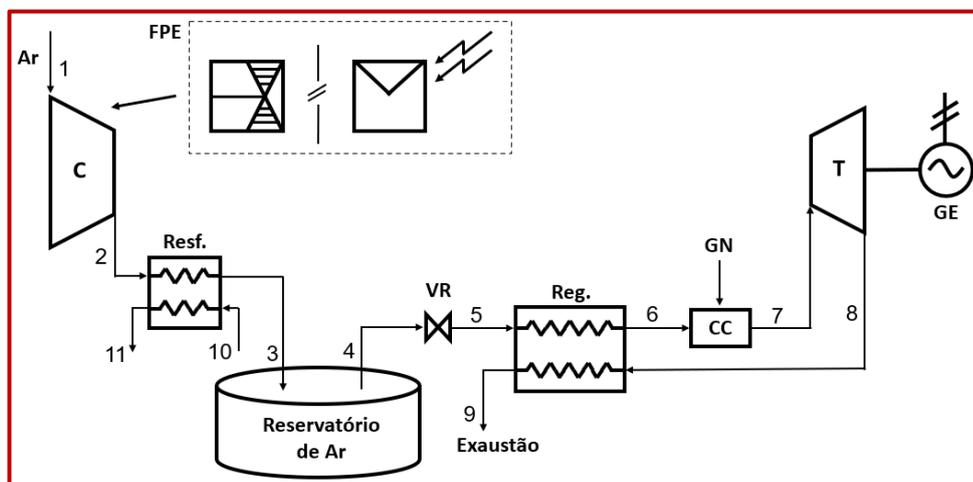
Para as análises conduzidas no presente trabalho, foram consideradas três configurações de sistemas CAES de pequeno porte com armazenamento de ar a volume constante. A primeira configuração, base de referência para as análises, consiste em um sistema CAES convencional com recuperação do calor contido nos gases de exaustão (Figura 20). Enquanto que duas configurações mais avançadas, que consideram o aproveitamento do calor contido no ar comprimido na saída do compressor mediante um sistema de armazenamento por calor sensível, em leito fixo (Figura 21) e em óleo térmico (Figura 22), são estudadas para determinar o efeito destes processos no desempenho do sistema. Fontes de geração eólica, ou solar fotovoltaica, fornecem a energia primária das configurações.

Configurações de sistemas CAES funcionam semelhante a sistemas de potência com turbinas a gás. A principal diferença se fundamenta em que, no sistema CAES, ocorre o desacoplamento dos processos de compressão e de expansão. Logo, um modelo de microturbina a gás Capstone modelo C30 foi desenvolvido com parâmetros reais de operação fornecidos pelo fabricante (CAPSTONE, 2006), como temperatura, consumo de combustível vazão de ar e eficiência energética. Os resultados deste modelo foram usados como base de análise nos estágios de compressão, expansão, combustão e no processo regenerativo na etapa de descarregamento.

3.1.1 Sistema CAES de referência

A Figura 20 é mostra o sistema CAES usado como referência nas análises conduzidas. O sistema descrito corresponde a um processo de armazenamento de energia por ar comprimido a volume constante com reaproveitamento de uma parcela da energia disponível nos produtos de combustão na saída da turbina (T). Ar comprimido no estágio de compressão (C), previamente resfriado através de um trocador de calor (Resf.), é armazenado em um reservatório de ar durante o processo de carregamento. Durante o processo de descarregamento do sistema, uma válvula reguladora de pressão (VR) mantém a pressão nas condições operacionais do estágio de expansão (T). O reaproveitamento do calor dos gases de exaustão é realizado no regenerador (Reg.), onde o ar é preaquecido antes de entrar na câmara de combustão (CC). Desta forma, é possível diminuir o consumo de combustível, neste caso gás natural (GN), na câmara de combustão (CC), o que produz um aumento na eficiência do sistema.

Figura 20 - Sistema CAES isocórico convencional com recuperação do calor dos gases de exaustão



Fonte: O autor

O compressor e a turbina são desacoplados fisicamente e também não trabalham simultaneamente no período de operação do sistema CAES, etapas de carregamento e descarregamento. Adicionalmente, algumas considerações devem ser ressaltadas:

- A energia de acionamento do compressor será fornecida pela fonte primária de energia (FPE) externa, eólica ou solar fotovoltaica, em função da disponibilidade para armazenamento na etapa de carregamento;

- A potência produzida pela turbina durante a etapa de descarregamento será disponibilizada totalmente como energia útil;
- Gás natural é empregado como combustível na câmara de combustão;
- Temperatura ambiente e pressão ambiente são fixadas como sendo iguais respectivamente a 298,15 K (25 °C) e 100 kPa (1 bar) respectivamente;
- As perdas de calor e as perdas de carga nos dutos que conectam todos os componentes do sistema não serão consideradas;
- As variações nas energias cinética e potencial do sistema podem ser desprezadas;
- A válvula reguladora de pressão, localizada na saída do armazenador de ar comprimido, mantém a pressão nas condições operacionais de entrada na turbina. O processo de redução de pressão ocorre a entalpia e temperatura constantes (HOUSSAINY et al., 2018);
- A temperatura do ar armazenado durante a etapa de descarregamento (T_4) é considerada constante e igual à temperatura ambiente (T_0);
- O ar dentro do reservatório tem comportamento de gás ideal, e são desconsideradas as perdas de ar no reservatório;
- A razão de pressão do compressor (10) é maior do que a razão de pressões na turbina (4), para que o ar possa ser comprimido a uma maior pressão em relação à pressão de entrada da turbina;
- A razão dos calores específicos, a pressão e volume constantes, do ar e dos produtos da combustão, são considerados constantes durante todo o processo;
- As propriedades termodinâmicas do ar e do gás natural foram obtidas a partir das bases de dados disponíveis na ferramenta "Engineering Equation Solver" (EES) (KLEIN, 2016);
- A vazão mássica da etapa de carregamento é maior do que a vazão mássica na etapa de descarregamento. Isto porque o tempo de carregamento (6 horas) é menor do que o tempo de descarregamento (12 horas).

3.1.2 Sistema CAES com TES por calor sensível

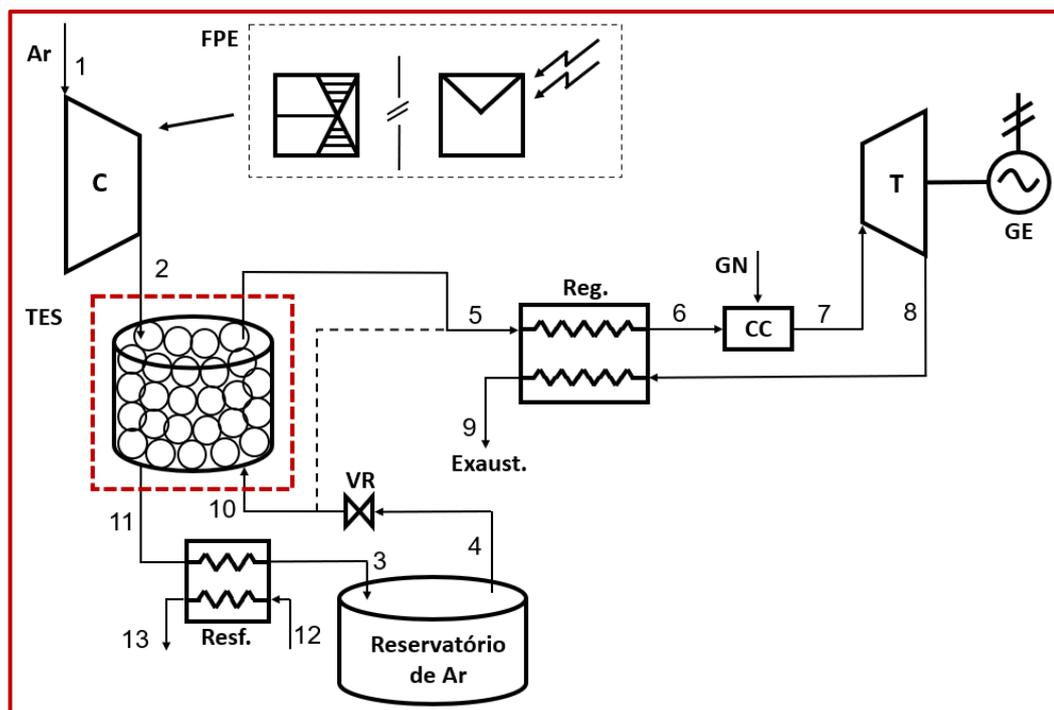
O calor retirado do ar na saída do estágio de compressão (C) durante o carregamento é desaproveitado. Portanto, um sistema de armazenamento de energia térmica (TES), localizado na saída do compressor, possibilitaria aproveitar parte dessa energia que, de outra forma, seria

rejeitada no resfriador (Resf.). Os sistemas TES incorporados armazenam energia térmica por calor sensível, sendo diferentes apenas no tipo de configuração usada, leito fixo e óleos térmicos.

3.1.2.1 Armazenamento de energia térmica – Leito fixo

Situado na saída do compressor (C) o sistema TES, do tipo leito fixo, está composto por um recipiente cilíndrico isolado termicamente, com 1,0 m de diâmetro na base e 4,0 m de altura. Os processos de carregamento e descarregamento são realizados através de duas conexões funcionam alternadamente como entrada e saída dependendo da etapa do processo de armazenamento de energia, carregamento ou descarregamento (Figura 21). Durante o carregamento do sistema, o calor cedido pelo ar comprimido é armazenado em esferas de aço de 5,0 cm de diâmetro, utilizadas como material de armazenamento térmico dentro do recipiente. Foi escolhido o aço como material das esferas devido a sua condutividade térmica, desta forma também é possível atender os tempos de carregamento e descarregamento nas dimensões definidas para o sistema TES.

Figura 21 - Sistema CAES isocórico com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível tipo leito fixo



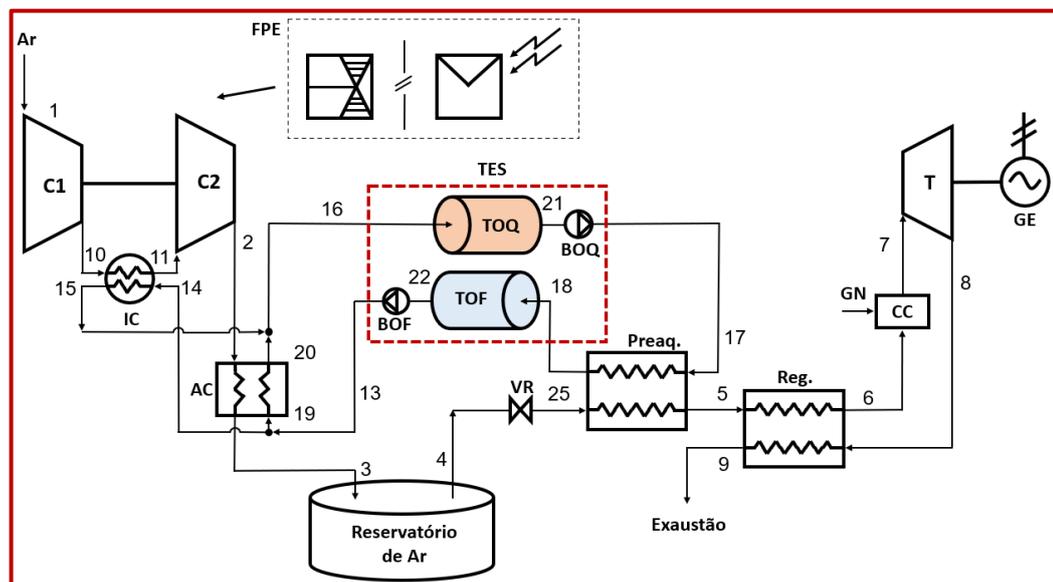
Fonte: O autor

Na etapa de descarregamento, ar a temperatura ambiente recebe no sistema TES o calor armazenado durante o carregamento antes de entrar no regenerador (Reg.). Um desvio, “*bypass*”, é colocado na saída da válvula reguladora de pressão (VR), antes da entrada do sistema TES. A finalidade deste *bypass* é direcionar o ar diretamente ao regenerador, uma vez esgotado o calor no armazenador térmico, e assim, evitar o efeito das perdas de carga associadas ao escoamento do ar pelos espaços das esferas no sistema TES. O resfriador (Resf.) na entrada do reservatório de ar comprimido é mantido para baixar a temperatura do ar na saída do sistema TES caso esta seja muito elevada. Desta forma é possível reduzir as dimensões do TES e do reservatório para o mesmo volume de ar armazenado.

3.1.2.2 Armazenamento de energia térmica – Óleo térmico

Dois tanques para armazenamento de óleo térmico compõem o sistema TES aqui considerado (Figura 22). Adicionalmente, o estágio de compressão é separado em duas etapas com resfriamento intermediário, IC (do inglês, Intercooler) e pós-compressão, AC (do inglês, Aftercooler), este último no lugar do resfriador. Além de aproximar os estágios de compressão a um processo isotérmico, se procura evitar que o óleo considerado alcance a temperatura de autoignição. Bombas de óleo na saída dos tanques (BOQ e BOF) são encarregadas de escoar o fluido durante as etapas de operação.

Figura 22 - Sistema CAES isocórico com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível com óleo térmico



Fonte: O autor

O calor retirado do ar, pelo óleo térmico, durante sua compressão é armazenado em um tanque isolado termicamente (TOQ). Logo, o ar comprimido resfriado é armazenado no reservatório, completando assim a etapa de carregamento. Quando requerida energia de volta na rede (processo de descarregamento), o óleo quente é utilizado para preaquecer o ar através de um trocador de calor (Preaq.). O óleo resfriado é armazenado em outro tanque (TOF) que não precisa de isolamento térmico. As etapas seguintes são similares às já descritas, o ar recebe parte do calor dos gases da combustão no regenerador (Reg.), para entrar na câmara de combustão (CC) e finalmente ser expandido no estágio de expansão (T), acionando o gerador elétrico (GE) que injeta a energia de volta na rede.

3.2 ANÁLISE TERMODINÂMICA

As análises energéticas realizadas se fundamentam nos princípios da primeira Lei da termodinâmica, mediante a aplicação de balanços de massa e energia em cada componente, considerando-os como volumes de controle.

3.2.1 Análise energética

A seguir serão apresentadas as principais equações utilizadas na modelagem energética dos componentes do sistema usado como referência, o CAES convencional (Figura 20).

3.2.1.1 Compressor

A equação (22) permite determinar a temperatura do ar na saída do compressor:

$$T_2 = T_1 \cdot \left[1 + \frac{1}{\eta_{Comp}} \cdot \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\left(\frac{k_{ar}-1}{k_{ar}} \right)} - 1 \right) \right] \quad (22)$$

Onde: T_1 é a temperatura de entrada no compressor em K, p_1 e p_2 são as pressões de entrada e saída do compressor respectivamente em kPa e calculadas pela razão de pressão do compressor, k_{ar} corresponde à razão dos calores específicos a pressão e a volume constante do ar, e η_{Comp} é a eficiência isentrópica do compressor.

η_{Comp} foi determinada a partir do ajuste das equações relatadas por Boyce (2012) para o caso específico do compressor analisado, conforme equações (23) e (24). Nestas expressões, a eficiência isentrópica do compressor é calculada a partir das relações de pressão (p_1 e p_2) e temperatura (T_1 e T_2) de entrada e saída e das propriedades do ar (R_{Ar} e $C_{p,m}$). Pela sua vez $\eta_{C,C30}$ (Equação 25), calculada em função da vazão de ar na entrada do compressor (\dot{m}_{ar}), foi correlacionada a partir de dados experimentais dos testes do compressor em função da carga de uma microturbina Capstone C30 (CAPSTONE, 2006; RODRÍGUEZ et al., 2019; BARROS; RODRÍGUEZ; HENRÍQUEZ, 2020):

$$\eta_{Comp} = \frac{\left[\left(\frac{p_2}{3,9999 \cdot p_1} \right)^{\left(\frac{R_{Ar}}{C_{p,m}} \right)} - 1 \right]}{\left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\left(\frac{R_{Ar}}{C_{p,m} \cdot \eta_{C,C30}} \right)} - 1 \right]} \quad (23)$$

$$C_{p,m} = C_{p,1} \cdot \log \left(\frac{T_1}{T_0} \right) - \frac{C_{p,2s} \cdot \log \left(\frac{T_{2s}}{T_0} \right)}{\log \left(\frac{T_1}{T_{2s}} \right)} \quad (24)$$

$$\eta_{C,C30} = 1,3296 \cdot \dot{m}_{ar}^2 - 1,0916 \cdot \dot{m}_{ar} + 0,8999 \quad (25)$$

Logo, a potência de acionamento do compressor, \dot{W}_{Comp} , é determinada pelo balanço de energia segundo a expressão:

$$\dot{W}_{Comp} = \dot{m}_{ar} \cdot (h_2 - h_1) \quad (26)$$

Onde: \dot{m}_{ar} é a vazão mássica do ar no compressor em kg/s, h_1 e h_2 são as entalpias de entrada e saída do compressor respectivamente.

3.2.1.2 Equipamentos de troca térmica

A efetividade dos equipamentos de troca térmica, como o resfriador, o preaquecedor e o regenerador, é definida como a razão entre o aumento real de entalpia do fluido que escoo pelo lado frio (LF) e o aumento máximo teórico de entalpia. As equações a seguir representam o balanço de energia para o volume de controle envolvendo estes componentes e o cálculo da efetividade destes equipamentos:

$$\dot{m}_{LF} \cdot (h_{LF,s} - h_{LF,e}) = \dot{m}_{LQ} \cdot (h_{LQ,e} - h_{LQ,s}) \quad (27)$$

$$\varepsilon_{Eq} = \frac{\dot{m}_{LF} \cdot (h_{LF,s} - h_{LF,e})}{\dot{m}_{LQ} \cdot h_{LQ,e} - \dot{m}_{LF} \cdot h_{LF,e}} \quad (28)$$

Onde: ε_{Eq} é a efetividade do equipamento analisado, \dot{m}_{LF} e \dot{m}_{LQ} são as vazões mássicas dos fluidos nos lados frio e quente respectivamente do equipamento em kg/s, $h_{LF,s}$ e $h_{LF,e}$ são as entalpias de entrada e saída do lado frio do componente respectivamente e $h_{LQ,s}$ e $h_{LQ,e}$ são as entalpias de entrada e saída do lado quente do componente respectivamente.

No caso do regenerador, e considerando os trabalhos publicados por Rodríguez et al. (2019) e Barros, Rodríguez e Henríquez (2020) o valor da efetividade varia muito pouco com a variação da potência da turbina, portanto, pode ser considerado constante ($\varepsilon_R = 0,88$).

3.2.1.3 Reservatório de ar comprimido

A pressão do ar armazenado dentro do reservatório de volume constante (P), em função do tempo t , é determinada pela equação de estado dos gases ideais (Equação 29) durante as etapas de carregamento e descarregamento do sistema. Nestes processos, a massa (M) e a temperatura (T) do ar armazenado também variam em função do tempo (t).

$$P(t) = \frac{M(t) \cdot R \cdot T(t)}{V} \quad (29)$$

A massa do ar armazenado em função do tempo (M_i) é determinada através de balanços de massa e energia para o volume de controle envolvendo o reservatório. Na etapa de carregamento tem-se apenas a entrada de ar no reservatório e na etapa de descarregamento

apenas saída de ar. Mediante a equação (30) é possível determinar a massa de ar no instante de tempo $t=i$, aplicando o método das diferenças finitas para cada etapa.

$$M_i = M_{i-1} \pm \dot{m}_{entra/sai} \cdot \Delta t \quad (30)$$

Onde: M_{i-1} é a massa de ar no reservatório no instante de tempo $t=i-1$ em kg, $\dot{m}_{entra/sai}$ é a vazão de ar que entra ou sai do reservatório durante as etapas de carregamento ou descarregamento respectivamente em kg/s, e Δt corresponde ao passo temporal em s.

O volume (V) do reservatório de ar corresponde à soma do espaço ocupado pelo ar até alcançar a pressão de entrada na turbina ($p_{Op,min}$), que não pode ser aproveitado, e o espaço ocupado pelo ar a partir da pressão ($p_{Op,min}$) e até a pressão de saída do compressor, ou seja, o volume de ar efetivamente aproveitável durante o processo de descarregamento (V_{Op}). Embora o espaço não operacional (V_{Nop}) é preenchido apenas uma única vez durante o primeiro carregamento do sistema CAES, este tem um impacto no dimensionamento do reservatório.

$$V_{Op} = \frac{(\dot{m}_5 \cdot t_{Op}) \cdot R_{Ar} \cdot T_3}{p_{Op,max} - p_{Op,min}} \quad (31)$$

$$V_{Nop} = \frac{(\dot{m}_5 \cdot t_{Op} \cdot p_{Op,min}) \cdot R_{Ar} \cdot T_3}{(p_{Op,max} - p_{Op,min}) \cdot (p_{Op,min} - p_0)} \quad (32)$$

Onde: t_{Op} é o tempo de descarregamento do sistema CAES em s, R_{Ar} a constante do ar em kJ/kg-K, $p_{Op,max}$ é a pressão máxima do ar armazenado em kPa e T_3 é a temperatura de entrada no reservatório de ar em kelvin.

3.2.1.4 Câmara de combustão

A equação (33) representa o balanço de energia de um volume de controle que envolve a câmara de combustão:

$$\dot{m}_6 \cdot h_6 + \dot{m}_{GN} \cdot PCI_{GN} = \dot{m}_7 \cdot h_7 \quad (33)$$

Onde: \dot{m}_6 e \dot{m}_{GN} são as vazões de ar que entram na câmara de combustão respectivamente em kg/s, \dot{m}_7 corresponde à vazão dos produtos da combustão em kg/s, h_6 é a entalpia do ar de entrada na câmara de combustão em kJ/kg, h_7 é a entalpia dos produtos da combustão em kJ/kg, e PCI_{GN} o poder calorífico inferior do gás natural usado como combustível em kJ/kg.

3.2.1.5 Turbina

A temperatura de saída do estágio de expansão (T_8) pode ser calculada mediante a seguinte expressão:

$$T_8 = T_7 \cdot \left[1 - \eta_{Turb} - \eta_{Turb} \cdot \left(\frac{p_8}{p_7} \right)^{\left(\frac{k_{pr}-1}{k_{pr}} \right)} \right] \quad (34)$$

Onde: T_7 é a temperatura de entrada no compressor em K, p_7 e p_8 são as pressões de entrada e saída do compressor respectivamente em kPa, k_{pr} corresponde à razão dos calores específicos a pressão e a volume constante dos produtos da combustão, e η_{Turb} é a eficiência isentrópica da turbina.

O processo de expansão é realizado em condições operacionais similares à expansão da microturbina a gás, portanto, é usada a mesma correlação semiempírica par o cálculo da eficiência isentrópica (CAPSTONE, 2006; RODRÍGUEZ et al., 2019; BARROS; RODRÍGUEZ; HENRÍQUEZ, 2020)

$$\eta_{Turb} = -0,9065 \cdot \dot{m}_4^2 + 0,0433 \cdot \dot{m}_4 + 0,9016 \quad (35)$$

Finalmente, a equação (36) permite calcular a energia útil do sistema CAES durante a etapa de descarregamento:

$$\dot{W}_{Turb} = \dot{m}_{pr} \cdot (h_7 - h_8) \quad (36)$$

3.2.2 Análise energética do sistema de armazenamento de energia térmica por calor sensível

As considerações e expressões utilizadas para as análises dos sistemas de armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível, em leito fixo e em óleo térmico, são discutidas nesta seção.

3.2.2.1 Sistema TES por calor sensível tipo leito fixo

Para as análises de transferência de calor entre o ar e o meio poroso durante os processos de carregamento e descarregamento, foi empregado o modelo unidimensional de Schumann (Ismail and Stuginsky, 1999). Neste modelo, assume-se que não há condução de calor na direção radial da geometria, não há condução de calor no fluido e também não há troca de calor entre as partículas ou esferas. Essas suposições levam a um sistema de equações diferenciais parciais, para o fluido (Equação 37) e para o sólido (Equação 38), que devem ser resolvidas simultaneamente:

$$\epsilon \cdot \rho_{ar} \cdot c_{ar} \cdot \left(\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} + v_{\infty} \cdot \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{x}} \right) = h_{sol} \cdot a_{sol} \cdot (\bar{\theta} - \bar{T}) - U_{par} \cdot a_{par} \cdot (\bar{T} - \bar{T}_0) \quad (37)$$

$$(1 - \epsilon) \cdot \rho_{sol} \cdot c_{sol} \cdot \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial t} = h_{sol} \cdot a_{sol} \cdot (\bar{T} - \bar{\theta}) \quad (38)$$

Onde: T e θ são as temperaturas do ar e do sólido respectivamente em K, ρ_{ar} e ρ_{sol} são as densidades do ar e do sólido em kg/m³, c_{ar} e c_{sol} correspondem aos calores específicos do ar e do sólido em J/kg-K, h_{sol} é o coeficiente de transferência de calor entre o ar e as esferas, dado em W/m²-K, a_{sol} é um fator de forma que corresponde à razão entre a área superficial total das partículas sólidas por unidade de volume do recipiente que as armazena, em m²/m³, v_{∞} é a velocidade intersticial do ar atravessando os espaços vazios entre as esferas do TES, e finalmente, ϵ é a porosidade do meio, calculada através da relação entre o volume interno do recipiente e o volume ocupado pelas esferas. Como o recipiente é considerado termicamente isolado não há perdas de calor pelas paredes, sendo desconsiderado o termo associado à troca térmica pelas paredes (par) na equação (37).

O método das diferenças finitas foi aplicado no sistema de equações diferenciais parciais, obtendo as expressões para o cálculo da temperatura do ar e das partículas sólidas para cada instante de tempo (t) e para cada camada discretizada do leito fixo. Foram considerados os passos Δt e Δx como sendo 1s e a altura de uma camada do leito, respectivamente. A partir destas equações é determinado o perfil de temperaturas do meio poroso dentro do TES, bem como a temperatura de saída do ar após troca térmica com as esferas de aço.

$$T_{ar,m}^i = \frac{\epsilon \cdot \rho_{ar} \cdot c_{ar} \cdot \left[\frac{T_{ar,m}^{i-1}}{\Delta t} + \frac{T_{ar,m-1}^i}{\Delta x} \right] + h_{sol} \cdot a_{sol} \cdot T_{sol,m}^i}{\epsilon \cdot \rho_{ar} \cdot c_{ar} \cdot \left[\frac{1}{\Delta t} + \frac{\bar{u}}{\Delta x} \right] + h_{sol} \cdot a_{sol}} \quad (39)$$

$$T_{sol,m}^i = \frac{\frac{(1-\epsilon) \cdot \rho_{sol} \cdot c_{sol} \cdot T_{sol,m}^{i-1}}{\Delta t} + h_{sol} \cdot a_{sol} \cdot T_{ar,m}^i}{\frac{(1-\epsilon) \cdot \rho_{sol} \cdot c_{sol}}{\Delta t} + h_{sol} \cdot a_{sol}} \quad (40)$$

O número de Nusselt (Nu), calculado a partir dos números de Reynolds (Re) e Prandtl (Pr), é usado para determinar o coeficiente convectivo entre o ar e as partículas sólidas (h_{sol}) mediante a expressão:

$$Nu = \frac{h_{sol} \cdot d_{esf}}{k_{ar}} = 3,22 \cdot \sqrt[3]{(Re \cdot Pr)} + 0,117 \cdot \sqrt[5]{(Re \cdot Pr)^4} \quad (41)$$

Os números de Reynolds (Re) e Prandtl (Pr) são calculados conforme as expressões:

$$Re = \frac{\rho_{ar} \cdot d_{sol} \cdot u_{ar}}{k_{ar}} \quad (42)$$

$$Pr = \frac{C_{p,ar} \cdot \mu_{ar}}{k_{ar}} \quad (43)$$

A equação (44), definida a partir da equação de Ergun, permite estimar as perdas de pressão do ar comprimido escoando pelo sistema de armazenamento térmico, durante as etapas de carregamento e descarregamento do sistema CAES (MOUSAVI et al., 2021).

$$\frac{\Delta p_{TES}}{H_{TES}} = 150 \cdot \frac{(1-\epsilon)^2}{\epsilon^3} \cdot \frac{\mu_{ar} - v_m}{d_{esf}^2} + 1,75 \cdot \frac{(1-\epsilon)}{\epsilon^3} \cdot \frac{\rho_{ar} - v_m^2}{d_{esf}} \quad (44)$$

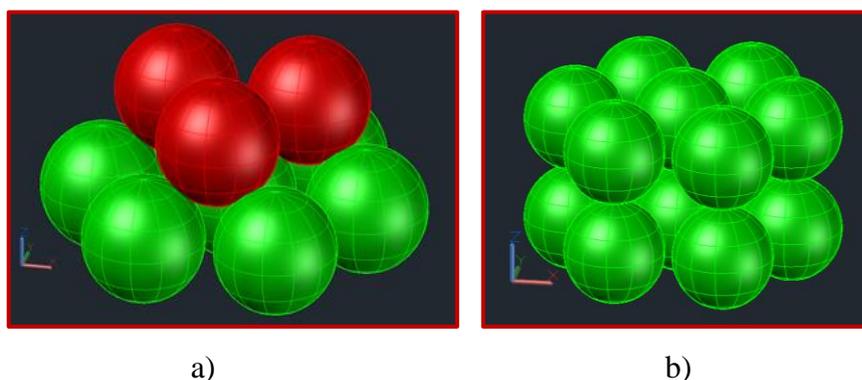
Onde: Δp_{TES} corresponde às perdas de pressão no TES em Pa, H_{TES} é a altura do tanque em m, v_m é a velocidade média do fluido escoando pelo sistema em m/s, μ_{ar} corresponde à viscosidade dinâmica do ar em Pa·s, e d_{esf} o diâmetro das esferas em m.

As perdas de pressão são compensadas durante o processo de descarregamento do ar comprimido do reservatório. Estas perdas de carga são consideradas para o cálculo dos parâmetros termodinâmicos na entrada do TES durante a etapa de descarregamento (Equação 45). A válvula reguladora de pressão reduz a pressão do ar na saída do armazenador até a pressão operacional do estágio de expansão e a pressão mais as perdas de carga. Logo, as perdas de carga do ar escoando dentro do TES reduzem finalmente a pressão até os valores operacionais.

$$p_{10} = p_5 + \Delta p_{TES} \quad (45)$$

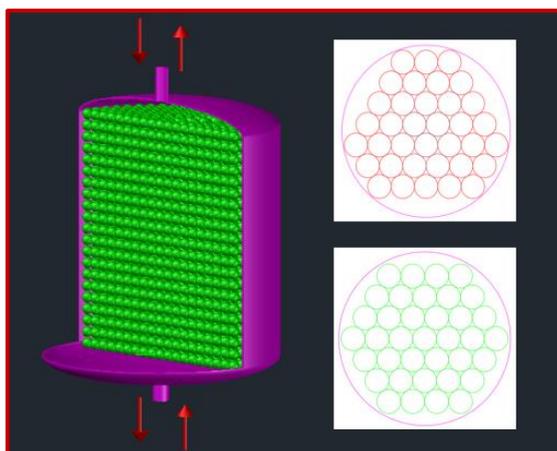
A disposição das esferas dentro do recipiente determina o espaço livre, porosidade do TES (ϵ), pelo qual escoa o ar trocando energia com as esferas. Este parâmetro está presente nas equações utilizadas para as análises considerando o sistema TES tipo leito fixo. Portanto, o seu efeito é analisado através de três porosidades do meio: uma configuração de maior compactação, onde cada camada de esferas ocupa o espaço disponível na camada inferior (Figura 23a), e duas configurações menos prováveis, de menor compactação, onde cada camada posiciona-se exatamente acima da outra (Figura 23b), porém dispostas em arranjos triangular ou hexagonal (Figura 24).

Figura 23 - Configurações das esferas no TES, a) Maior compactação; b) Menor compactação



Estas configurações correspondem aos limites de porosidade, máximo e mínimo, do sistema TES. Podendo este parâmetro variar entre esses limites para disposições randômicas dos arranjos.

Figura 24 - Disposição das esferas na configuração de menor compactação no TES, arranjos triangular e hexagonal



Fonte: O autor

3.2.2.2 Sistema TES por calor sensível em óleo térmico

Para evitar que óleo térmico alcance temperaturas próximas à temperatura de ignição durante a etapa de carregamento, o processo de compressão do ar foi separado em dois estágios, porém garantido que a relação de pressões de entrada e saída final fosse o mesmo. Os valores das pressões de entrada ($p_{Estágio,e}$) e saída ($p_{Estágio,s}$) de cada estágio de compressão são calculadas a partir da expressão descrita por (KIRILLIN; SICHEV; SCHEINDLIN, 1976):

$$p_{Estágio,s} = p_{Estágio,e} \cdot \sqrt[m]{RP} \quad (46)$$

Onde: RP é a razão de pressão total a ser alcançada e m o número de estágios de compressão.

As equações (27) e (28), detalhadas na descrição do método de cálculo para os equipamentos de troca térmica são usadas para os balanços térmicos no sistema TES aqui considerado. Porém, segundo Able et al., (2001), em condições de estado estável, o atrito e o trabalho de compressão na bomba aumentam a temperatura do líquido à medida que ele flui da sucção ($T_{OT,e}$) para a descarga ($T_{OT,s}$). Também, um aumento adicional de temperatura pode ser

experimentado durante o retorno do líquido à sucção da bomba por meio dos anéis de desgaste, dos dispositivos de balanceamento ou de alguma linha de desvio de fluxo mínimo, esta última por motivos de segurança.

$$T_{OT,s} = T_{OT,e} + \Delta T_{BOT} \quad (47)$$

Supondo que todo o calor gerado seja absorvido pelo óleo, o aumento de temperatura (ΔT_{BOT}) pode ser estimado conforme a (Equação 48):

$$\Delta T_{BOT} = \frac{g \cdot PH \cdot (1 - \eta_{BOT})}{C_p \cdot \eta_{BOT}} + \Delta T_C \quad (48)$$

Onde: g é aceleração da gravidade em m/s^2 , PH é altura manométrica da bomba em m, e é calculada pela equação (49), C_p é o calor específico do fluido em kJ/kg , η_{BOT} a eficiência da bomba e ΔT_C o aumento de temperatura devido à compressão do líquido não associado à perda ou dissipação.

$$PH = \frac{\Delta p}{\rho_{OT} \cdot g} + \frac{\left(\frac{\dot{m}_{OT}}{\rho_{OT} \cdot A_{tub}} \right)^2}{2 \cdot g} \quad (49)$$

Onde: Δp é a diferença de pressão entre a entrada e a saída da bomba em kPa , ρ_{OT} é a densidade do óleo térmico em kg/m^3 , \dot{m} a vazão em kg/s e A_{tub} é a área da seção transversal da tubulação em m^2 , calculada em função do seu diâmetro (D_{tub}).

Finalmente, o trabalho consumido nas bombas de óleo térmico (\dot{W}_{BOT}) é calculado considerando a quantidade de óleo escoado (\dot{m}), a eficiência do equipamento (η_{BOT}) e Δh_{OT} a diferença de entalpias calculada em função das pressões e temperaturas, de entrada e saída, do óleo térmico.

$$\dot{W}_{BOT} = \frac{\dot{m} \cdot \Delta h_{OT}}{\eta_{BOT}} \quad (50)$$

A seguir, são descritas algumas considerações adicionais:

- A temperatura de saída do tanque de óleo frio (TOF) é considerada igual à temperatura do ambiente, devido à dissipação do calor no ambiente;
- O óleo térmico é armazenado nos tanques a pressão ambiente e, portanto, entra nas bombas a esta pressão;
- A pressão de saída das bombas de óleo é 4 vezes a sua pressão de entrada;
- O diâmetro da tubulação é pré-definido, com valor de meia polegada (0,0125 m);
- Três tipos diferentes de óleos foram analisados em função das suas propriedades: Therminol T59 (EASTMAN, 2019a), Therminol T66 (EASTMAN, 2021), e Therminol VP-1 (EASTMAN, 2019b).

3.2.3 Desempenho energético

A influência da fonte primária de energia (FPE) utilizada para acionamento do compressor é avaliada através da equação (51). Onde o valor da eficiência (η_{PE}) representa a capacidade do sistema CAES de converter a energia primária em energia elétrica (BARNES et al., 2011).

$$\eta_{PE} = \frac{\dot{W}_{Turb}}{\left(\frac{\dot{W}_{Comp}}{\eta_{FPE}} \right) + (\dot{m}_{GN} \cdot PCI_{GN})} \quad (51)$$

Devido à natureza das fontes primárias de energia resulta complicado comparar os resultados obtidos através desta equação com os das eficiências térmicas convencionais, sendo essa a principal limitação da equação. Consequentemente, vários parâmetros energéticos para a definição da eficiência dos sistemas CAES foram propostos na literatura. Em particular, o índice de desempenho mais simples define a eficiência de ida e volta ($\eta_{RT,I}$) como método de comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento elétrica (Equação 52). Para o caso específico de um sistema CAES convencional (D-CAES), esta eficiência considera a relação entre a eletricidade gerada durante o processo de descarregamento (\dot{W}_{Turb}) e a energia consumida pelo sistema CAES para armazenar o ar durante o carregamento (\dot{W}_{Comp}) mais a energia do combustível gasta no processo de descarregamento (BARNES et al., 2011; BUDT et al., 2016). Porém, devido à diferença do valor termodinâmico entre o combustível e a energia

elétrica, a energia química do combustível deve ser expressa como energia elétrica equivalente, introduzindo uma eficiência de conversão de referência (η_{GN}).

$$\eta_{RT,1} = \frac{\dot{W}_{Turb}}{\dot{W}_{Comp} + \eta_{GN} \cdot \dot{m}_{GN} \cdot PCI_{GN}} \quad (52)$$

A equação (53) representa uma alternativa à equação (52), onde a eletricidade injetada de volta à rede é subtraída da energia do combustível gasta durante o processo de descarregamento. Em um sistema CAES adiabático (A-CAES) a energia do combustível é desconsiderada, logo ambas as definições coincidem.

$$\eta_{RT,2} = \frac{\dot{W}_{Turb} - \eta_{GN} \cdot \dot{m}_{GN} \cdot PCI_{GN}}{\dot{W}_{Comp}} \quad (53)$$

A energia consumida nas equações aqui descritas é acrescentada do trabalho total gasto para acionamento das bombas de óleo térmico (\dot{W}_{BOT}) no caso do sistema CAES integrado com um sistema de armazenamento térmico (TES) por calor sensível em óleos térmicos.

Como se trata de um sistema CAES de pequena escala, a usina de referência que consumiria o gás natural para produzir eletricidade, ao invés de ser usado no CAES, será uma microturbina a gás com eficiência $\eta_{GN} = 0,26$ (RODRÍGUEZ et al., 2019, 2020; BARROS; RODRÍGUEZ; HENRÍQUEZ, 2020). Para as análises de eficiência da fonte primária de energia foi considerada uma eficiência da geração solar fotovoltaica (η_{UFV}) igual a 0,18 (SHARMA; MEHRA; RAJ, 2021) e 0,40 para a geração eólica (η_{TE}) (POPE; DINCER; NATERER, 2010). Foi considerado o sistema operando a plena capacidade, garantindo, portanto, o máximo de ar comprimido armazenado no reservatório e a maior geração de potência no estágio de expansão durante as etapas de carregamento e descarregamento respectivamente. Na Tabela 5 são exibidos alguns dos dados iniciais considerados nas análises realizadas.

Tabela 5 - Dados operacionais considerados nas análises termodinâmicas

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Vazão mássica de ar na etapa de carregamento (\dot{m}_{ar}) [kg/s]	0,6118	Poder calorífico inferior do gás natural (PCI_{GN}) [kJ/kg]	44.581
Vazão mássica de ar na etapa de descarregamento (\dot{m}_{ar}) [kg/s]	0,3059	Efetividade dos Trocadores de Calor (ϵ_{TC})	0,90
Razão de pressão do compressor (β_C)	10,00	Eficiência isentrópica das bombas de óleo térmico (η_{BOT})	0,90
Razão de pressão da turbina (β_T)	4,00	Eficiência de um ciclo de microturbina a gás (η_{GN})	0,26
Razão dos calores específicos do ar (k_{ar})	1,40	Eficiência elétrica energia eólica (η_{TE})	0,40
Razão dos calores específicos dos produtos da combustão (k_{pr})	1,34	Eficiência elétrica energia solar fotovoltaica (η_{UFV})	0,18

Fonte: O autor

3.2.4 Análise exergetica

Com base nos princípios da segunda Lei da termodinâmica foram realizadas as análises exergeticas das configurações de sistemas CAES estudadas. Similar à análise energética cada componente é considerado como um volume de controle onde será aplicado o balanço de exergia. A seguir serão apresentadas algumas das principais equações utilizadas na modelagem exergetica dos componentes.

3.2.4.1 Compressor

Com base nas exergias de entrada ($\dot{E}x_1$) e saída ($\dot{E}x_2$) e no trabalho consumido no compressor (\dot{W}_{Comp}) são definidas as equações (54) e (55), usadas para o cálculo da eficiência exergetica (ψ_{Comp}) e da exergia destruída ($\dot{E}x_{Comp}^D$), respectivamente.

$$\psi_{Comp} = \frac{(\dot{E}x_2 - \dot{E}x_1)}{\dot{W}_{Comp}} \quad (54)$$

$$\dot{E}x_{Comp}^D = \dot{E}x_1 - \dot{E}x_2 + \dot{W}_{Comp} \quad (55)$$

3.2.4.2 Equipamentos de troca térmica

A eficiência exergetica (ψ_{Eq}) e a taxa de destruição de exergia ($\dot{E}x_{Eq}^D$) dos equipamentos de troca térmica são definidas com base nas exergias físicas de entrada (e) e saída (s) dos fluidos escoando pelos lados frio (LF) e quente (LQ) dos equipamentos. As equações a seguir representam estes balanços:

$$\psi_{Eq} = \frac{(\dot{E}x_{LF,s} - \dot{E}x_{Lf,e})}{(\dot{E}x_{LQ,e} - \dot{E}x_{LQ,s})} \quad (56)$$

$$\dot{E}x_{Eq}^D = (\dot{E}x_{LF,e} - \dot{E}x_{LF,s}) + (\dot{E}x_{LQ,e} - \dot{E}x_{LQ,s}) \quad (57)$$

3.2.4.3 Reservatório de ar comprimido

O balanço de exergetico no reservatório de ar comprimido é realizado considerando a exergia acumulada durante a etapa de carregamento ($\dot{E}x_{Res,Acum}$) e a exergia liberada durante a etapa de descarregamento ($\dot{E}x_{Res,Entregue}$). Logo:

$$\psi_{Res} = \frac{\dot{E}x_{Res,Entregue}}{\dot{E}x_{Res,Acum}} \quad (58)$$

$$\dot{E}x_{Res}^D = \dot{E}x_{Res,Acum} - \dot{E}x_{Res,Entregue} \quad (59)$$

3.2.4.4 Válvula reguladora de pressão

As expressões a seguir representam os balanços de exergia para o cálculo da eficiência exergetica (ψ_{VR}) e a exergia destruída ($\dot{E}x_{VR}^D$) na válvula reguladora de pressão:

$$\psi_{VR} = \frac{\dot{E}x_s}{\dot{E}x_e} \quad (60)$$

$$\dot{E}x_{VR}^D = \dot{E}x_e - \dot{E}x_s \quad (61)$$

3.2.4.5 Câmara de combustão

Para realizar o balanço na câmara de combustão a partir da segunda Lei, é necessário considerar a exergia física específica (ex_f) e a exergia química (ex_q) do combustível e dos produtos da combustão. A equação (62), abaixo, é usada para o cálculo da exergia física, enquanto que, com base na equação (12), é calculada a exergia química em função da fração mássica (y_i) (Equação 63):

$$ex_f = \sum_i y_i c_{p,i} \left[(T - T_0) - T_0 \ln \frac{T}{T_0} \right] + RT_0 \ln \frac{p}{p_0} \quad (62)$$

$$ex_q = \sum_i y_i \bar{e}x_i + RT_0 \sum_i y_i \ln y_i \quad (63)$$

A composição do gás natural, usado como combustível na câmara de combustão, foi considerada como tendo características dos gases extraídos da região de Bahia (FIOREZE et al., 2013). Na Tabela 6 é apresentada a composição volumétrica do gás natural usada para a análise. Ressaltando que tudo gás comercializado na região Nordeste no país é entregue através de um único gasoduto de transporte. Portanto, as características e a composição dos gases da região são similares.

Tabela 6 - Composição volumétrica do gás natural

CH₄	C₂H₆	C₃H₈	CO₂	N₂	H₂S
88,5 %	9,2 %	0,4 %	0,6 %	1,2 %	Traços

Fonte: (FIOREZE et al., 2013)

A razão de equivalência (Φ), é um fator importante na determinação do desempenho de um sistema em aplicações de combustão. O principal efeito da razão de equivalência na velocidade de chama para combustíveis similares está relacionado com sua influência na temperatura da chama. Calculado pela razão entre as relações ar-combustível estequiométrica ($(A/C)_E$) e real ($(A/C)_R$), este parâmetro permite indicar, quantitativamente, quando uma mistura de oxidante e combustível é rica, pobre ou estequiométrica (TURNS, 2012). Portanto, é definida como:

$$\Phi = \frac{\left(\text{Ar}/\text{Combustível} \right)_E}{\left(\text{Ar}/\text{Combustível} \right)_R} \quad (64)$$

Finalmente, a eficiência exergética da câmara de combustão (ψ_{CC}) é determinada pela razão entre a exergia dos produtos da combustão e exergia da mistura ar-combustível que entra na câmara, e a taxa de destruição exergética ($\dot{E}x_{CC}^D$) como a diferença das exergias dos fluxos que entram e saem do combustor:

$$\psi_{CC} = \frac{\dot{E}x_7}{\dot{E}x_6 + \dot{E}x_{GN}} \quad (65)$$

$$\dot{E}x_{CC}^D = \dot{E}x_6 + \dot{E}x_{GN} - \dot{E}x_7 \quad (66)$$

3.2.4.6 Turbina

A partir do balanço de exergia na turbina, tem-se:

$$\psi_{Turb} = \frac{\dot{W}_{Turb}}{\left(\dot{E}x_7 - \dot{E}x_8 \right)} \quad (67)$$

$$\dot{E}x_{Turb}^D = \dot{E}x_7 - \dot{E}x_8 - \dot{W}_{Turb} \quad (68)$$

3.2.5 Análise exergética do sistema de armazenamento de energia térmica por calor sensível

De maneira similar à análise energética, serão discutidos nesta seção as principais equações e considerações para as análises exergéticas realizadas nos sistemas de armazenamento de energia térmica (TES).

3.2.5.1 Sistema TES por calor sensível tipo leito fixo

Enquanto o reservatório armazena energia em forma de ar comprimido, o sistema TES armazena energia em forma de calor. Logo, os balanços de exergéticos seguem os mesmos

princípios de análise, isto é, considerando a exergia armazenada durante a etapa de carregamento ($\dot{E}x_{TES,Arm}$) e a exergia liberada durante a etapa de descarregamento ($\dot{E}x_{TES,Entregue}$):

$$\psi_{TES} = \frac{\dot{E}x_{TES,Entregue}}{\dot{E}x_{TES,Acum}} \quad (69)$$

$$\dot{E}x_{TES}^D = \dot{E}x_{TES,Acum} - \dot{E}x_{TES,Entregue} \quad (70)$$

3.2.5.2 Sistema TES por calor sensível em óleo térmico

Os resfriadores, intermediário e pós-compressão, no sistema CAES com armazenamento de energia térmica por calor sensível em óleo térmico se baseiam nas equações (56) e (57) para o cálculo da eficiência exergética (ψ) e da exergia destruída ($\dot{E}x^D$) respectivamente, para os tanques de óleo foi seguido o raciocínio das equações (69) e (70). Balanços nas bombas de óleo (BO) são realizados conforme as equações a seguir:

$$\psi_{BO} = \frac{(\dot{E}x_{BO,s} - \dot{E}x_{BO,e})}{\dot{W}_{BO}} \quad (71)$$

$$\dot{E}x_{BO}^D = \dot{E}x_{BO,e} - \dot{E}x_{BO,s} + \dot{W}_{BO} \quad (72)$$

3.2.6 Desempenho exergético

Finalmente, a eficiência exergética das configurações de sistemas CAES (ψ_{II}) analisadas pode ser definida com base na equação (73). Para os ciclos que não possuem bombas, o termo \dot{W}_{BO} é desconsiderado.

$$\psi_{II} = \frac{Ex_{prod}}{Ex_{cons}} = \frac{\sum \dot{W}_{Turb}}{\sum \dot{W}_{Comp} + \sum \dot{W}_{BO} + \sum (\dot{m}_{GN} \cdot ex_{GN})} \quad (73)$$

A taxa total de destruição exergética em cada sistema é determinada pela soma das taxas de destruição de exergia em cada componente:

$$\dot{E}x_{CAES}^D = \sum_i \dot{E}x_i^D \quad (74)$$

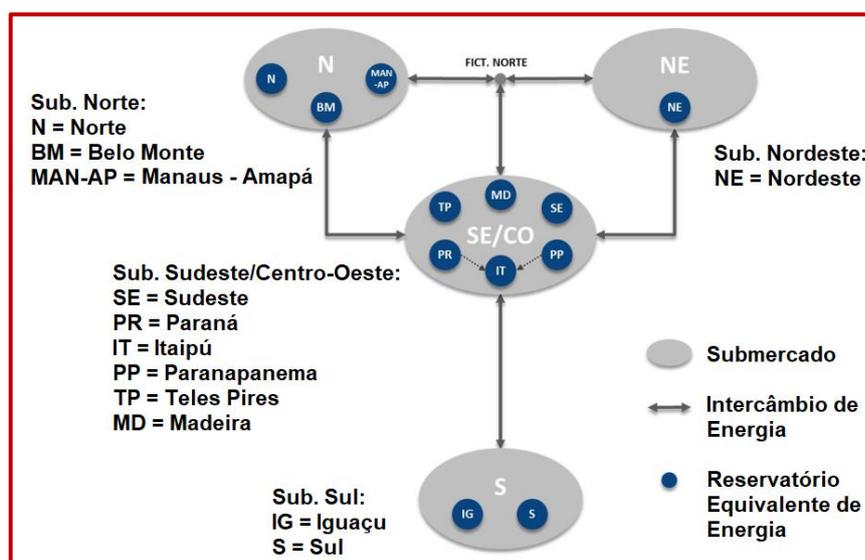
3.3 ANÁLISE TERMoeCONÔMICA

As análises termoeconômicas dos sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) ainda estão em processo de evolução, devido ao estágio atual da tecnologia e as particularidades de cada matriz energética. Portanto, diversas abordagens considerando estas análises são estudadas na literatura. No presente trabalho, a análise termoeconômica desenvolvida, se concentra no impacto das diferentes configurações de sistemas CAES analisadas em um cenário de comercialização elétrica de mercado de curto prazo (MCP) no Brasil. Sobre a energia comprada (armazenada) e vendida (descarregada) serão considerados os preços de mercado publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ou seja, o preço de liquidação de diferenças (PLD) e o preço do gás consumido na câmara de combustão durante a etapa de descarregamento. Esta abordagem, além de comparar o comportamento de diferentes configurações de sistemas CAES, também permite avaliar o efeito da fonte primária de energia sobre a estratégia de comercialização do sistema. Adicionalmente, este tipo de análise permite analisar as tecnologias de armazenamento como mecanismo de arbitragem de preços no mercado de energia elétrica e ressalta a necessidade de ajustar os aspectos regulatórios com base na difusão destes sistemas.

3.3.1 Preço de liquidação de diferenças

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem como principais atribuições a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como promover a liquidação financeira dos valores resultantes dos balanços de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo (MCP). Para a valoração dos montantes liquidados neste mercado é utilizado o preço de liquidação de diferenças (PLD), apurado pela própria CCEE, em R\$/MWh, para cada submercado (CCEE, 2012). O PLD é obtido a partir dos modelos matemáticos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para definir a programação da operação do sistema (Figura 25).

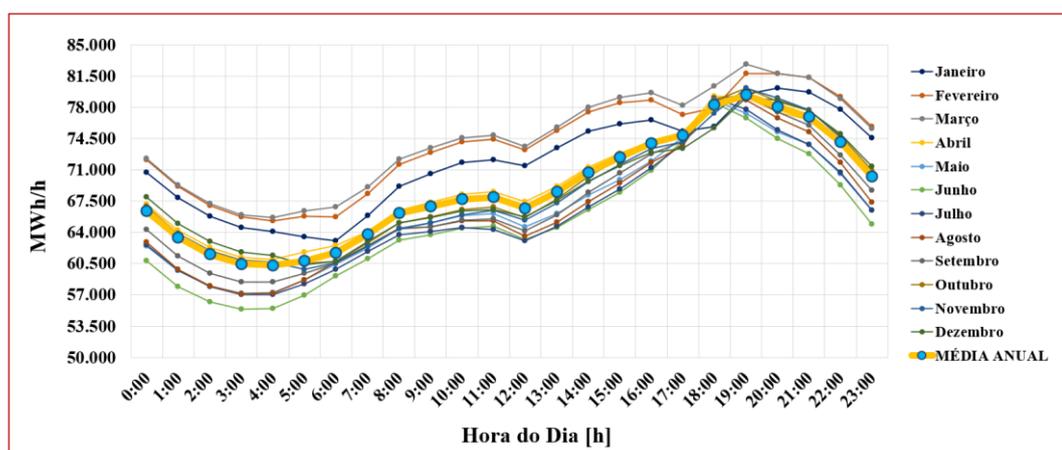
Figura 25 – Representação simplificada dos Submercados, Reservatórios Equivalentes de Energia e intercâmbios de energia do SIN



Fonte: Adaptado de CCEE (2021)

Este preço está limitado por um preço mínimo e preços máximos, horário e estrutural, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A base para o cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO), definido como o custo de geração de uma usina marginal acionada para suprir o incremento marginal de carga (CCEE, 2021). Desde o ano 2020 o PLD passou a ser emitido a cada hora, tornando o mercado mais dinâmico e ajustando os preços aos perfis carga (Figura 26) e à geração de cada submercado: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N).

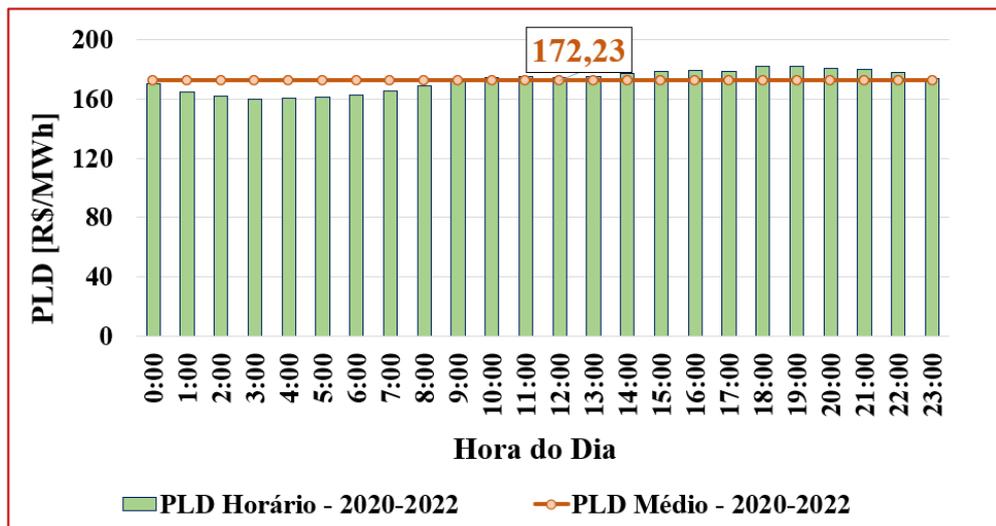
Figura 26 - Perfil médio de carga, mensal e anual, do Sistema Interligado Nacional (SIN) durante o ano 2022



Fonte: O autor

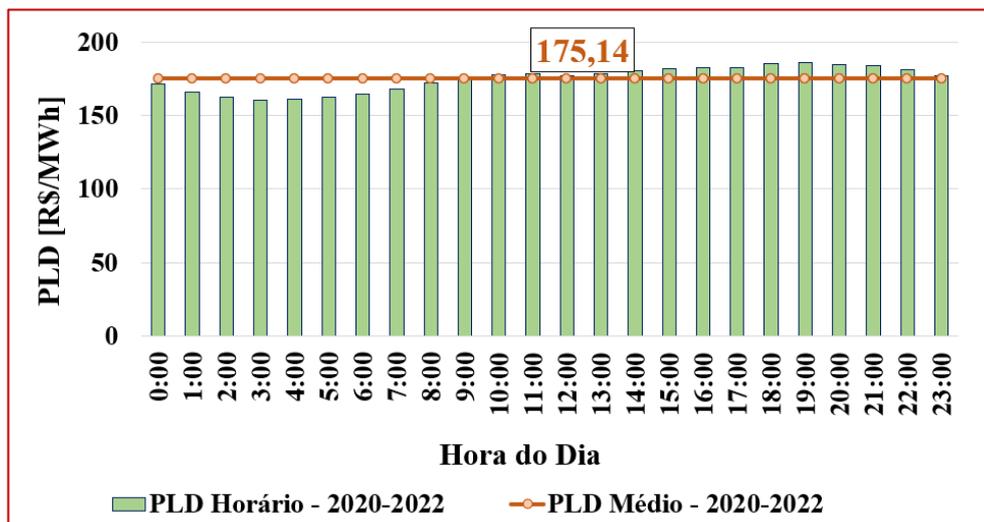
Em cada submercado são praticados preços diferentes (Figura 27, Figura 28, Figura 29 e Figura 30), estes gráficos representam os preços do PLD médio, horário e diário, para cada submercado durante o período 2020-2022. É importante atentar para o fato de que essa divisão é diferente da divisão geográfica e o intercâmbio de energia pode ser feito entre os submercados que fazem divisa entre si.

Figura 27 - Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)



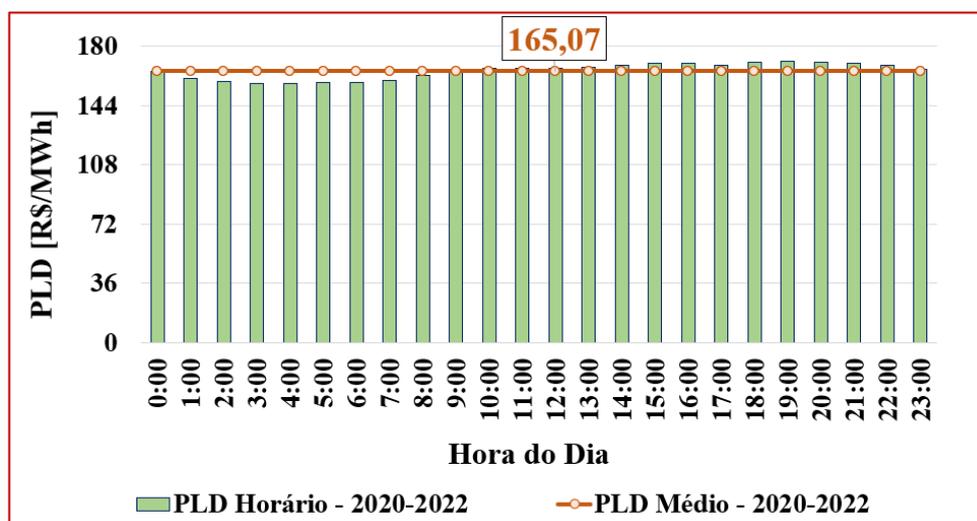
Fonte: O autor

Figura 28 - Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Sul (S)



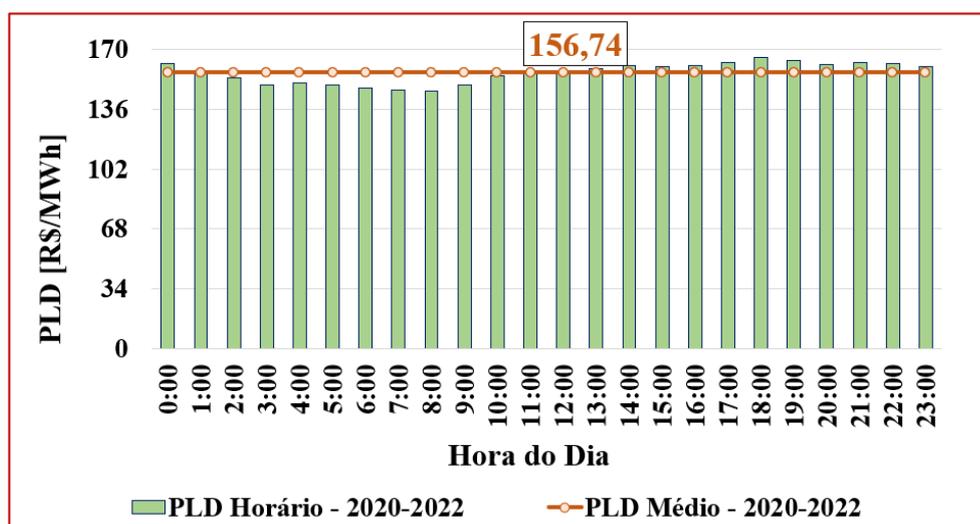
Fonte: O autor

Figura 29 - Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Nordeste (NE)



Fonte: O autor

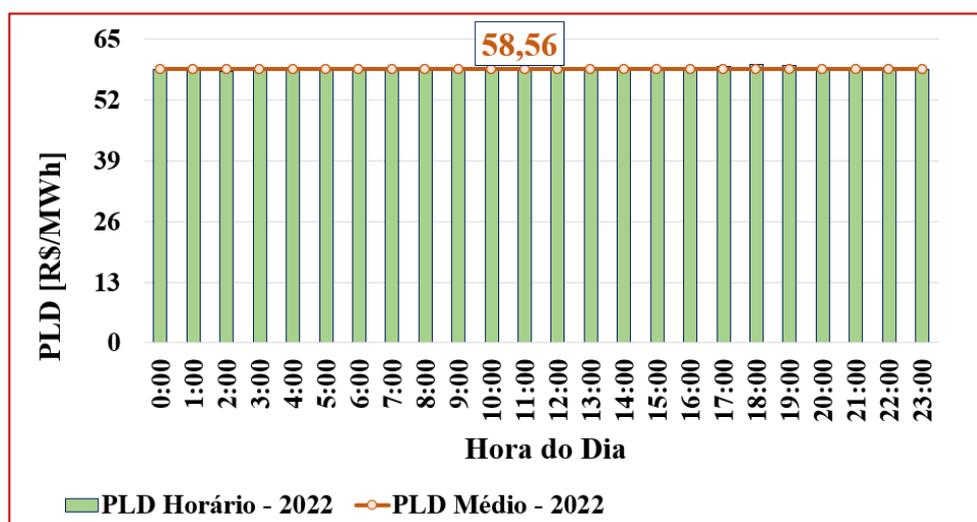
Figura 30 - Preço médio de liquidação de diferenças (2020-2022), horário e diário, submercado Norte (N)



Fonte: O autor

No caso específico do ano 2022, e após o período de crise hídrica, houve uma recuperação histórica dos níveis dos reservatórios no Brasil, impactando nos preços praticados no mercado de curto prazo (Figura 31). Essas condições favoráveis permitiram a permanência do valor do preço de liquidação das diferenças (PLD) no piso e a redução dos custos relacionados ao risco hidrológico.

Figura 31 - Preço médio de liquidação de diferenças (2022), horário e diário, submercado Nordeste (NE)



Fonte: O autor

3.3.2 Preço do gás natural

A modo de referência, foram consideradas as tarifas aplicadas a consumidores de gás natural em unidades de climatização, cogeração e geração de energia elétrica no estado de Pernambuco (Tabela 7). Todo o gás natural canalizado é fiscalizado e regulado pela Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE), sendo a Companhia Pernambucana de Gás (COPERGÁS) a encarregada dos serviços de distribuição. Com base no método de cálculo da distribuidora a aplicação da tarifa é realizada em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de uso, incidindo sobre estas 18% de impostos sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) e 9,25% de alíquotas referentes a contribuições sociais (PIS/COFINS).

Considerando uma densidade do gás natural usado como referência igual a 0,733 kg/m³, calculada a partir das informações da Tabela 6 e da Tabela 8, e um consumo de 0,00259 kg/s durante 12 horas de descarregamento, serão consumidos 152,6 m³/dia de gás natural na câmara de combustão. O que significa, segundo a Tabela 7, que a tarifa aplicada corresponde à primeira faixa de uso, ou seja, 1,7829 R\$/m³ sem impostos e 2,3959 R\$/m³ com impostos.

Tabela 7 – Tarifas aplicadas pela COPERGÁS a unidades de climatização, cogeração e geração de energia elétrica

FAIXA DE USO	TARIFA (R\$/M³)	TARIFA (R\$/M³)
(m³ / dia)	S/Tributos	C/Tributos
0 a 1.000	1,7829	2,3959
1.001 a 5.000	1,7582	2,3627
5.001 a 10.000	1,7459	2,3462
10.001 a 25.000	1,7449	2,3448
25.001 a 50.000	1,7440	2,3436
acima de 50.000	1,7430	2,3423

Fonte: (COPERGÁS, 2023)

Tabela 8 – Densidade dos componentes do gás natural

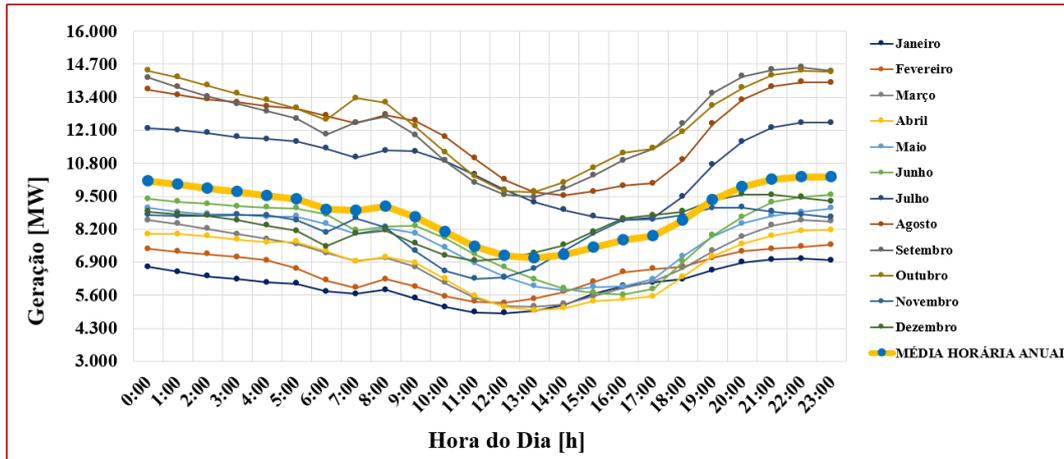
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂	H ₂ S
0,657 kg/m ³	1,282 kg/m ³	1,868 kg/m ³	1,833 kg/m ³	1,165 kg/m ³	1,360 kg/m ³

Fonte: O autor

3.3.3 Análise exergoeconômica

Nas considerações das análises termodinâmicas foram definidas 6 horas para a etapa de carregamento e 12 horas para a etapa de descarregamento. A partir destas condições iniciais e, considerando os perfis médios de carga (Figura 26) e de geração eólica (Figura 32) e solar fotovoltaica (Figura 33), foram ajustados os horários de armazenamento e descarregamento de energia, de forma a atender as exigências operacionais. Com base no perfil de geração eólica (Figura 32), é possível observar que os horários de maior geração, mais atrativos para armazenamento, estão compreendidos entre as 18:00h e as 8:00h. No entanto, considerando o horário de ponta, definido pelo perfil de carga no Brasil, também se aprecia que, até as 22:00h, não resulta conveniente armazenar energia elétrica, mas sim despachá-la diretamente à rede. Portanto, para as análises realizadas, será considerado o início do carregamento das configurações CAES acionadas por fontes eólicas a partir das 22:00h, e este período se estenderá até as 4:00h. A partir das 10:00h, e até as 22:00h, o sistema realizará a devolução da energia para a rede. Coincidindo desta forma, com o início do aumento da carga no sistema e com o período de menor geração eólica.

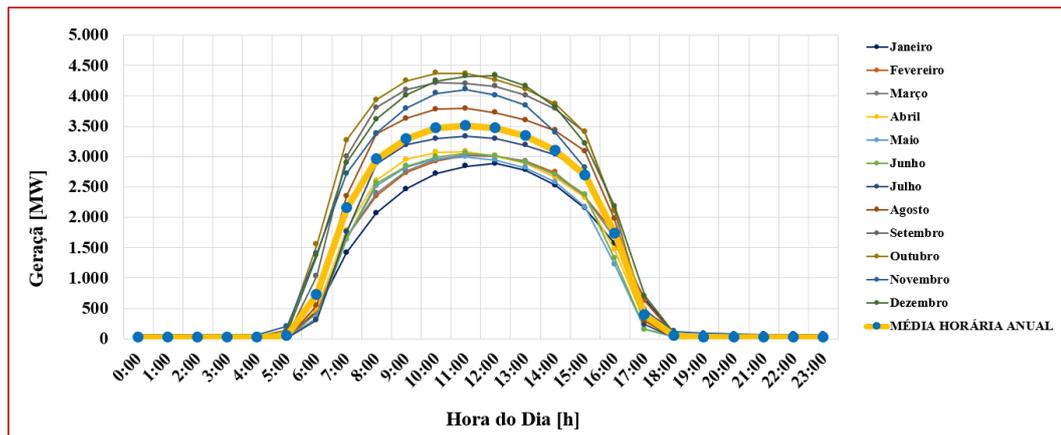
Figura 32 - Perfil de geração média eólica, mensal e anual, Brasil 2022



Fonte: O autor

A geração solar fotovoltaica (Figura 33) é mais restringida se comparada com a geração eólica, estando reduzido seu período de geração a 6 horas compreendidas entre as 9:00h e as 15:00h, aproximadamente. A etapa de descarregamento inicia imediatamente após término da etapa de carregamento, ou seja, a partir das 15:00h, e até às 3:00h do dia seguinte. Durante esta etapa a energia injetada coincide com o horário de ponta do sistema.

Figura 33 - Perfil de geração média solar fotovoltaica, mensal e anual, Brasil 2022



Fonte: O autor

Um “balanço exergoeconômico” é estabelecido entre a entrada do sistema CAES, considerada como a entrada do compressor, e a saída, definida como a saída da turbina. Neste balanço, a energia de acionamento do estágio de compressor (E_{Ac}), valorada ao preço PLD horário (PLD_{hr}), é influenciada pelas variações de exergia em equipamentos que desperdiçam (Ex_{Perd}) ou aproveitam energia (Ex_{Adic}), aumentando ou reduzindo o custo respectivamente. As

irreversibilidades exergéticas (ψ_i) dos componentes também representam um fator de depreciação energética que impacta o preço final. Os custos com o gás natural consumido (C_{GN}) no estágio de expansão durante a etapa de descarregamento do sistema CAES são calculados em função da tarifa de referência aplicada para o recurso. O custo final da energia armazenada (C_{E-ref}), em R\$, durante a etapa de carregamento é representada pela seguinte expressão:

$$C_{E-ref} = \frac{\sum (E_{Ac} + \sum Ex_{Perd} - \sum Ex_{Adic}) \cdot PLD_{hr}}{\prod_i \psi_i} + C_{GN} \quad (75)$$

O custo total dividido pelo período de descarregamento (hr_{Desc}), representa um preço médio horário que pode ser usado como referência para comercializar a energia injetada de volta à rede:

$$C_{E-ref,esp} = \frac{C_{E-ref}}{hr_{Desc}} \quad (76)$$

A receita horária associada ao despacho de energia elétrica ($R_{Desc,hr}$) pode ser calculada em função da potência horária da turbina ($E_{Desc,hr}$), em MWh, e do preço PLD horário (PLD_{hr}) na etapa de descarregamento:

$$R_{Desc,hr} = E_{Desc,hr} \cdot PLD_{hr} \quad (77)$$

A receita total (R_{Desc}) durante a etapa de descarregamento é definida como:

$$R_{Desc} = \sum_{hr} R_{Desc,hr} \quad (78)$$

Desta forma, os resultados das equações (75) e (76), global e horário, representam parâmetros de referência para definir estratégias de comercialização mais adequadas ao sistema de armazenamento de energia considerado. Ou seja, o cenário de venda procurado deve atender algum dos seguintes critérios para evitar perdas na comercialização da energia:

- O preço horário de venda ($R_{Desc,hr}$) deve ser superior ao valor de referência específico ($C_{E-ref,esp}$);
- A receita total obtida durante a venda da energia (R_{Desc}) deve ser superior ao valor de total gasto na etapa de carregamento (C_{E-ref}).

3.4 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A técnica de análise de modos de falhas e efeitos estendida (FMEAE) é aplicada sobre as configurações estudadas. Para isto, é necessário realizar uma análise detalhada das configurações, com especial atenção nas condições operacionais do sistema, a interconexão dos seus equipamentos/componentes, a interação e dependências funcionais entre eles e as interfaces. Adicionalmente, as modificações realizadas nos esquemas para realizar estas análises não podem alterar os princípios termodinâmicos do sistema.

3.4.1 Modelo de confiabilidade

Os modelos de confiabilidade, desenvolvidos a partir da aplicação das técnicas de análise de confiabilidade de sistemas (ACS), iniciam com a determinação dos perigos, falhas, modos de falha e indisponibilidades dos componentes dos sistemas ou subsistemas. A aplicação destas técnicas permite obter o perfil de risco do sistema estudado (MOSQUERA et al., 1995; PEMEX, 2012; TORRES; RIVERO, 2012). Um modo de falha é definido como a forma na qual um sistema ou processo pode falhar, enquanto a consequência devido à ocorrência do modo de falha é chamada de efeito da falha.

No método de análises de modos de falhas e efeitos, FMEA (do inglês, Failure Modes and Effects Analysis), o risco de cada modo de falha provável é avaliado para selecionar os modos de falha mais críticos e identificar as ações adequadas para reduzir o risco (KIM; ZUO, 2018). Porém, uma limitação deste método é a sua incapacidade para realizar análises de dependências. Precisamente uma das causas mais frequentes de acidentes em instalações industriais complexas tem sido as falhas de causa comum e erros humanos, daí a importância de poder tratá-los adequadamente (SPREAFICO; RUSSO; RIZZI, 2017).

Como descrito anteriormente, a análise de modos de falhas e efeitos estendida (FMEAE), foi desenvolvida para atender as limitações da técnica FMEA (ANJUM et al., 2020). Nesta técnica o risco, ou a confiabilidade, do sistema analisado é estimado pelo parâmetro global Índice de Risco do Sistema (*IRS*), que representa uma medida do comportamento médio da capacidade funcional do sistema e está diretamente relacionado com sua confiabilidade, sendo estimado através da expressão:

$$IRS = \frac{\sum_{i=1}^n IRC_i}{n} \quad (79)$$

Onde:

n : total de componentes-modos de falha do sistema;

IRC_i : Índice de Risco do Componente-Modo de falha i , e fornece uma medida da importância de cada componente–modo de falha dentro da função do sistema de acordo com três tipos de efeitos:

- Efeito sobre a disponibilidade (ED);
- Efeito sobre a saúde (ES); e
- Efeito sobre o ambiente (EA).

Portanto, com base no modelo de confiabilidade de componentes, as expressões para este índice de risco são:

$$IRCd_i = q_i \cdot ED_i \cdot FPM_i \quad (80)$$

$$IRCs_i = q_i \cdot ES_i \cdot FPM_i \quad (81)$$

$$IRCa_i = q_i \cdot EA_i \cdot FPM_i \quad (82)$$

Onde:

q_i : probabilidade de falha, ou indisponibilidade, do componente-modo de falha i ;

ED_i , ES_i e EA_i : graus de gravidade dos três tipos de efeitos (disponibilidade, saúde e meio ambiente, respectivamente) provocados pelo modo de falha do componente i ;

FPM_i : fator de ponderação (qualidade) que considera a forma na qual o equipamento que apresenta um modo de falha i é acionado.

Enquanto o IRS considera a contribuição de todos os componentes-modos de falha prováveis, o Índice de Importância Relativa do Componente-Modo de Falha i (IIR_i) determina a contribuição relativa, ou peso, da perda da capacidade funcional do componente para o índice IRS , devido ao modo de falha i . Ou seja, o IIR_i permite saber quanto se desvia o valor IRC de um componente-modo de falha i do valor IRS , em excesso ou em defeito. O maior benefício da análise de criticidade pode ser obtido quando os resultados de ambos os índices (IRC_i e IIR_i)

são combinados para a tomada de decisões. O IIR_i é calculado de acordo com a equação a seguir:

$$IIR_i = \frac{IRC_i}{IRS} \quad (83)$$

Assim, os componentes-modos de falha críticos, ou muito críticos, segundo os valores de IRC_i com desvios por excesso, importantes ($5 < IIR_i \leq 10$) ou muito importantes ($IIR_i > 10$), devem receber a maior prioridade na aplicação de medidas que diminuam sua criticidade.

Finalmente, os tipos, ou grupos, de componentes são avaliados com em função da sua criticidade através da equação (84). A partir deste critério, os tipos de componentes com maior contribuição ao risco podem ser identificados e, portanto, ações corretivas específicas para componentes semelhantes podem ser tipificadas, também podem ser propostas alterações no projeto.

$$IIC_k = \frac{\sum_{i=1}^{N_k} IRC_i^k}{N_k} \quad (84)$$

Onde: IIC_k é o índice de importância do tipo de componente k , N_k é o número total de modos de falha de componentes pertencentes ao grupo k , e IRC_i^k é o índice de risco do modo de falha do componente i pertencente ao grupo k .

De forma geral, as vantagens introduzidas no método FMEAe permitem:

- Incluir falhas de causa comum (FCC), que geralmente são preponderantes no risco em sistemas com alta redundância;
- Determinar as dependências funcionais entre os componentes dos sistemas frontais e seus sistemas de apoio (interfaces), o que permite detectar as dependências críticas entre eles;
- Analisar os resultados com base na aplicação do princípio de Pareto, tornando a tomada de decisão mais objetiva;
- Determinar a causa, ou as causas, com maior contribuição à indisponibilidade, ou ao risco, da instalação;
- Tipificar as ações corretivas para componentes similares (por exemplo, bombas, compressores, válvulas pneumáticas, etc.);

- Determinar os tipos de componentes que mais contribuem para a criticidade e, portanto, os tipos de componentes mais importantes.

3.4.1.1 Aplicação do método FMEAe às configurações CAES

Segundo Ter-Gazarian (2011), para atender a definição de uma unidade integral de armazenamento de energia devem ser, no mínimo, considerados os seguintes aspectos:

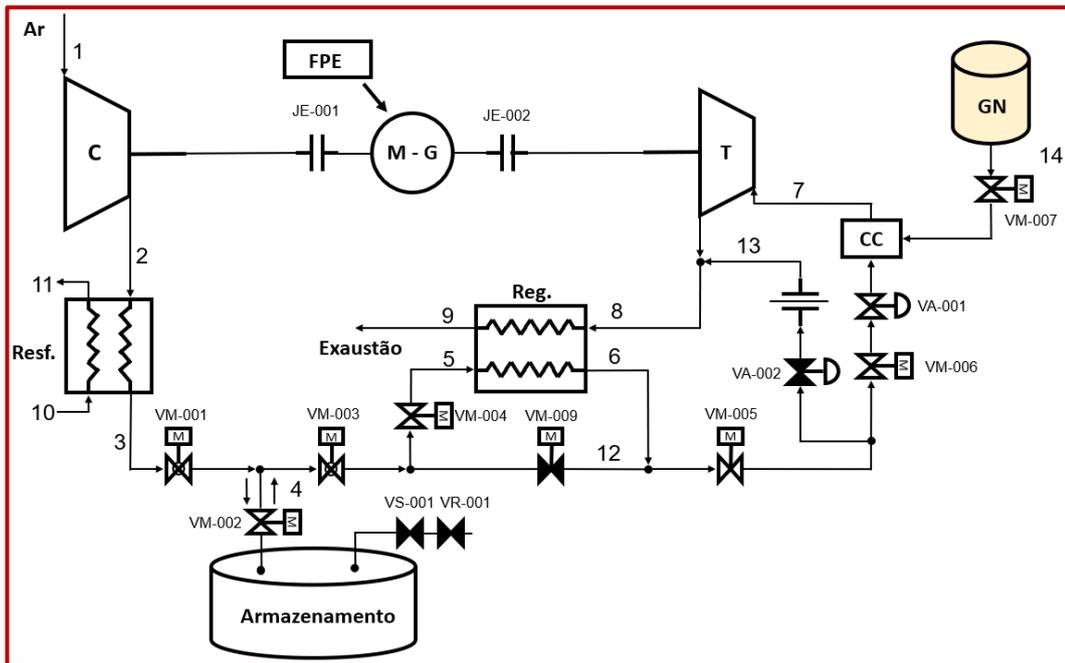
- Sistema de transformação de energia, PTS (do inglês, Power Transformation System);
- Unidade de armazenamento, CS (do inglês, Central Store); e
- Sistema de controle de carga e descarga, CDCS (do inglês, Charge/Discharge Control System).

Considerando estes aspectos, a análise de confiabilidade realizada no presente trabalho utiliza como referência o esquema de uma unidade real, a planta CAES McIntosh, instalada no estado de Alabama nos Estados Unidos (NAKHAMKIN et al., 1992). Uma das características da planta é o processo de recuperação regenerativa de parte do calor dos gases de exaustão, razão adicional para seu esquema ser usado como base na presente análise, devido à similitude com o ciclo regenerativo. Algumas modificações são realizadas nos esquemas de cada configuração de modo a atender critérios operacionais, porém sem alterar o comportamento termodinâmico do sistema analisado.

Na Figura 34 é apresentado o esquema de referência para a análise de modos de falhas e efeitos estendida (FMEAe) do sistema CAES convencional, a partir da adição de equipamentos e componentes com base em critérios operacionais e de segurança, como válvulas pneumáticas, motorizadas, manuais, flanges e acoplamentos. No caso do preenchimento do tanque de gás natural para combustão, foi considerado que o gás é entregue pela distribuidora nas condições operacionais, como pressão e temperatura.

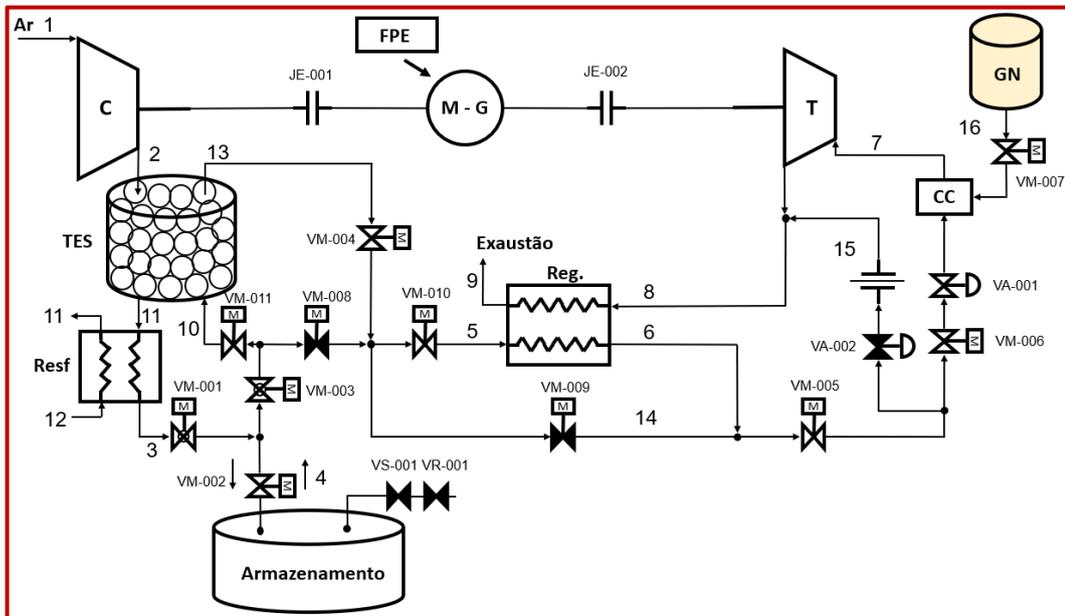
De forma análoga, foram desenvolvidos os esquemas de referência para as análises FMEAe das configurações de sistemas CAES integradas com sistemas de armazenamento térmico (TES) por calor sensível, tipo leito fixo e em óleo térmico, respectivamente (Figura 35 e Figura 36).

Figura 34 – Esquema para análise FMEAe da configuração CAES de referência, com recuperação do calor dos gases de exaustão



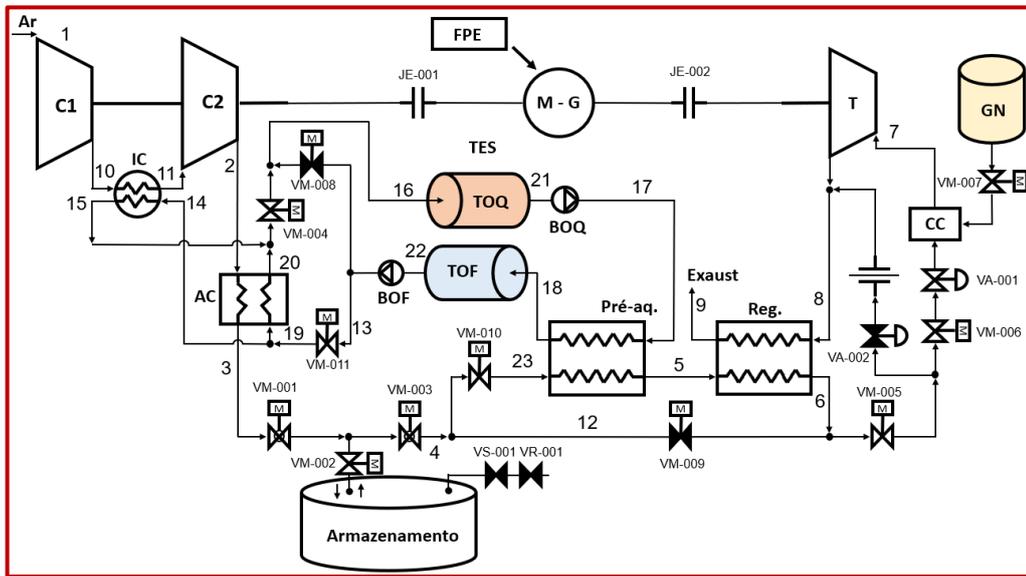
Fonte: O autor

Figura 35 - Esquema para análise FMEAe da configuração com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível tipo leito fixo



Fonte: O autor

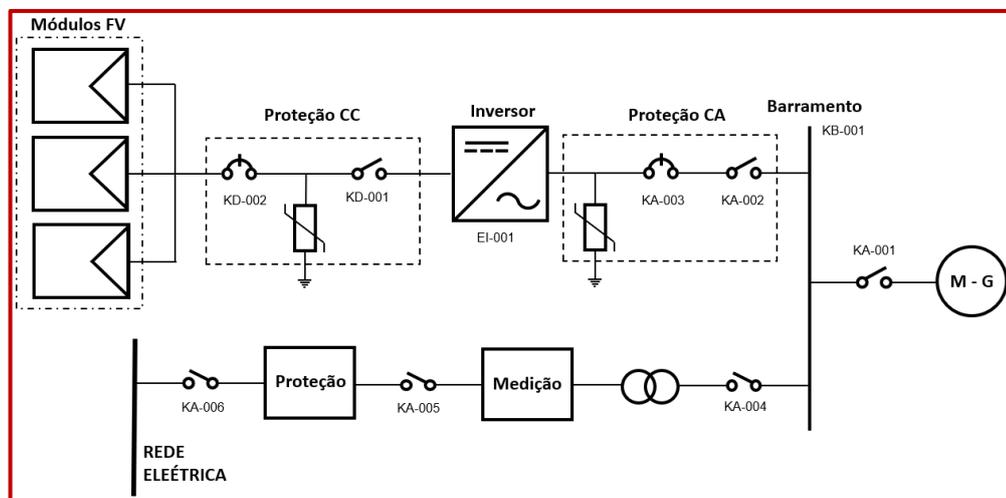
Figura 36 - Esquema para análise FMEAe da configuração com recuperação do calor dos gases de exaustão e sistema TES por calor sensível em óleo térmico



Fonte: O autor

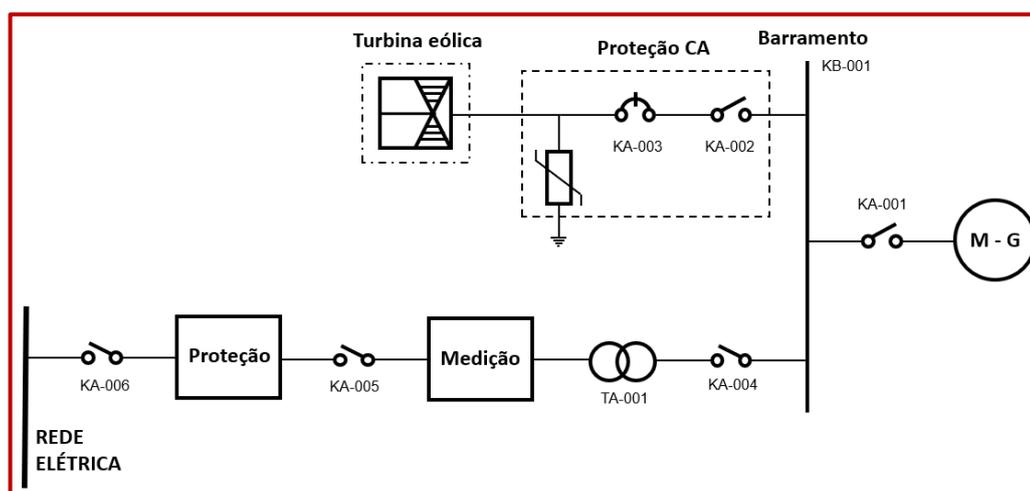
O fornecimento de energia para acionamento do compressor nos sistemas CAES é realizado através do acoplamento de uma fonte de energia (FPE) de origem renovável e intermitente, solar fotovoltaica (Figura 37) e eólica (Figura 38). Por este motivo, foi desenhado um sistema de alimentação de energia elétrica em função da fonte primária que, através de um barramento, aciona o motor do compressor durante a etapa de carregamento.

Figura 37 - Diagrama unifilar simplificado da fonte primária de energia a partir da geração solar fotovoltaica



Fonte: O autor

Figura 38 - Diagrama unifilar simplificado da fonte primária de energia a partir da geração eólica

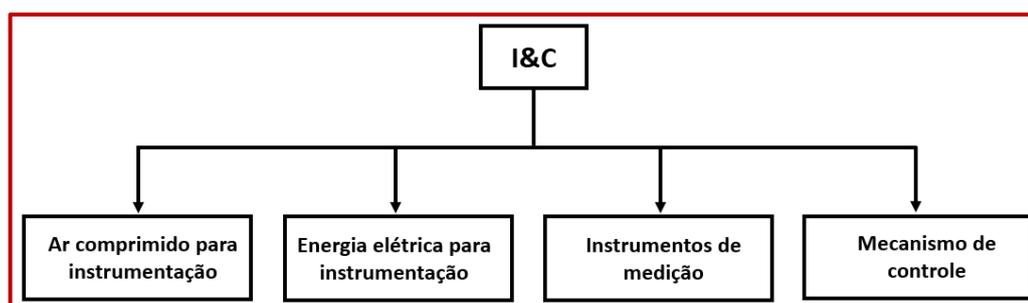


Fonte: O autor

Durante a etapa de descarregamento, os interruptores na linha de alimentação são abertos (Proteção) e o gerador entrega, através do barramento, energia elétrica de volta para a rede.

O sistema de instrumentação e controle (I&C) é considerada uma das interfaces mais importantes de uma instalação. Este sistema de suporte, ou apoio, inclui os subsistemas elétrico e pneumático para acionamento de componentes, como válvulas com acionamentos pneumáticos, válvulas de descarga e válvulas de controle, que precisam de ar de instrumento para sua operação, porém, válvulas motorizadas requerem acionamento elétrico. Também é considerado o conjunto de instrumentos de medição onde são monitorados os parâmetros operacionais, de segurança e emergência do sistema geral, bem como o mecanismo de controle destes parâmetros (Figura 39).

Figura 39 - Estrutura do sistema de instrumentação e controle (I&C)



Fonte: O autor

Adicionalmente, foi considerado um sistema de lubrificação de componentes dinâmicos. As análises deste sistema se concentram na bomba de óleo, devido à baixa influência do resto dos componentes desse subsistema à falha da interface (OREDA, 2002).

Dados de entrada para a aplicação do método FMEAe são necessários, como tipo de componente, interface, função, redundância, estado operacional, condições de trabalho, localização, modo de falha, código genérico e tipo de controle. Além da frequência de ocorrência, as causas, os efeitos e as consequências, são precisos outros dados de caráter estatístico, como taxas de falhas, e tempos de reparação e observação. No entanto, a disponibilidade de dados e informações específicas relacionadas com estes sistemas na literatura é baixa devido, entre outras causas, aos poucos estudos realizados e às poucas plantas atualmente em operação. Portanto, foram considerados valores para os mesmos tipos de componentes, ou componentes análogos, sob condições e regimes de operação similares às esperadas nas configurações CAES analisadas e registrados em bases de dados genéricas (IAEA, 1988; CCPS, 1989; OREDA, 2002; IEEE, 2007).

A ferramenta computacional ASeC V.1.2 foi usada para realizar as análises de confiabilidade mediante a técnica FMEAe. Entre as opções, esta ferramenta permite, além do correspondente FMEAe, realizar análises de avaliação do nível de segurança (PERDOMO OJEDA; SALOMÓN LLANES, 2015; ANJUM et al., 2020). Como o sistema foi desenvolvido em Cuba a versão disponível está em idioma espanhol e, portanto, a legenda dos resultados gerados será mantida neste idioma, porém, com os esclarecimentos necessários.

3.5 METODOLOGIA INTEGRADA DE DIAGNÓSTICO

A metodologia integrada de diagnóstico está estruturada segundo o diagrama de fluxo da Figura 40. Com base na estrutura desta metodologia é preciso realizar uma série de passos lógicos e procedimentos que levam ao estabelecimento de uma série de perguntas necessárias para o desenvolvimento das análises do sistema. As análises termoeconômicas foram realizadas utilizando o software MATLAB (versão R2016a) como a plataforma para integrar e solucionar as questões energéticas, exergéticas e econômicas consideradas. No caso das análises de confiabilidade, realizadas sobre as etapas de carregamento e descarregamento das diferentes configurações CAES acionadas por fontes eólica ou solar fotovoltaica, foram conduzidas mediante o uso da ferramenta computacional ASeC V.1.2, estruturada com base no método de análise de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAe).

e da confiabilidade. Logo, esta ordem não significa que determinadas análises sejam mais importantes, e sim a sequência de um fluxo de análise estruturado.

Portanto, a metodologia inicia com a aplicação do modelo exergoeconômico ao sistema CAES objeto de análise, obtendo os resultados termoeconômicos preliminares. Estes resultados serão avaliados e, caso necessário, alterações de configuração, termodinâmicas ou econômicas, deverão ser realizadas. A partir destas alterações as análises termoeconômicas são realizadas novamente e, se os novos resultados obtidos são aceitáveis, os componentes ou equipamentos são hierarquizados conforme a sua relevância e importância.

Durante a aplicação do modelo de confiabilidade, segunda etapa, é preciso realizar procedimentos que levem ao sucesso da técnica aplicada, ou seja, a aplicação adequada do princípio ALARP (Tão baixo quanto seja razoavelmente praticável – do inglês, As low as reasonably practicable) (JONES-LEE; AVEN, 2011; ABRAHAMSEN et al., 2018), o qual tem como premissa reduzir os riscos até os níveis mais baixos aplicando um balanço técnico-econômico. Através deste modelo é obtido o perfil de riscos do sistema analisado, que permite definir os componentes-modos de falhas mais relevantes para a confiabilidade do sistema, que são ordenados pela ferramenta ASeC V1.2 segundo sua importância, e caracterizados pelo princípio de Pareto. O objetivo deste princípio é destacar os aspectos significativos de um determinado problema dentre os triviais. Mais especificamente, os poucos aspectos significativos representam, normalmente, cerca de 80% do total, enquanto que os aspectos mais triviais representam cerca de 20%. Isso, por sua vez, ajuda na tomada de decisões e a direcionar esforços de melhoria (DHILLON, 2005).

Uma seleção adicional dos componentes mais críticos, a partir da comparação dos resultados dos modelos anteriores é estabelecida na terceira etapa. Esta etapa resulta relevante para o planejamento da operação e da manutenção de um sistema, definido não apenas com base nos aspectos de confiabilidade, mas em critérios termoeconômicos. Adicionalmente, a seleção multicritério dos equipamentos/componentes mais importantes permite realizar uma melhor distribuição dos recursos para as atividades de operação e manutenção.

Finalmente, a última etapa corresponde à elaboração de um relatório, ou documento técnico, onde são apresentados os resultados detalhados das análises realizadas, assim como as discussões e interpretações destes resultados. Esta metodologia integrada de diagnóstico pode ser aplicada sobre qualquer configuração de sistema CAES devido ao seu carácter abrangente. Sendo possível aplicar outros modelos econômicos, diferentes técnicas de análise de confiabilidade de sistemas (ACS) e considerar outras fontes primárias de energia.

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A seguir são apresentados e discutidos os principais resultados obtidos a partir das análises realizadas, e que dão cumprimento aos objetivos do presente trabalho. As análises termoeconômicas foram implementadas na ferramenta computacional MATLAB, enquanto que, as análises de confiabilidade foram realizadas mediante o software ASeC V.1.2.

4.1 ANÁLISE TERMODINÂMICA

Os resultados das análises termodinâmicas são apresentados para os três sistemas CAES considerados, com base nos princípios da primeira e da segunda Lei da termodinâmica. Ressaltando, entre outros resultados, as eficiências energéticas e exergéticas, as perdas por reversibilidade dos processos em cada configuração e o consumo de combustível durante a etapa de descarregamento. Também é discutido o efeito da porosidade do sistema de armazenamento por calor sensível tipo leito fixo, e das propriedades do tipo de óleo no caso do armazenamento térmico nesta substância.

4.1.1 Sistema CAES de referência

O armazenamento de energia por ar comprimido convencional (D-CAES) aqui discutido, desaproveita o calor retirado do ar após compressão através de um resfriador. Porém, parte do calor remanescente nos gases produto da combustão após expansão é aproveitado em um processo regenerativo antes de serem enviados para o ambiente. Esta configuração se adequa aos princípios operacionais da planta CAES de grande porte instalada nos Estados Unidos (McIntosh).

4.1.1.1 Análise energética

Resultados das análises energéticas, realizadas com base nos princípios da primeira Lei da termodinâmica, são apresentados na Tabela 9. A potência de acionamento do compressor, 275,1 kW, é superior à potência gerada pelo estágio de expansão por três aspectos principais: a eficiência isentrópica do compressor (η_{Comp}) é inferior à eficiência isentrópica da turbina (η_{Turb}); o período de carregamento é inferior ao período de descarregamento, sendo necessário

umentar a vazão de ar na entrada do compressor; e a razão de pressões é superior no compressor do que na turbina. Considerando a energia necessária para acionamento do compressor, a energia descarregada durante o descarregamento, e as durações destas etapas, os montantes de energia necessários para atender ambas as etapas são de 1.650 kWh e 1.129 kWh respectivamente.

Tabela 9 – Resultados análise energética do sistema CAES convencional com recuperação do calor de exaustão

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
T_2 [K]	697,4	\dot{m}_{GN} [kg/s]	0,0026
T_3 [K]	342,2	$\eta_{PE-Eólica}$ [-]	0,12
T_7 [K]	1.030,2	$\eta_{PE-Solar}$ [-]	0,06
η_{Comp} [-]	0,70	η_{PE-mGT} [-]	0,08
η_{Turb} [-]	0,83	$\eta_{RT,1}$ [-]	0,31
\dot{W}_{Comp} [kW]	275,1	$\eta_{RT,2}$ [-]	0,23
\dot{W}_{Turb} [kW]	94,1	Volume Total do Reservatório de Ar [m ³]	4.981,1

Fonte: O autor

A temperatura alcançada pelos gases produto da combustão na entrada da turbina (T_7) é de 1.030,2 K. Este parâmetro será usado como referência para o cálculo da variação no consumo de combustível nas outras configurações. Irreversibilidades no resfriador tem um impacto na temperatura e, portanto, no volume do reservatório. O volume total do reservatório de ar comprimido, considerando o preenchimento dos espaços operacional e não operacional é de 4.981,1 m³. Lembrando que o espaço não operacional é preenchido apenas uma vez se desconsideradas as perdas por vazamento no reservatório e eventuais esvaziamentos relacionados com atividades de manutenção. Finalmente, as eficiências de ida e volta, 1 ($\eta_{RT,1}$) e 2 ($\eta_{RT,2}$), para o sistema CAES de referência é são iguais a 0,31 e 0,23 respectivamente.

4.1.1.2 Análise exergetica

Na Tabela 10 são apresentados os resultados das análises exergeticas para as etapas de carregamento e descarregamento do sistema de referência. A válvula reguladora de pressão, a câmara de combustão e o compressor são os componentes que menos eficiência exergetica apresentam, sendo também os componentes com maior taxa de destruição exergetica. Embora exista um desaproveitamento energético no resfriador na etapa de carregamento, a contribuição

das perdas dos componentes durante o descarregamento resulta com que esta etapa apresente a maior exergia destruída. A exergia destruída total é de 150,4 kJ/s e o aproveitamento exergético do sistema (Ψ_{II}) é de 0,23.

Tabela 10 – Resultados análise exergética do sistema CAES convencional com recuperação do calor de exaustão

Eficiência Exergética [-]		Exergia Destruída [kJ/s]	
Ψ_{Comp}	0,86	$\dot{E}x^D_{Comp}$	38,7
Ψ_{Resf}	0,87	$\dot{E}x^D_{Resf}$	14,3
Ψ_{Reserv}	0,98	$\dot{E}x^D_{Res}$	1,90
Ψ_{VR}	0,59	$\dot{E}x^D_{VR}$	25,1
Ψ_{Reg}	0,86	$\dot{E}x^D_{Reg}$	11,0
Ψ_{CC}	0,80	$\dot{E}x^D_{CC}$	47,4
Ψ_{Turb}	0,89	$\dot{E}x^D_T$	11,8
Ψ_{II}	0,23	$\dot{E}x^D_{Carreg}$	52,9
		$\dot{E}x^D_{Desc}$	97,35
		$\dot{E}x^D_{Total}$	150,4

Fonte: O autor

4.1.2 Sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo

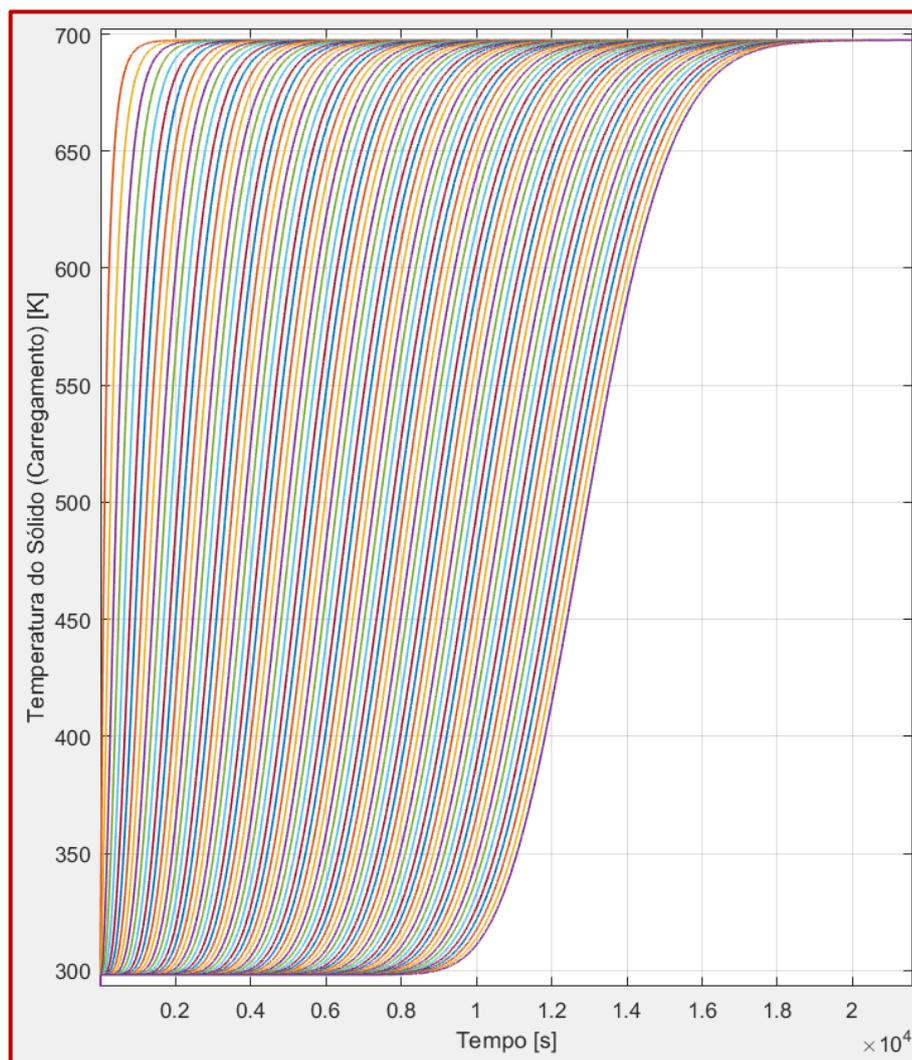
O sistema de armazenamento de energia térmica (TES) é instalado com objetivo de recuperar parte do calor contido no ar após compressão. O uso do resfriador antes do reservatório de ar comprimido não é desconsiderado devido às dimensões do sistema TES considerado. Neste caso de análise, foi dimensionado o sistema TES para alcançar o preenchimento térmico total de todas as camadas de aço, logo, seria necessário o eventual uso do resfriador entre o armazenador térmico e o reservatório de ar.

Conforme descrito, a porosidade do meio sólido varia com a disposição das esferas dentro do cilindro. Três configurações diferentes foram consideradas, nas duas primeiras, cada camada de esferas é colocada exatamente acima da outra, dispostas em arranjos hexagonal ou triangular, e uma configuração mais compacta, onde cada camada se encaixa do espaço livre da camada anterior. As porosidades destas configurações são: 0,47, 0,50 e 0,39 para as configurações hexagonal, triangular e compacta respectivamente.

A partir das equações associadas aos processos de transferência de calor do o ar escoando pelo meio poroso, são definidos os perfis de temperatura do sólido para o arranjo triangular (Figura 41 e Figura 42), para cada camada (x) do leito em função do instante de tempo

(t), tanto para as etapas de carregamento como de descarregamento. Os perfis de temperatura de cada camada do material sólido do leito, para as etapas de carregamento e descarregamento dos outros dois arranjos, hexagonal e compacto, se detalham nos Anexos do presente trabalho (Figura 67, Figura 68, Figura 69 e Figura 70).

Figura 41 - Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração hexagonal)

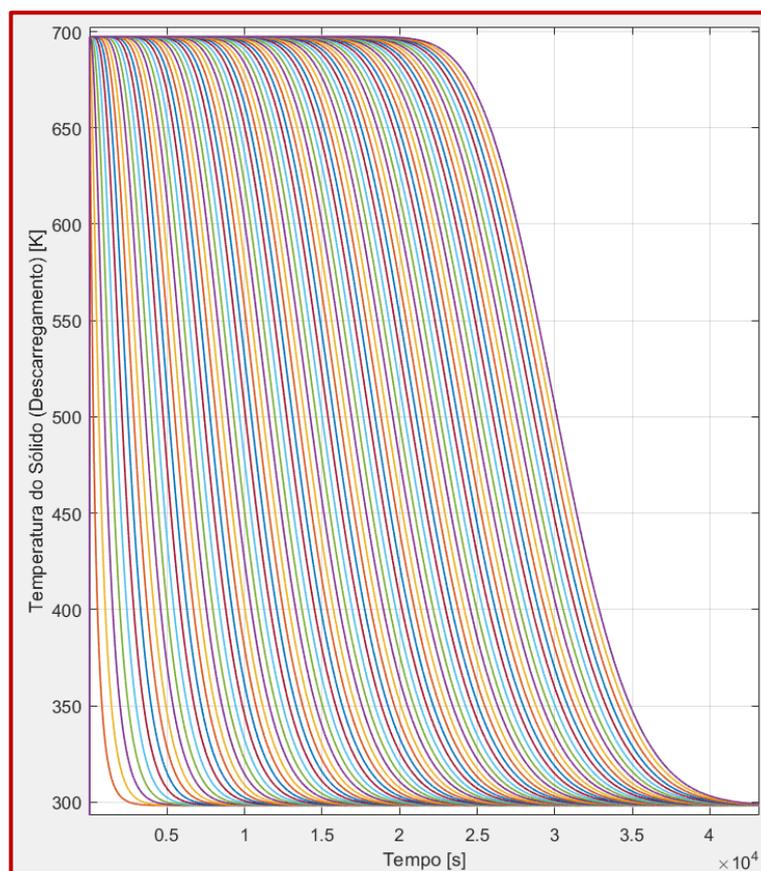


Fonte: O autor

Durante a etapa de carregamento, o ar comprimido que deixa o compressor, cede parte do seu calor às esferas do leito fixo, reduzindo desta forma a sua temperatura. Inicialmente, apenas as primeiras camadas são aquecidas, devido à absorção de calor no material. No entanto, como o período de carregamento é suficientemente grande, todas as camadas de esferas terminam carregadas termicamente no final desta etapa. Já na etapa de descarregamento

acontece o processo inverso, ar a temperatura ambiente retira o calor armazenado nas esferas de aço do leito, aumentando sua temperatura até o sistema de armazenamento térmico perder praticamente toda a sua energia acumulada durante o carregamento.

Figura 42 - Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração hexagonal)

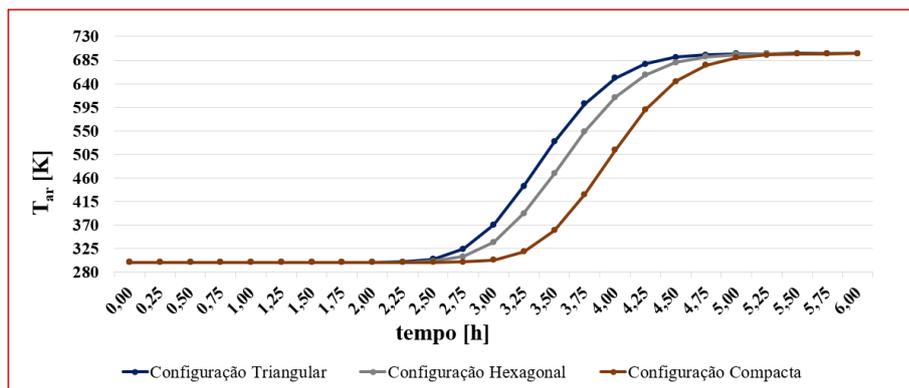


Fonte: O autor

Este tipo de análise permite definir o instante no qual o ar escoando pelo armazenador poderia ser desviado diretamente, através de um by-pass, para o estágio de expansão. Desta forma seriam eliminadas as perdas de carga associadas ao escoamento do ar através do meio poroso.

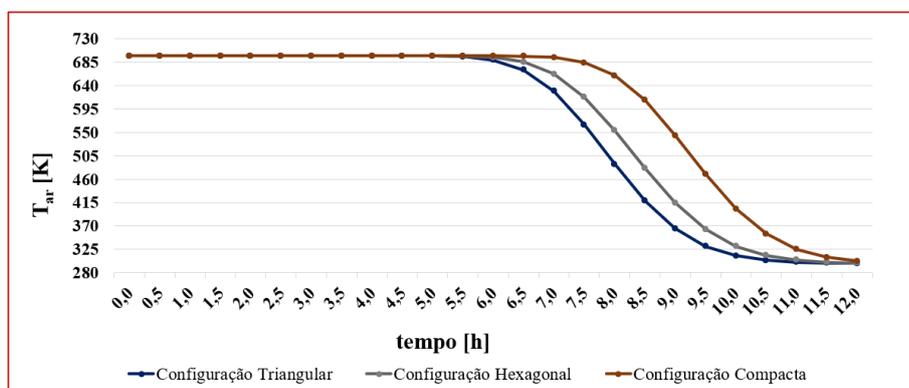
A energia armazenada nas camadas sólidas do TES tem um efeito no perfil de temperatura do ar associada, entre outros parâmetros, à porosidade do sistema. Os gráficos abaixo na descrevem o comportamento da temperatura do ar na saída do TES nas etapas de carregamento e descarregamento em função da porosidade (Figura 43 e Figura 44).

Figura 43 - Perfil de temperatura do ar na saída do TES ao longo da etapa de carregamento



Fonte: O autor

Figura 44 - Perfil de temperatura do ar na saída do TES ao longo da etapa de descarregamento



Fonte: O autor

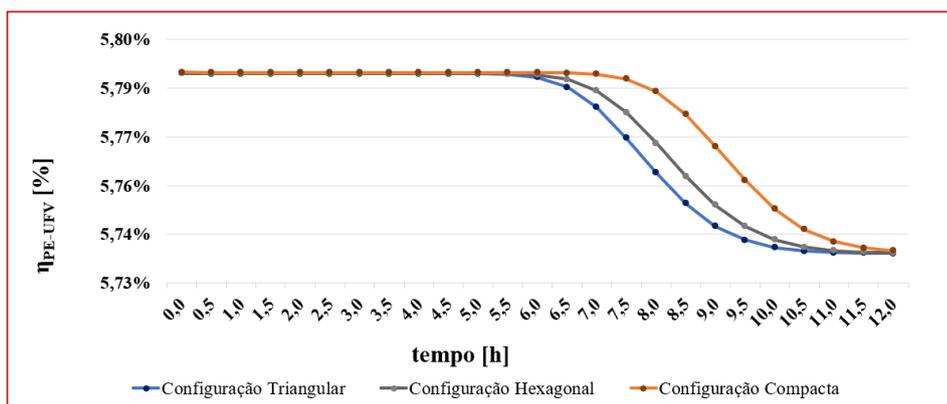
Em ambos os gráficos é possível observar que a disposição mais compacta das esferas dentro do TES apresenta um maior aproveitamento térmico. Pois o sistema demora mais tempo em alcançar os valores de temperaturas máximo e mínimo, nas etapas de carregamento e descarregamento, respectivamente. Ou seja, o carregamento térmico aumenta em relação ao nível de compactação do meio sólido. Adicionalmente, a disposição triangular de camadas, uma encima da outra, é configuração que menor quantidade de calor armazena. Portanto, estes dois tipos de arranjos representam os limites do sistema, já a disposição hexagonal representa um valor intermediário.

4.1.2.1 Análise energética

Devido à variação da temperatura na saída do sistema TES em função do tempo (t) nas etapas de carregamento e descarregamento e, considerando que os períodos das etapas são

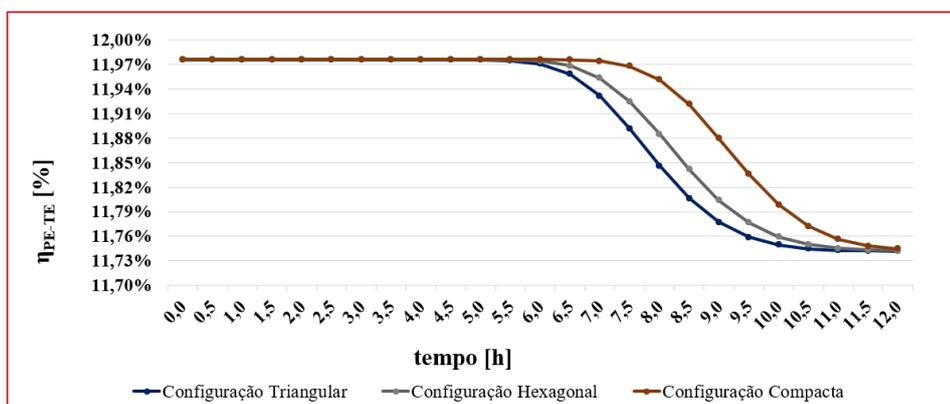
diferentes, os resultados finais das análises energéticas apresentam pequenas variações durante o processo, embora, os valores iniciais e finais sejam iguais. Tal é o caso da eficiência da fonte primária usada para armazenamento de energia elétrica (η_{PE}), eólica e solar fotovoltaica (Figura 45 e Figura 46).

Figura 45 – Eficiência da fonte primária de energia, solar fotovoltaica, no sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo



Fonte: O autor

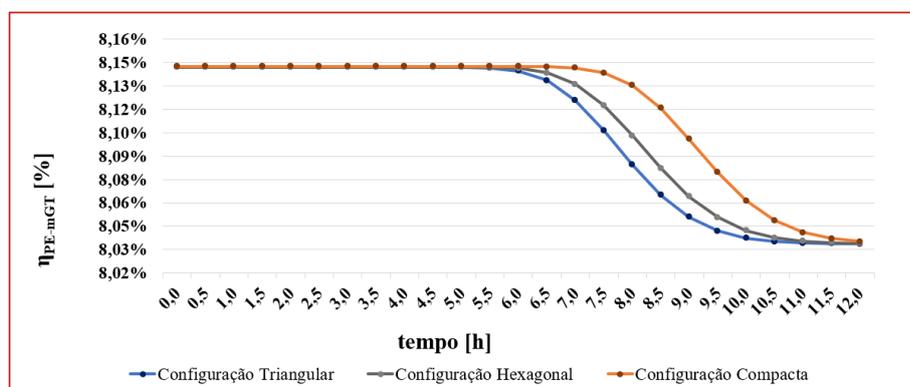
Figura 46 - Eficiência da fonte primária de energia, eólica, no sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo



Fonte: O autor

O gráfico da Figura 47 apresenta, a modo de comparação, a eficiência no armazenamento de energia a partir de um ciclo de microturbina a gás. Logo, a maior eficiência da fonte primária é alcançada através do armazenamento de energia eólica, segundo este método de cálculo.

Figura 47 - Eficiência da fonte primária de energia, ciclo de microturbina a gás, no sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo

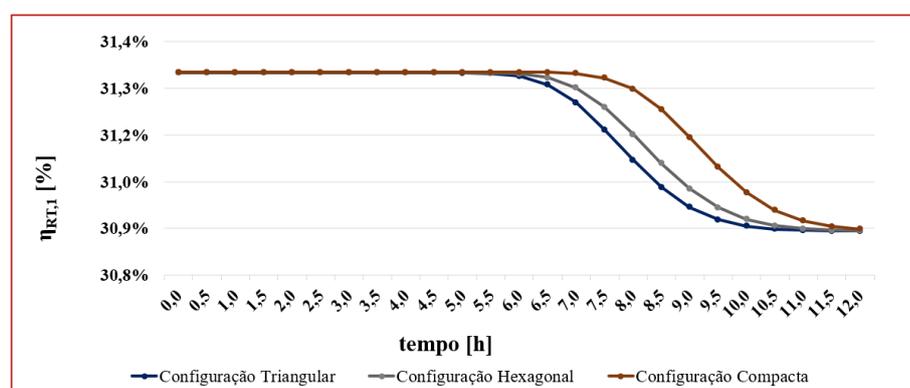


Fonte: O autor

No caso das eficiências de ida e volta 1 ($\eta_{RT,1}$) e 2 ($\eta_{RT,2}$), os valores variam desde maiores valores de eficiência no início do descarregamento, até os valores das eficiências de ida e volta do sistema CAES sem armazenamento térmico, na etapa final de descarregamento. A eficiência de ida e volta 1 ($\eta_{RT,1}$) é até 1,6% superior para o sistema com armazenamento térmico (Figura 48), já a eficiência de ida e volta 2 ($\eta_{RT,2}$) alcança maiores diferenças, até 6,8%, na primeira metade da etapa de descarregamento de energia elétrica (Figura 49).

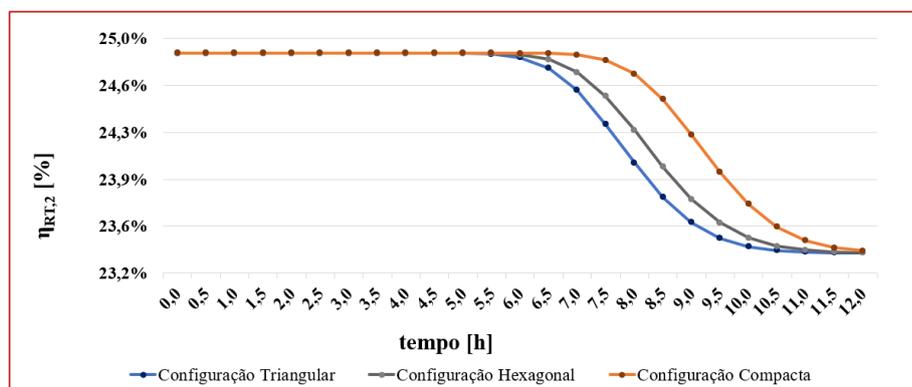
Embora há uma influência associada à porosidade do meio, o impacto da variação deste parâmetro em função da disposição das esferas, é pouco significativo para a geometria do sistema TES considerada e o tamanho das esferas. Isto pode ser observado através das perdas de carga do fluido durante seu escoamento dentro do armazenador térmico, sendo estas de 0,06 kPa, 0,04 kPa e 0,11 kPa para os arranjos hexagonal, triangular e compacto.

Figura 48 – Eficiência de ida e volta 1 ($\eta_{RT,1}$) do sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo



Fonte: O autor

Figura 49 - Eficiência de ida e volta 2 ($\eta_{RT,2}$) do sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo

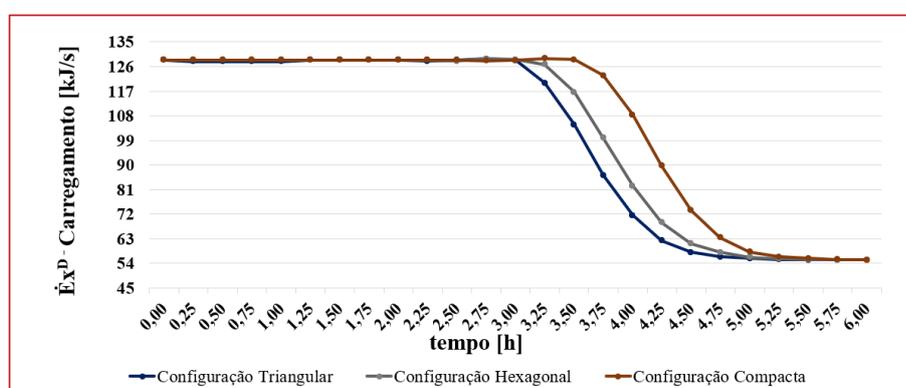


Fonte: O autor

4.1.2.2 Análise exergetica

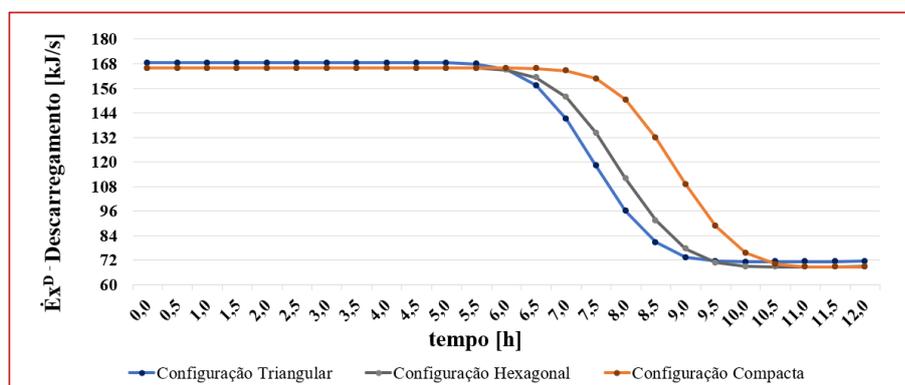
O aumento das perdas por exergia destruída na configuração de sistema de armazenamento de energia por ar comprimido aqui considerada estão relacionadas com os processos de armazenamento de energia térmica, pois a energia armazenada não é utilizada inicialmente. Nos gráficos abaixo é detalhado o comportamento da taxa de destruição exergetica na saída do sistema TES nas etapas de carregamento (Figura 50) e descarregamento (Figura 51) respectivamente. A partir destes gráficos é possível concluir que, assim que aproveitada a energia armazenada no TES, as perdas exergeticas são reduzidas. Outro aspecto que vale ressaltar é que o efeito da porosidade do meio é mais relevante nas análises exergeticas.

Figura 50 – Taxa de destruição exergetica ($\dot{E}x^D$) no sistema TES por calor sensível em leito fixo durante a etapa de carregamento



Fonte: O autor

Figura 51 - Taxa de destruição exergética ($\dot{E}x^D$) no sistema TES por calor sensível em leito fixo durante a etapa de descarregamento



Fonte: O autor

4.1.3 Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Uma configuração alternativa de sistema de armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível em óleo térmico é considerada nesta seção. Nesta configuração, a energia térmica do processo de compressão é retirada pelo óleo térmico que escoar através de trocadores de calor, ou seja, os resfriadores intermediário e pós-compressão. Tanques de óleo, frio e quente, armazenam o óleo térmico dependendo da etapa, carregamento ou descarregamento.

4.1.3.1 Análise energética

Os resultados a partir dos balanços energéticos segundo a primeira Lei da termodinâmica, para os três tipos de óleo térmico considerados, se detalham na Tabela 11. Devido à separação do compressor em dois estágios, a potência necessária para acioná-lo é menor quando comparada com as configurações anteriores. Isto tem um impacto positivo sobre o desempenho energético do sistema, como é o caso das eficiências de ida e volta 1 ($\eta_{RT,1}$) e 2 ($\eta_{RT,2}$), que experimentaram aumentos de 31,9% e 38,5% respectivamente quando comparadas com a configuração de referência, o sistema CAES convencional. Esta configuração, adicionalmente, apresenta uma redução de combustível de até 3,8% em comparação ao sistema convencional e o reservatório de ar comprimido precisa de 639,6 m³ a menos para atender os mesmos períodos e parâmetros operacionais. Finalmente, os efeitos dos óleos térmicos considerados não têm impacto relevante nos parâmetros gerais do sistema analisado.

Tabela 11 – Resultados da análise energética do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Parâmetro	Therminol-59	Therminol-66	Therminol-VP1
T_2 [K]	455,5	455,5	455,5
T_3 [K]	298,2	298,2	298,2
η_{Compr} [-]	0,74	0,74	0,74
η_{Turb} [-]	0,83	0,83	0,83
\dot{W}_{Comp} [kW]	202,7	202,7	202,7
\dot{W}_{BOF} [kW]	0,29	0,28	0,25
\dot{W}_{BOQ} [kW]	0,08	0,08	0,07
\dot{W}_{Turb} [kW]	94,3	94,3	94,3
Volume Total do Reservatório de Ar [m ³]	4.341,5	4.341,5	4.341,3
\dot{m}_{GN} [kg/s]	0,0025	0,0025	0,0025
$\eta_{PE-Eólica}$ [-]	0,15	0,15	0,15
$\eta_{PE-Solar}$ [-]	0,08	0,08	0,08
η_{PE-mGT} [-]	0,11	0,11	0,11
$\eta_{RT,1}$ [-]	0,41	0,41	0,41
$\eta_{RT,2}$ [-]	0,32	0,32	0,32

Fonte: O autor

4.1.3.2 Análise exergetica

As perdas exergeticas, devido à irreversibilidade dos processos no sistema CAES com armazenamento de energia térmica por calor sensível em óleo térmico, são discutidas nesta seção para os três tipos de óleo considerados (Tabela 12). De forma análoga às análises energéticas, o efeito do tipo de óleo considerado para o armazenamento térmico não é relevante para as análises globais. Porém, a eficiência exergetica dos componentes que operam esta substância, como bombas e trocadores de calor, varia em função do tipo de óleo considerado. Precisamente estes componentes, junto com a válvula reguladora de pressão, são os que menor eficiência apresentam. A eficiência exergetica global do sistema (ψ_{II}) apresentou um incremento de 24% quando comparada com o mesmo parâmetro obtido no sistema CAES de referência.

No entanto, esta configuração ainda apresenta maiores taxas globais de destruição exergetica, concentradas principalmente na perda de capacidade de trabalho no regenerador, já que o preaquecedor fornece calor ao ar antes do regenerador e a temperatura de entrada na turbina é mantida constante nestas análises (Tabela 13). Adicionalmente, a câmara de

combustão, a válvula reguladora de pressão e o estágio de compressão, são os outros componentes mais relevantes à destruição de exergia no sistema.

Tabela 12 – Eficiência exergética dos componentes do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Eficiência Exergética [-]	Therminol-59	Therminol-66	Therminol-VP1
$\Psi_{Compressor-S1}$	0,82	0,82	0,82
$\Psi_{Compressor-S2}$	0,83	0,83	0,83
Ψ_{IC}	0,77	0,81	0,83
Ψ_{AC}	0,79	0,83	0,84
Ψ_{Reserv}	1,00	1,00	1,00
Ψ_{BOF}	0,66	0,67	0,69
Ψ_{BOQ}	0,73	0,73	0,76
Ψ_{VE}	0,59	0,59	0,59
Ψ_{Preaq}	0,90	0,86	0,85
Ψ_{Reg}	0,94	0,94	0,94
Ψ_{CC}	0,81	0,81	0,81
Ψ_{Turb}	0,89	0,89	0,89
Ψ_{II}	0,29	0,29	0,29

Fonte: O autor

Tabela 13 – Taxa de Destruição exergética do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Exergia Destrída [kJ/s]	Therminol-59	Therminol-66	Therminol-VP1
$\dot{E}x^D_{Comp}$	35,0	35,0	35,0
$\dot{E}x^D_{IC}$	5,44	5,44	3,93
$\dot{E}x^D_{AC}$	4,86	4,86	3,75
$\dot{E}x^D_{Res}$	0,00	0,00	0,00
$\dot{E}x^D_{BOF}$	0,10	0,10	0,08
$\dot{E}x^D_{BOQ}$	0,02	0,02	0,02
$\dot{E}x^D_{VE}$	25,1	25,1	25,1
$\dot{E}x^D_{Preaq}$	10,3	11,1	11,5
$\dot{E}x^D_{Reg}$	135,0	135,2	135,0
$\dot{E}x^D_{CC}$	45,1	45,1	45,1
$\dot{E}x^D_{Turb}$	12,0	12,0	12,0
$\dot{E}x^D_{Carreg}$	45,7	43,7	43,0
$\dot{E}x^D_{Desc}$	227,6	227,6	227,6
$\dot{E}x^D_{Total}$	273,3	273,3	273,3

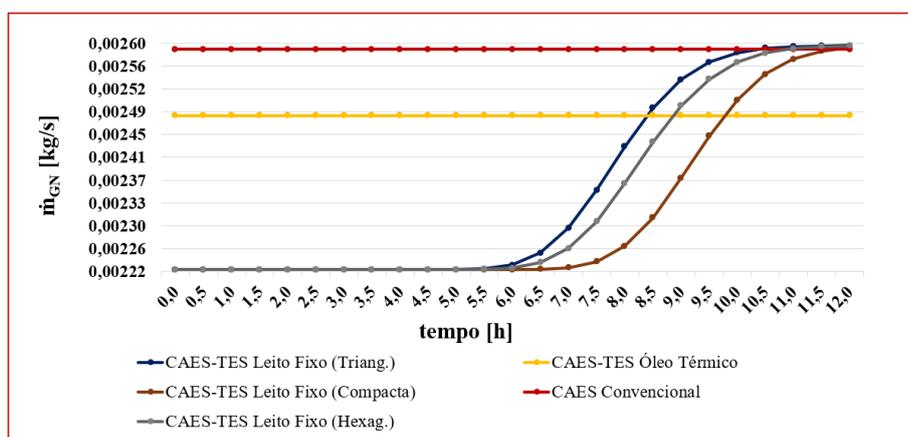
Fonte: O autor

Ressaltando que as diferenças entre os resultados das análises energéticas e exergéticas está dada pela própria diferença entre os conceitos e pelas irreversibilidades associadas aos processos. Enquanto as análises energéticas representam medida quantitativa associada à capacidade de realizar trabalho, a exergia representa uma medida associada ao máximo de trabalho que é possível realizar. Logo, ambos os resultados resultam relevantes nas análises realizadas.

4.1.4 Comparação entre parâmetros dos sistemas CAES analisados

Dois parâmetros são comparados nesta seção, o consumo de combustível (\dot{m}_{GN}) e a eficiência exergética (ψ_{II}) do sistema. No caso do consumo de combustível (Figura 52), a maior economia é observada no sistema CAES com armazenamento térmico (TES) por calor sensível em leito fixo considerando a disposição mais compacta das esferas dentro do TES. Porém, este consumo aumenta na medida que o calor do sistema é retirado pelo ar na etapa de descarregamento.

Figura 52 – Comparação do consumo de combustível (\dot{m}_{GN}) nas configurações CAES estudadas

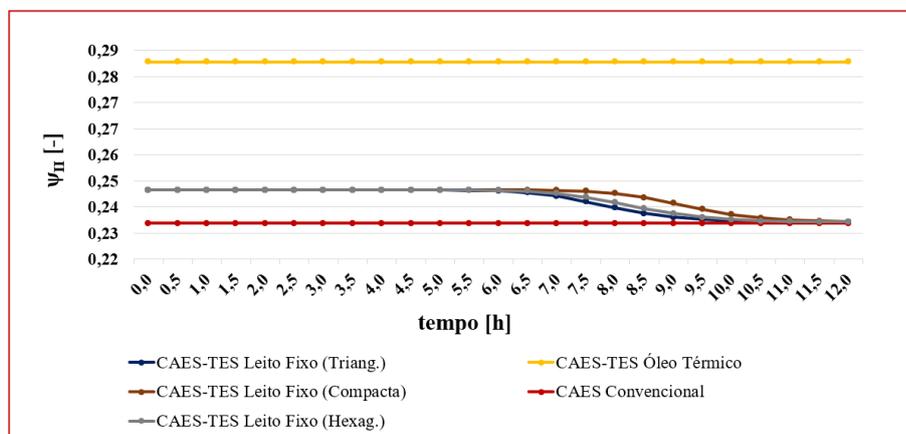


Fonte: O autor

No gráfico da Figura 53 é possível observar que, de fato, o sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em óleo térmico apresenta a maior eficiência exergética (ψ_{II}). Isto condicionado, além da recuperação de calor através do sistema TES, pela redução da potência consumida para acionamento dos compressores devido à separação deste componente em dois estágios com resfriamento intermediário. Adicionalmente, vale ressaltar

que ambas as configurações estudadas apresentam melhor desempenho termodinâmico que a configuração de referência, o sistema CAES convencional.

Figura 53 - Comparação da eficiência isentrópica (ψ_{II}) nas configurações CAES estudadas



Fonte: O autor

4.2 ANÁLISE TERMOECONÔMICA

Conforme descrito previamente, foi considerado o período de carregamento das configurações CAES acionadas por fontes eólicas a partir das 22:00h até as 4:00h, enquanto que das 9:00h às 15:00h será o período de carregamento da planta CAES acionada por uma unidade de geração solar fotovoltaica. A análise foi considerada como o sistema operando no dia 15/01/2021, no submercado de energia Nordeste (NE). A partir dos dados iniciais foram levantadas as informações do preço no mercado de curto prazo, o PLD, para os horários compreendidos entre o início e o fim das etapas de carregamento e descarregamento respectivamente (Tabela 14).

Devido aos níveis atuais dos reservatórios no Brasil, os preços no mercado de curto prazo apresentam valores baixos e pouco variáveis. A escolha do submercado de comercialização esteve fundamentada na distribuição da geração a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica, que se concentram principalmente nesta região do país. Adicionalmente, as análises conduzidas nesta seção são ilustrativas, já que procuram apresentar o método de análise termoeconômico como ferramenta para definir estratégias de comercialização das tecnologias de armazenamento de energia.

Tabela 14 – Horários operacionais e preço PLD

Parâmetro	FPE: Solar Fotovoltaica	Preço PLD [R\$/MWh]	FPE: Eólica	Preço PLD [R\$/MWh]
Início da etapa de carregamento	9:00h	298,9	22:00h	303,3
Fim da etapa de carregamento	15:00h	310,4	4:00h (d+1)	281,8
Início da etapa de descarregamento	15:00h	311,4	10:00h	207,0
Fim da etapa de descarregamento	3:00h (d+1)	311,3	22:00h	290,7

Fonte: O autor

A partir da aplicação do “balanço exergoeconômico” nos sistemas analisados, e com base nas equações (75) e (78) é estabelecido o critério de relação de comercialização ($R_{Comerc.}$), definido como:

$$R_{Comerc.} = \frac{R_{Desc}}{C_{E-ref}} \quad (85)$$

Desta forma análoga, o cenário de venda procurado deve atender o seguinte critério: $R_{Comerc.}$ deve ser maior que 1 para garantir que o montante de energia comercializada seja superior ao desembolso total para acionamento do sistema. Os resultados obtidos se detalham na Tabela 15.

Tabela 15 – Relação de comercialização ($R_{Comerc.}$) para os sistemas CAES estudados

Configuração CAES	$R_{Comerc.}$ (Solar Fotovoltaica)	$R_{Comerc.}$ (Eólica)
Sistema CAES Convencional	0,19	0,23
Sistema CAES-TES por calor sensível em óleo térmico (Therminol-59)	0,20	0,24
Sistema CAES-TES por calor sensível em óleo térmico (Therminol-66)	0,21	0,25
Sistema CAES-TES por calor sensível em óleo térmico (Therminol-VP1)	0,22	0,27
Sistema CAES-TES por calor sensível em leito fixo (Hexagonal)	0,32	0,52
Sistema CAES-TES por calor sensível em leito fixo (Triangular)	0,32	0,52
Sistema CAES-TES por calor sensível em leito fixo (Compacto)	0,33	0,53

Fonte: O autor

Com base nestes resultados, é observado que o dia selecionado para análise da estratégia escolhida não atende os critérios de comercialização, ou seja, a receita obtida pela venda da energia descarregada é inferior ao valor de referência que deveria ter a energia, considerando os preços durante o carregamento, o preço associado ao gás natural, a energia adicionada e as perdas no sistema. No entanto, devem ser ressaltados alguns aspectos:

- As configurações CAES mais avançadas, com sistemas de armazenamto de energia térmica, apresentam vantagens comerciais em comparação com a configuração convencional;
- As características dinâmicas do mercado de energia elétrica no Brasil, a possibilidade de comercialização da energia elétrica em diferentes submercados, a existência de limites mínimo e máximo dos preços no mercado de curto prazo e a possibilidade de armazenamento da energia em períodos maiores, permitem considerar outros cenários de comercialização, como a compra de energia em períodos e submercados com preços mais baixos e a venda desta energia em períodos mais atrativos economicamente;
- A natureza da fonte primária de energia usada para armazenamento de energia elétrica tem influência na estratégia de comercialização, sendo o acionamento do sistema CAES a partir de uma fonte eólica a que apresentou melhor relação de comercialização;
- Das configurações analisadas, o sistema CAES com armazenamento de energia térmica por calor sensível tipo leito fixo compacto, e acionado por um aerogerador de pequeno porte, resulta mais adequado no cenário de comercialização definido, apresentando as melhores relações em comparação com as outras configurações.

Vale ressaltar que um dos objetivos deste tipo de tecnologia é o seu uso como mecanismo de compensação e reserva de carga do sistema. Logo, a sua importância na segurança da rede poderia significar na criação de um arcabouço regulatório e programas de incentivos que tornem a tecnologia mais competitiva comercialmente. Adicionalmente, este tipo de tecnologia representa uma contribuição adicional na arbitragem dos preços praticados no mercado de energia elétrica brasileiro.

4.3 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMA

As análises de confiabilidade foram realizadas sobre as configurações estudadas com base no modelo de análise de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAE), considerando os impactos das fontes primárias de energia, das interfaces e dos sistemas de apoio. A modo de

comparação, serão discutidos os resultados do sistema CAES convencional a partir de um método qualitativo tradicional de análise, a matriz de riscos, e da técnica de análise semiquantitativa, FMEAE, nas mesmas condições operacionais. Na Tabela 16 são apresentados os valores utilizados para avaliação da confiabilidade, ou do risco, de um sistema analisado em função do método utilizado, matriz de risco e FMEAE.

Tabela 16 – Escala Qualitativa para avaliação da confiabilidade e do risco

Cor	Avaliação	Matriz de Risco	Modelo de Confiabilidade (FMEAE)
	Confiabilidade Muito Baixa/ Risco Muito Alto	20	$1,0 \times 10^{-1}$
	Confiabilidade Baixa/ Risco Alto	16	$6,0 \times 10^{-2}$
	Confiabilidade Degrada/ Risco Médio	10	$3,0 \times 10^{-2}$
	Confiabilidade Alta/ Risco Tolerável	6	$3,0 \times 10^{-3}$
	Confiabilidade Muito Alta/ Risco Muito Baixo	3	$1,0 \times 10^{-3}$

Fonte: Adaptado de Anjum et al., (2020)

Para cada critério de avaliação, corresponde uma cor, sendo possível um sistema apresentar desde uma confiabilidade muito baixa, ou risco de falha muito alto, até uma confiabilidade desejada, categorizada como muito alta, onde os riscos seriam tão baixos que poderiam ser assumidos ou aceitáveis. Este último critério, embora desejável, é dificilmente alcançado nas instalações reais. Os resultados das análises são apresentados em estrutura de hierarquização, onde os componentes-modos de falha são ordenados pela própria ferramenta de análise, ASeC V1.2, por tipo de importância. Logo, e com base no princípio de Pareto, aqueles componentes-modos de falhas, ou tipo de componentes, com maior criticidade serão considerados como mais relevantes.

Cada sistema CAES é separado, para análise, em dois subsistemas principais, que correspondem às etapas de carregamento e descarregamento respectivamente. Nesse sentido, serão apresentados e discutidos os resultados.

4.3.1 Etapa de carregamento

A fonte primária de energia usada para o acionamento de um sistema CAES tem diversos efeitos sobre uma instalação, sobretudo quando esta fonte é de natureza intermitente, o que impacta diretamente sobre a disponibilidade da mesma para geração. No entanto, nas análises termoeconômicas realizadas foram definidas estratégias de carregamento/descarregamento de modo a aproveitar a maior disponibilidade destas fontes. Portanto, este parâmetro não resulta relevante nas análises aqui apresentadas, porém, a forma de obtenção da energia a partir de uma fonte determinada depende da tecnologia desenvolvida para este propósito.

Logo, a confiabilidade de cada fonte primária representa, neste caso, um parâmetro com potencial de influência nos resultados das análises. As informações para definir a probabilidade de falha de referência da fonte primária de energia foram calculadas a partir dos trabalhos de Pope; Dincer e Naterer (2010) e Santelo e Monteiro, (2021) para a geração eólica, e Villarini et al. (2017) e Rajput et al. (2019) para a geração solar fotovoltaica. A fonte primária foi assumida como um grupo gerador com uma probabilidade de falha conhecida e, desta forma, as análises se concentraram nos componentes do sistema CAES analisado e em suas principais interfaces.

4.3.1.1 Sistema CAES de referência

Foram definidos 29 componentes-modos de falha para a etapa de carregamento da configuração CAES convencional com acionamento do compressor a partir de uma usina solar fotovoltaica, e 26 para a mesma configuração acionada por uma turbina eólica de pequeno porte. Ambas configurações foram avaliadas através do método de matriz de riscos e do modelo de confiabilidade proposto (Figura 54 e Figura 55).

Dependendo do método de análise utilizado, o estado da confiabilidade de um sistema pode variar. Por exemplo, a partir da aplicação da técnica de matriz de riscos, a confiabilidade do sistema é avaliada como “Alta”, ou com “Risco Tolerável”. No entanto, se considerado o método FMEAe o sistema um apresenta um “Risco Alto”, ou “Baixa Confiabilidade. Ou seja, o uso de parâmetros quantitativos de falhas e a caracterização das consequências permite obter resultados mais exaustivos a partir do método FMEAe.

Figura 54 – Avaliação do risco do sistema CAES convencional, acionado por uma fonte de geração solar fotovoltaica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE

No.	Componente-Modos de Fallo	IRC	IIR	IREC
1	UFV-001.A	5,94E+00	1,62E+00	1,78E+01
2	KD-002.D	2,97E+00	8,12E-01	8,91E+00
3	KD-001.D	1,98E+00	5,41E-01	5,94E+00
4	EI-001.F	3,96E+00	1,08E+00	1,19E+01
5	KA-003.C	1,98E+00	5,41E-01	5,94E+00
6	KA-002.D	2,88E+00	7,87E-01	8,64E+00
7	KA-001.D	4,14E+00	1,13E+00	1,24E+01
8	KA-004.D	2,88E+00	7,87E-01	8,64E+00
9	BD-001.S	4,14E+00	1,13E+00	1,24E+01
10	BD-001.R	4,14E+00	1,13E+00	1,24E+01
11	QC-001.S	3,96E+00	1,08E+00	1,19E+01
12	QC-001.R	5,94E+00	1,62E+00	1,78E+01

a)

No.	Componente-Modos de Fallo	IRC	IIR	IREC
1	UFV-001.A	2,28E-01	1,77E-01	6,84E-01
2	KD-002.D	8,37E-01	6,50E-01	2,51E+00
3	KD-001.D	5,58E-03	4,34E-03	1,67E-02
4	EI-001.F	2,30E-02	1,79E-02	6,91E-02
5	KA-003.C	1,29E-04	1,00E-04	3,86E-04
6	KA-002.D	2,40E-04	1,86E-04	7,20E-04
7	KA-001.D	3,60E-04	2,80E-04	1,08E-03
8	KA-004.D	2,40E-04	1,86E-04	7,20E-04
9	BD-001.S	1,08E-02	8,39E-03	3,24E-02
10	BD-001.R	4,32E-02	3,36E-02	1,30E-01
11	QC-001.S	1,14E-02	8,86E-03	3,42E-02
12	QC-001.R	8,64E-01	6,71E-01	2,59E+00

b)

Fonte: O autor

Figura 55 - Avaliação do risco do sistema CAES convencional, acionado por uma turbina eólica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE

No.	Componente-Modos de Fallo	IRC	IIR	IREC
1	EOL-001.A	5,94E+00	1,57E+00	1,78E+01
2	KA-003.C	1,98E+00	5,24E-01	5,94E+00
3	KA-002.D	2,88E+00	7,62E-01	8,64E+00
4	KA-001.D	4,14E+00	1,10E+00	1,24E+01
5	KA-004.D	2,88E+00	7,62E-01	8,64E+00
6	BD-001.S	4,14E+00	1,10E+00	1,24E+01
7	BD-001.R	4,14E+00	1,10E+00	1,24E+01
8	QC-001.S	3,96E+00	1,05E+00	1,19E+01
9	QC-001.R	5,94E+00	1,57E+00	1,78E+01
10	JE-001.C	3,96E+00	1,05E+00	1,19E+01
11	JE-002.D	4,14E+00	1,10E+00	1,86E+01
12	HX-001.T	3,96E+00	1,05E+00	1,19E+01

a)

No.	Componente-Modos de Fallo	IRC	IIR	IREC
1	EOL-001.A	1,14E-01	1,97E-03	3,42E-01
2	KA-003.C	1,29E-04	2,22E-06	3,86E-04
3	KA-002.D	2,40E-04	4,14E-06	7,20E-04
4	KA-001.D	3,60E-04	6,21E-06	1,08E-03
5	KA-004.D	2,40E-04	4,14E-06	7,20E-04
6	BD-001.S	1,08E-02	1,86E-04	3,24E-02
7	BD-001.R	4,32E-02	7,45E-04	1,30E-01
8	QC-001.S	1,14E-02	1,97E-04	3,42E-02
9	QC-001.R	8,64E-01	1,49E-02	2,59E+00
10	JE-001.C	3,72E-03	6,41E-05	1,12E-02
11	JE-002.D	2,16E-02	3,72E-04	9,72E-02
12	HX-001.T	1,12E-03	1,93E-05	3,35E-03

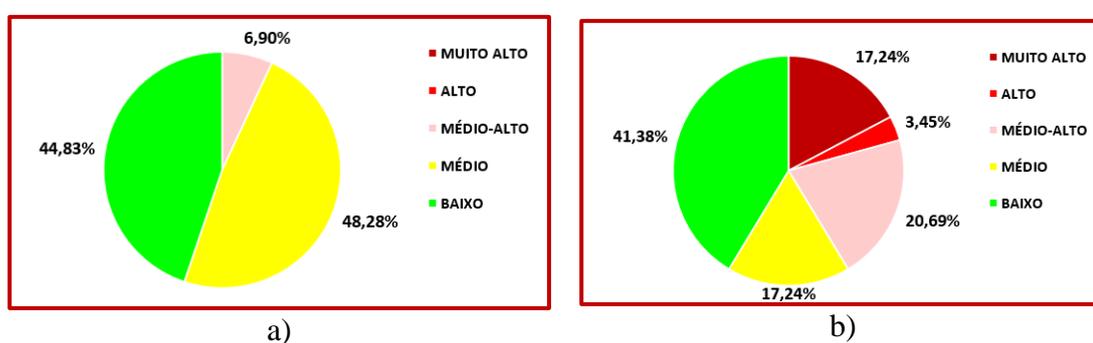
b)

Fonte: O autor

Resultados similares se observam se analisada a importância de cada componente–modo de falha em relação à função que realizam dentro do sistema, mensurada através do índice de risco do componente (*IRC*). As criticidades dos componentes-modos de falha segundo o método de análise são detalhadas, em forma de gráfico de setores (Figura 56 e Figura 57). Nestes gráficos é possível apreciar como alguns componentes críticos para a confiabilidade do sistema resultam transparentes para o método de análise tradicional, a matriz de riscos.

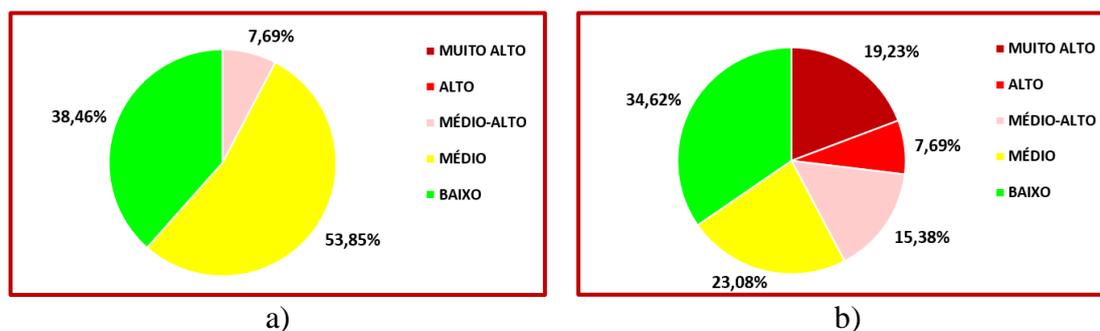
Adicionalmente, vale ressaltar que o sistema CAES convencional acionado por um aerogerador de pequeno concentra mais componentes com criticidade “Alta” ou “Muito Alta” (26,9%), que a mesma configuração acionada por uma usina solar fotovoltaica (20,7%). A principal diferença nos resultados está dada pelo fato de que, diferente da matriz de riscos, o método FMEAE considera um peso qualitativo que pondera a causa de um determinado modo de falha.

Figura 56 – Criticidade dos componentes (IRC_i) do sistema CAES convencional, acionado por uma fonte de geração solar fotovoltaica, a) Matriz de Risco; b) FMEAE



Fonte: O autor

Figura 57 – Criticidade dos componentes (IRC_i) do sistema CAES convencional acionado por um aerogerador, a) Matriz de Risco; b) FMEAE

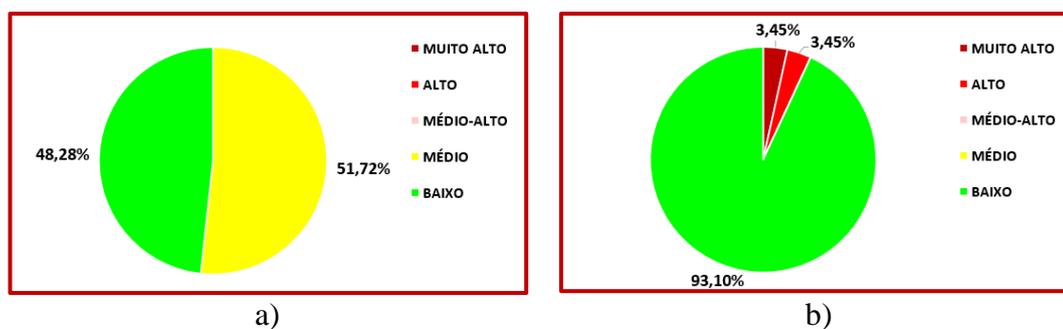


Fonte: O autor

A quantidade de componentes-modos de falha com desvio do índice global é menor no caso do modelo de confiabilidade. Neste modelo apresentam desvios apenas aqueles componentes com alta criticidade, o que permite realizar uma seleção de componentes importantes mais apurada. Este desvio é calculado através do índice de importância relativa (IIR_i), representados para cada configuração (Figura 58 e Figura 59). Novamente, o

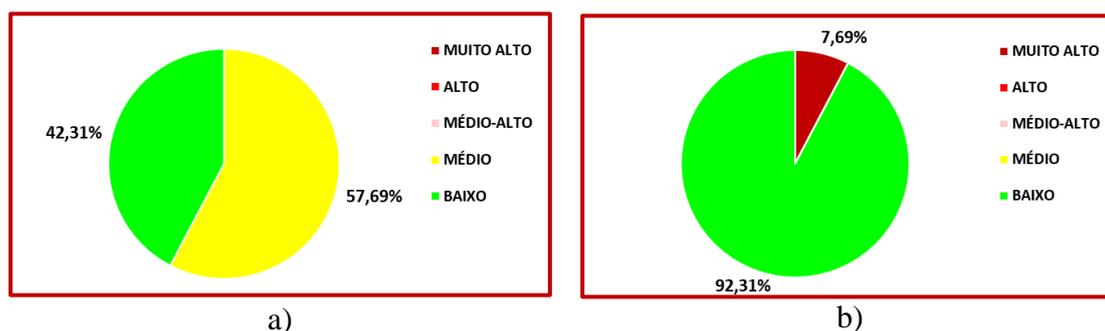
acionamento a partir de uma fonte eólica apresenta componentes mais críticos sobre o risco e a confiabilidade.

Figura 58 – Índice IIR_i dos componentes do sistema CAES convencional, acionado por uma fonte de geração solar fotovoltaica, a) Matriz de Risco; b) FMEAe



Fonte: O autor

Figura 59 – Índice IIR_i dos componentes do sistema CAES convencional acionado por um aerogerador, a) Matriz de Risco; b) FMEAe



Fonte: O autor

As diferenças acima descritas não definem se um método, ou técnica, é melhor que outro. Apenas permite estabelecer comparações que possibilitam escolher uma ferramenta em relação ao sistema proposto, aos riscos associados e aos objetivos perseguidos, entre outros aspectos. Por exemplo, através de ambas as técnicas, a configuração CAES com fornecimento de energia eólica durante a etapa de carregamento apresentou maior contribuição à redução da confiabilidade do sistema. Nesse sentido é necessário considerar que uma turbina eólica apresenta maior número de componentes dinâmicos e rotativos. Adicionalmente, a falha do sistema de geração eólica considerado depende da falha de um único componente global, a turbina eólica. Entretanto, no sistema solar fotovoltaico, o maior peso à falha está relacionado com fatores de degradação dos módulos, sombreamento e falhas gerais de um módulo que, geralmente, não representam uma indisponibilidade absoluta.

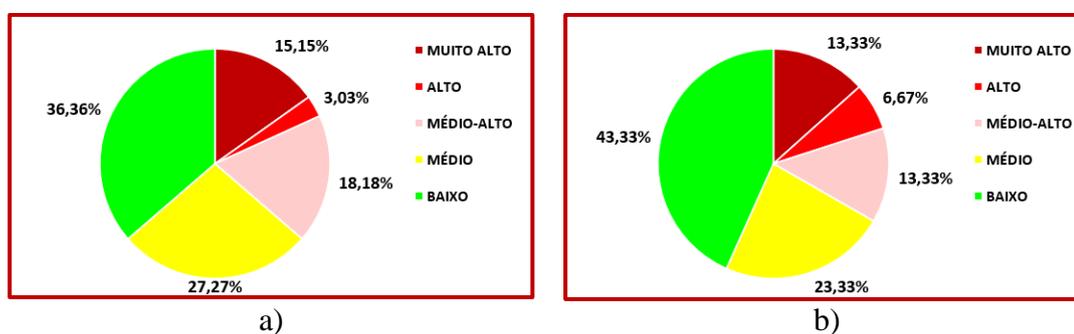
Embora os resultados destacam uma maior contribuição ao risco da configuração considerando a fonte eólica, é necessário definir quais componentes são os mais relevantes. Logo, considerando a sensibilidade do modelo de confiabilidade FMEAe, os resultados das análises serão apresentados considerando este método para seleção dos componentes-modos de falha mais importantes, ordenados segundo o princípio de Pareto.

4.3.1.2 Sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo

Para o acoplamento do sistema de armazenamento térmico (TES) foram considerados equipamentos e componentes que garantem a operação do sistema para cada etapa. Cada componente deve partir de uma posição inicial segura, evitar o desvio do fluido para regiões não desejadas dentro do sistema e realizar a sua função assim que demandado. Nos gráficos da Figura 60 é apresentada a distribuição da criticidade dos componentes-modos de falha definidos para a etapa de carregamento do sistema CAES com (TES) por calor sensível tipo leito fixo.

Devido ao incremento da complexidade desta configuração, foram definidos 33 componentes-modos de falha considerando o armazenamento de energia elétrica a partir da geração solar fotovoltaica, e 30 para o armazenamento de energia eólica. Neste caso, a parcela de riscos toleráveis no sistema com acionamento solar fotovoltaico (Figura 60a) é menor que a configuração com fonte eólica (Figura 60b). Este resultado representa uma dificuldade na tomada de decisões, pois mais do 60% dos componentes-modos de falha requerem atenção.

Figura 60 – Criticidade dos componentes (IRC_i) do sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica



Fonte: O autor

Na Tabela 17 são detalhados, de todos os componentes-modos de falha postulados, os 10 mais relevantes, ordenados segundo a sua criticidade. Ou seja, considerando o princípio de

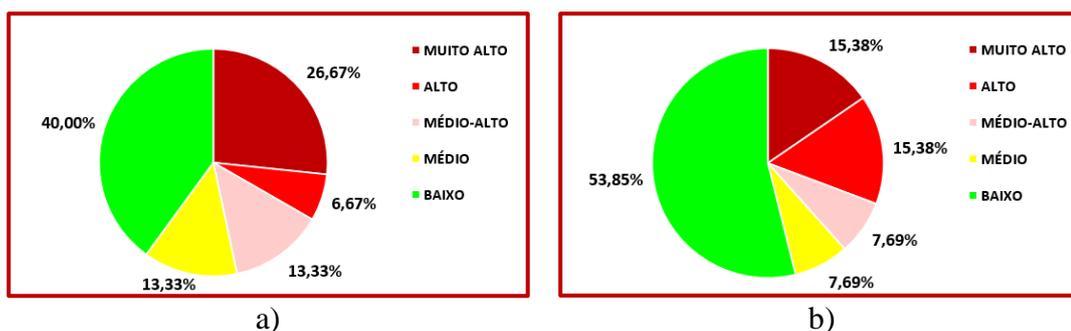
Pareto, seriam os componentes mais importantes para o risco do sistema. Válvulas motorizadas, bomba de óleo para lubrificação de equipamentos rotativos, mecanismo de acoplamento do motor-gerador durante a etapa de carregamento e a fonte primária resultam os componentes mais importantes. No entanto, componentes relacionados com a conexão do sistema de geração solar, como o inversor e interruptores, também se destacam nesta configuração. A partir destes resultados se faz necessário tipificar a criticidade por tipo de componente (IIC_k). Isto permite concentrar os esforços nas atividades de manutenção segundo a hierarquização de um grupo de componentes do mesmo tipo e com função similar, ao invés da hierarquização de componentes isolados (Figura 61).

Tabela 17 – Hierarquização dos componentes-modos de falha do sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo segundo IRC_i

N°	Componente-Modo de Falha			
	FPE: Solar Fotovoltaica		FPE: Eólica	
1	VM-002 (C)	Válvula Motorizada	VM-007 (C)	Válvula Motorizada
2	VM-001 (C)	Válvula Motorizada	VM-002 (C)	Válvula Motorizada
3	QC-001 (R)	Compressor	VM-001 (C)	Válvula Motorizada
4	KD-002 (D)	Interruptor Elétrico CC	QC-001 (R)	Compressor
5	UFV-001 (A)	Fonte Primária	EOL-001 (A)	Fonte Primária
6	BO-001 (R)	Bomba de óleo (Lubrificação)	BO-001 (R)	Bomba de óleo (Lubrificação)
7	EI-001 (F)	Inversor CC/CA	JE-002 (D)	Embreagem
8	JE-002 (D)	Embreagem	QC-001 (S)	Compressor
9	QC-001 (S)	Compressor	BO-001 (S)	Bomba de óleo (Lubrificação)
10	BO-001 (S)	Bomba de óleo (Lubrificação)	EE-IC (F)	Energia elétrica I&C

Fonte: O autor

Figura 61 – Índice IIC_k dos componentes do sistema CAES com TES por calor sensível tipo leito fixo, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica



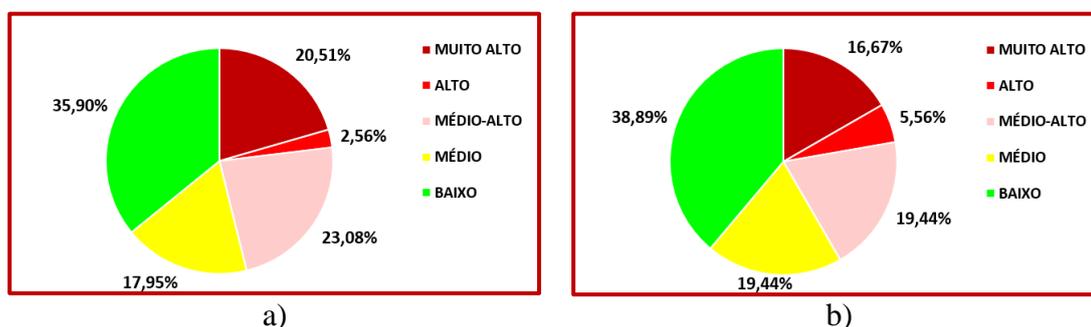
Fonte: O autor

4.3.1.3 Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Embora dois estágios de compressão foram considerados no sistema CAES com armazenamento de energia térmica por calor sensível em óleo térmico, reduzido desta forma o risco de autoignição do óleo térmico por temperaturas elevadas do ar comprimido, há outros riscos associados à operação e manuseio desta substância. Estes riscos estão relacionados com a presença de equipamentos com acionamento elétrico e pneumático, que podem desencadear uma sucessão de eventos geradores de um acidente grave e/ou fatal. Adicionalmente, a operação se torna mais complexa devido ao incremento de equipamentos, como bombas de óleo, tanques para o armazenamento do fluido e ao aumento das dependências funcionais entre componentes que devem atender à demanda. Logo, foram estabelecidos 39 componentes-modos de falha para o sistema acionado por uma usina solar fotovoltaica, e 36 componentes considerando o armazenamento de energia eólica.

A partir destes componentes-modos de falha foram agrupados os componentes segundo sua criticidade, calculada a partir do índice de risco do componente i (IRC_i). Nos gráficos da Figura 62 se aprecia um aumento da contribuição de componentes que representam um risco “Alto” para a confiabilidade do sistema. Na Tabela 18 são listados os componentes-modos de falha mais relevantes, hierarquizados através da aplicação do método de análises de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAE) segundo sua contribuição ao risco total do sistema.

Figura 62 – Criticidade dos componentes IRC_i do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica



Fonte: O autor

Tabela 18 – Hierarquização dos componentes-modos de falha do sistema CAES com TES por calor sensível óleo térmico segundo IRC_i

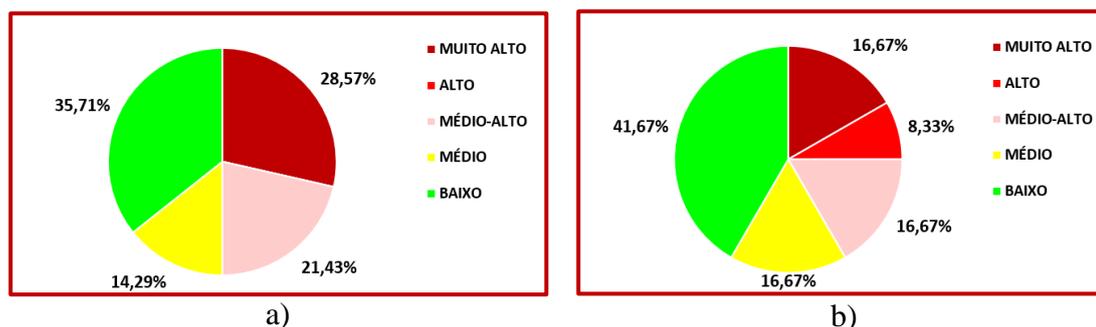
N°	Componente-Modo de Falha			
	FPE: Solar Fotovoltaica		FPE: Eólica	
1	VM-002 (C)	Válvula Motorizada	VM-002 (C)	Válvula Motorizada
2	VM-007 (C)	Válvula Motorizada	VM-007 (C)	Válvula Motorizada
3	VM-004 (C)	Válvula Motorizada	VM-004 (C)	Válvula Motorizada
4	VM-001 (C)	Válvula Motorizada	VM-001 (C)	Válvula Motorizada
5	QC-001 (R)	Compressor	QC-001 (R)	Compressor
6	QC-002 (R)	Compressor	QC-002 (R)	Compressor
7	KD-002 (D)	Interruptor Elétrico (CC)	EOL-001 (A)	Fonte Primária
8	UFV-001 (A)	Fonte Primária	BO-001 (R)	Bomba de óleo (Lubrificação)
9	BO-001 (R)	Bomba de óleo (Lubrificação)	BO-002 (S)	Bomba de óleo térmico (frio)
10	EI-001 (F)	Inversor CC/CA	JE-002 (D)	Embreagem

Fonte: O autor

A partir destes resultados, se observa como os principais contribuintes ao risco se concentram nos estágios de compressão e nos componentes necessários para acionamento do sistema, agrupados por tipo e função, como bombas de óleo e válvulas motorizadas. No caso da configuração acionada por uma fonte de geração solar fotovoltaica, o perfil de criticidade em função do tipo de componente é mais variado, sendo mais difícil definir uma estratégia de manutenção focada em componentes específicos. Portanto, estes componentes são agrupados segundo o índice de importância por tipo de componente (IIC_k). Logo, e com base nos gráficos da Figura 63, aqueles tipos de componentes avaliados com maior índice de importância poderão ser priorizados nas estratégias de manutenção.

Se considerado o acionamento da etapa de carregamento a partir da geração solar fotovoltaica, existe um maior número de tipos de componentes críticos do que na configuração com acionamento eólico. Porém, em ambos os casos resulta uma vantagem para as possíveis alterações no desenho do sistema, ou projeto, pois, se estes problemas são resolvidos, a exposição a riscos de falhas do sistema será reduzida consideravelmente.

Figura 63 – Índice IIC_k dos componentes do sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico, a) FPE: solar fotovoltaica; b) FPE: eólica



Fonte: O autor

4.3.1.4 Componentes mais importantes – Etapa de carregamento

Na Tabela 19 são hierarquizados e detalhados os tipos de componentes mais importantes para a confiabilidade do sistema analisado.

Tabela 19 – Hierarquização dos tipos de componentes mais importantes na etapa de carregamento segundo IIC_k para cada configuração

Nº	Componente-Modo de Falha					
	CAES convencional		CAES-TES Leito Fixo		CAES-TES Óleo Térmico	
	FPE: UFV	FPE: Eólica	FPE: UFV	FPE: Eólica	FPE: UFV	FPE: Eólica
1	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada
2	Compressor	Compressor	Compressor	Compressor	Compressor	Compressor
3	Interruptor Elétrico	Fonte Primária	Interruptor Elétrico	Fonte Primária	Interruptor Elétrico	Fonte Primária
4	Fonte Primária	Bomba de óleo (Lubrif.)	Fonte Primária	Bomba de óleo (Lubrif.)	Fonte Primária	Bombas de óleo (Geral)
5	Bomba de óleo (Lubrif.)	Embreagem	Bomba de óleo (Lubrif.)	Embreagem	Inversor CC/CA	Embreagem
6	Inversor CC/CA	I&C	Inversor CC/CA	I&C	Bombas de óleo (Geral)	I&C
7	Embreagem	Trocadores de Calor	Embreagem	Motor- Gerador	Embreagem	Trocadores de Calor
8	I&C	Motor- Gerador	I&C	Disjuntor	I&C	Motor- Gerador

Fonte: O autor

O compressor se destaca como um tipo de componentes que precisa especial atenção. Este tipo de equipamentos geralmente é atendido por planos de manutenção com base em métodos e ferramentas de análise de tipo preditivo. Componentes menos relevantes individualmente, como válvulas e interruptores, se tornam fundamentais para a confiabilidade de um sistema dependendo da função realizada. Porém, critérios de desenho como redundância e diversidade dos componentes iguais, ou similares, representa uma solução a estes problemas, incluindo a manifestação de eventos associados às falhas por causas comuns. O sistema suporte de instrumentação e controle (I&C) é relevante em instalações com variações constantes nos seus estados operacionais. A falha por ruptura de algum dos tanques de óleo térmico apresenta uma probabilidade de ocorrência muito baixa, logo este modo de falha se afasta do topo dos resultados. Isto não acontece com componentes associados a este processo como é o caso da bomba de óleo.

Em cada configuração, o efeito da fonte primária de energia resulta relevante para o sistema CAES. Ou seja, o desenho de uma planta CAES não depende apenas dos critérios associados à própria usina, mas também de fatores externos.

4.3.2 Etapa de descarregamento

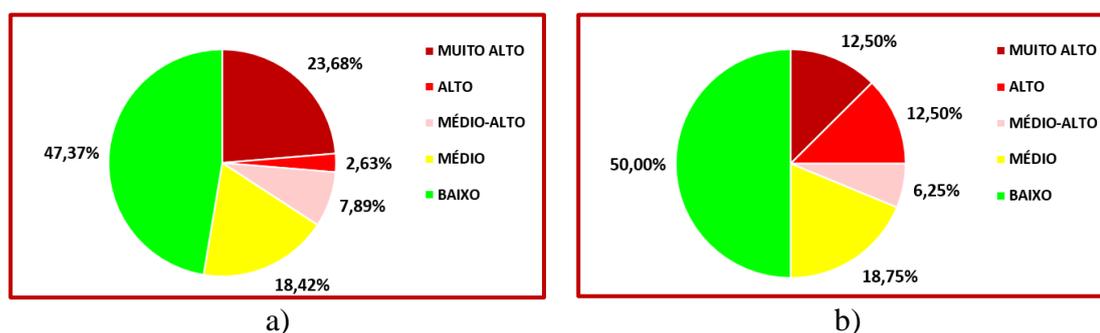
A fonte primária de energia não tem impacto direto sobre a confiabilidade do sistema CAES durante a etapa de descarregamento. Já que a mesma está inativa, como é o caso da geração solar fotovoltaica, ou está desconectada do sistema, no caso da geração eólica. Portanto, os perfis de riscos dos sistemas apresentam maiores semelhanças nesta etapa que, além de não depender da fonte primária de energia e suas interfaces, são considerados critérios de redundância e diversidade de componentes que realizam a mesma função. A continuação, são discutidos alguns dos resultados destas análises.

4.3.2.1 Sistema CAES de referência

As análises realizadas na etapa de descarregamento partem da definição de um maior número de componentes-modos de falha, 38, no sistema CAES convencional com recuperação do calor quando comparada com a etapa de carregamento. Ainda considerando critérios de redundância e diversidade de componentes, até 26,3% destes apresentam um nível de criticidade “Alto” ou “Muito Alto” (Figura 64a) segundo a contribuição de cada componente

ao risco do sistema. Este resultado é pouco desejado para a operação confiável de um sistema, pois vários componentes demandam atenção especial, tornando os processos mais complexos e aumentando os custos de manutenção. Devido à quantidade de componentes com elevada criticidade é realizada a avaliação através do índice de importância por tipo de componente (Figura 64b).

Figura 64 – Perfil de riscos do sistema CAES convencional – Etapa de descarregamento, a) Criticidade dos componentes (IRC_i); b) Índice IIC_k



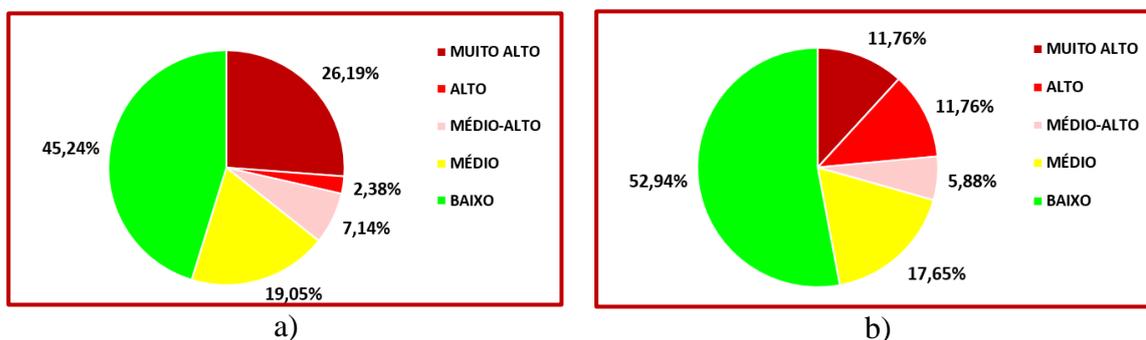
Fonte: O autor

A partir da hierarquização dos tipos de componentes com maior criticidade, alta e muito alta, as válvulas motorizadas e pneumáticas, a câmara de combustão, a turbina e a bomba de óleo para lubrificação dos equipamentos rotativos resultam predominantes. De forma análoga às análises na etapa de carregamento, o monitoramento contínuo e critérios de redundância adicional resultam necessários para diminuir a exposição aos riscos e, portanto, aumentar a confiabilidade do subsistema.

4.3.2.2 Sistema CAES com TES por calor sensível em leito fixo

Dos 42 componentes-modos de falha definidos para a etapa de descarregamento do sistema CAES com armazenamento térmico por calor sensível em leito fixo, 28,6% apresentam uma criticidade elevada (Figura 65a). Modos de falha como mudança de posição de válvulas motorizadas e pneumáticas, e falhas em operação de equipamentos rotativos, como bombas de lubrificação e a turbina, se destacam como os componentes mais contribuintes, similar à configuração convencional. Estes tipos de componentes se agrupam, no gráfico da Figura 65b, nos índices de criticidade alta e muito alta.

Figura 65 – Perfil de riscos do sistema CAES-TES por calor sensível em leito fixo – Etapa de descarregamento, a) Criticidade dos componentes (IRC_i); b) Índice IIC_k



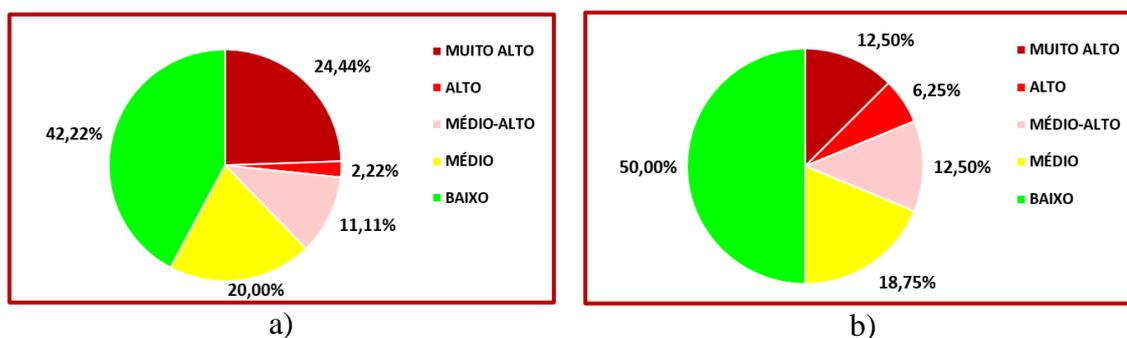
Fonte: O autor

4.3.2.3 Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Foram levantados 45 componentes-modos de falhas para analisar o despacho de energia elétrica da configuração CAES com sistema TES por calor sensível em óleo térmico. De forma similar aos casos anteriores, a mudança de posição de válvulas, motorizadas e pneumáticas, para cumprir a sua função representam a maior contribuição aos níveis de criticidade do sistema, 26,7% (Figura 66a).

Neste caso, a quantidade de componentes que precisa atenção, alcançar níveis toleráveis de criticidade, representa quase 60% de todos os componentes-modos de falha levantados. Este tipo de resultados representa um argumento para revisão do desenho do sistema, seja desde o ponto de vista estrutural como de estratégias operacionais e de manutenção. Adicionalmente, os componentes mais críticos se concentram no grupo de componentes mais importantes, ordenados segundo o seu tipo (Figura 66b).

Figura 66 – Perfil de riscos do sistema CAES-TES por calor sensível em óleo térmico - Etapa de descarregamento, a) Criticidade dos componentes (IRC_i); b) Índice IIC_k



Fonte: O autor

4.3.2.4 Componentes mais importantes – Etapa de descarregamento

Finalmente, os grupos de componentes/equipamentos são listados de maior a menor relevância na Tabela 20 considerando sua importância funcional. Além da mencionada importância das válvulas e dos equipamentos rotativos, também se destaca o sistema de instrumentação e controle, responsável pelo controle e acionamento de componentes durante a operação. Portanto, as falhas associadas a esta interface se expressam nos mecanismos de atuação, sinalização errônea, sinais espúrios, entre outros. Devido à consideração de dois estágios de compressão e a baixa probabilidade de ruptura dos tanques de óleo térmico, o risco desta configuração não se vê impactado pelos efeitos associados à manifestação destas falhas.

Tabela 20 – Hierarquização dos tipos de componentes mais importantes na etapa de descarregamento segundo IIC_k para cada configuração

Nº	Componente-Modo de Falha		
	CAES convencional	CAES-TES Leito Fixo	CAES-TES Óleo Térmico
1	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada	Válvula Motorizada
2	Válvula Pneumática	Válvula Pneumática	Válvula Pneumática
3	Turbina	Turbina	Turbina
4	Bomba de óleo (Lubríf.)	Bomba de óleo (Lubríf.)	Bombas de óleo (Geral)
5	Embreagem	Embreagem	Embreagem
6	I&C	I&C	I&C
7	Trocadores de Calor	Trocadores de Calor	Trocadores de Calor
8	Interruptor Elétrico	Interruptor Elétrico	Interruptor Elétrico

Fonte: O autor

4.4 ANÁLISE INTEGRADA

Os critérios definidos na metodologia integrada de diagnóstico, considerando aspectos de termoeconomia e confiabilidade, foram aplicados para cada configuração CAES analisada. Nesta seção são detalhados os resultados, por método de análise, a partir de uma hierarquização dos componentes mais importantes de cada sistema. A priorização de componentes importantes permite selecionar, com base em análises multicritério, os equipamentos mais relevantes de forma global, ou seja, aqueles que precisam de maior atenção desde o ponto de vista da operação e manutenção. No caso das análises económicas, os resultados não definiam especificamente o

tipo de componente mais importante, mas sim a configuração mais relevante em função da estratégia de comercialização definida.

4.4.1 Sistema CAES convencional

Na Tabela 21 são hierarquizados os componentes por tipo de análise realizada, resultando a válvula reguladora de pressão, o compressor, a turbina e a câmara de combustão como os componentes mais críticos na configuração CAES convencional, devido à sua relevância nos três métodos de análise.

Tabela 21 –Hierarquização dos componentes por tipo de análise no sistema CAES convencional

Nº	Análise energética	Análise exergética	Análise de confiabilidade
1	Compressor	Válvula reguladora de pressão	Válvula Motorizada
2	Turbina	Câmara de combustão	Compressor
3	Regenerador	Compressor	Interruptor Elétrico
4	Resfriador	Regenerador	Turbina
5	Câmara de combustão	Resfriador	Fonte primária de energia
6	Válvula reguladora de pressão	Turbina	I&C
7	Reservatório	Reservatório	Bombas de óleo (Lubrif.)
8			Embreagem
9			Trocadores de Calor

Fonte: O autor

As taxas de falhas disponíveis para as análises de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAE), consideravam a câmara de combustão e o expansor como um único componente, definido nestas análises como “Turbina”, um tipo de componente importante. No caso da válvula reguladora de pressão, este componente está dentro do grupo das válvulas motorizadas, as que apresentam a maior contribuição à confiabilidade do sistema. Portanto, é em estes quatro equipamentos que devem ser concentradas as atenções e principais esforços, considerando seu monitoramento com ferramentas de análise do tipo preditivo, ou incremento da redundância no caso das válvulas.

4.4.2 Sistema CAES com TES por calor sensível em leito fixo

Os componentes mais importantes na configuração de sistema CAES com armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível em leito fixo apresentam uma hierarquização similar à definida para o sistema convencional. Isto devido à que a principal modificação realizada é a integração de um armazenador térmico de construção relativamente simples, impactando de forma relevante nas análises exergéticas (Tabela 22). Portanto, são: a válvula reguladora de pressão, o compressor, a câmara de combustão e a turbina os componentes que requerem maior atenção nesta configuração.

Tabela 22 –Hierarquização dos componentes por tipo de análise no sistema CAES com armazenamento de energia térmica em leito fixo

Nº	Análise energética	Análise exergética	Análise de confiabilidade
1	Compressor	TES	Válvula Motorizada
2	Turbina	Válvula reguladora de pressão	Válvula Pneumática
3	Regenerador	Câmara de combustão	Compressor
4	Resfriador	Compressor	Interruptor Elétrico
5	Câmara de combustão	Regenerador	Turbina
6	Válvula reguladora de pressão	Resfriador	Fonte primária de energia
7	TES	Turbina	Bombas de óleo (Lubrif.)
8	Reservatório	Reservatório	I&C
9			Embreagem
10			Trocadores de Calor

Fonte: O autor

Adicionalmente, a falha do sistema TES em alguma das etapas, carregamento e descarregamento, e a relevância nas análises exergéticas deste sistema, permitem selecioná-lo como importante na hierarquização.

4.4.3 Sistema CAES com TES por calor sensível em óleo térmico

Finalmente, os resultados para a configuração mais complexa, que considera a integração de um sistema CAES com um sistema de armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível em óleo térmico são apresentados na Tabela 23. Nesta configuração as bombas de óleo térmico resultam componentes relevantes, junto a válvula reguladora de pressão, o compressor,

a câmara de combustão e a turbina. Em um segundo nível de prioridade podem se destacar os equipamentos de troca térmica, como regenerador, resfriadores intermediário e pós-compressão, e o preaquecedor.

Analisando de forma geral os resultados das análises de confiabilidade para as três configurações CAES estudadas é possível concluir que acionamento destes sistemas por um aerogerador de pequeno porte representa uma maior exposição aos riscos de falhas do que a mesma configuração acionada por um sistema solar fotovoltaico.

Tabela 23 –Hierarquização dos componentes por tipo de análise no sistema CAES com armazenamento de energia térmica em óleo térmico

Nº	Análise energética	Análise exergetica	Análise de confiabilidade
1	Estágio de compressão – S1	Válvula reguladora de pressão	Válvula Motorizada
2	Estágio de compressão – S2	Bombas de óleo térmico (frio)	Válvula Pneumática
3	Turbina	Bombas de óleo térmico (quente)	Compressor
4	Regenerador	Resfriador Intermediário	Interruptor Elétrico
5	Resfriador Intermediário	Resfriador pós-compressão	Turbina
6	Resfriador pós-compressão	Câmara de combustão	Bombas de óleo térmico
7	Bombas de óleo térmico	Estágio de compressão – S1	Fonte primária de energia
8	Câmara de combustão	Estágio de compressão – S2	Trocadores de Calor
9	Válvula reguladora de pressão	Turbina	Embreagem
10	Reservatório	Preaquecedor	I&C

Fonte: O autor

No entanto, considerando os critérios de comercialização a partir das análises exergoeconômicas, o sistema de armazenamento de energia por ar comprimido com acionamento eólico apresenta uma melhor relação de comercialização. Logo, a seleção e escolha de uma configuração dependerá de critérios técnico-econômicos que deverão atender aos objetivos do projeto, definidos pela entidade exploradora.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são resumidas as principais conclusões obtidas a partir da aplicação de análises temoeconômicas e de confiabilidade para sua integração em uma metodologia de diagnóstico. Também se relatam possíveis trabalhos futuros que permitirão dar continuidade aos temas abordados no presente trabalho.

5.1 CONCLUSÕES

Os princípios da primeira e da segunda Lei da termodinâmica foram aplicados em três configurações diferentes de sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), acionados por fontes de energia primária de natureza intermitente, eólica e solar fotovoltaica, e projetados para operar 6 e 12 horas nas etapas de carregamento e descarregamento. Um sistema CAES convencional com recuperação de calor dos gases de exaustão foi utilizado como referência e o desempenho de duas configurações mais avançadas foi analisado considerando os mesmos critérios de análise. Os modelos termodinâmicos utilizados foram desenvolvidos na ferramenta computacional MATLAB (versão R2016a).

Através das análises energéticas realizadas no sistema de referência, foram calculadas as eficiências de ida e volta, 1 ($\eta_{RT,1}$) e 2 ($\eta_{RT,2}$), que apresentaram valores de 0,31 e 0,23 respectivamente. Sendo necessários 4.981,1 m³ de volume total de ar armazenado para atender a demanda operacional de carregamento e descarregamento do sistema. Com base nas análises de exergia, a eficiência exérgica (Ψ_{II}) da configuração convencional é 0,23, e a maior taxa de destruição de exergia é observada durante o descarregamento do sistema.

O segundo sistema analisado está representado por um sistema CAES integrado com um sistema de armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível em leito fixo. Devido à geometria do leito, três arranjos diferentes foram considerados para avaliar o efeito da porosidade do meio sólido dentro do cilindro, sendo a configuração mais compacta a que maior perda de carga apresentou, 0,11 kPa. Com base nestas considerações, foram calculados os perfis energéticos e exérgicos do sistema, onde a eficiência de ida e volta 1 ($\eta_{RT,1}$) é até 1,6% superior para o sistema com armazenamento térmico e até 6,8% no caso da eficiência de ida e volta 2 ($\eta_{RT,2}$). Também, esta configuração apresentou o menor consumo de combustível dentre as três configurações estudadas.

Um sistema CAES com armazenamento de energia térmica (TES) por calor sensível, considerando três tipos de óleo térmico, também foi estudado. Esta configuração resultou a mais eficiente das três analisadas, pois as eficiências de ida e volta 1 ($\eta_{RT,1}$) e 2 ($\eta_{RT,2}$) alcançadas foram 31,9% e 38,5% superiores, respectivamente, em comparação com o sistema CAES convencional. Resultados condicionados, principalmente, pela separação do processo de compressão em dois estágios. Através das análises de exergia foi calculada uma eficiência exergética de 0,29 para este sistema.

A partir das análises termoeconômicas realizadas, resultou o sistema CAES com armazenamento de energia térmica por calor sensível tipo leito fixo com maior compactação do leito, e acionado por um aerogerador de pequeno porte, a configuração com maiores vantagens comerciais. Nestas análises, foi demonstrado que a natureza e o carácter intermitente da fonte primária de energia tem influência na estratégia de comercialização.

Análises de confiabilidade foram realizadas sobre as etapas de carregamento e descarregamento dos sistemas CAES estudados e seus sistemas de apoio, analisando especificamente o impacto da confiabilidade da fonte primária sobre o sistema. A partir destas análises foram selecionados os componentes-modos de falha mais importantes, com base na técnica de análise de modos de falhas e efeitos expandida (FMEAE), implementada no software ASeC V.1.2.

Finalmente, e através dos critérios definidos na metodologia integrada de diagnóstico, foram selecionados os componentes que requerem maior atenção em cada configuração analisada. Sendo que, em cada uma delas, o compressor, a válvula reguladora de pressão, a câmara de combustão e a turbina, foram os componentes mais relevantes.

Além da importância dos resultados das análises termoeconômica e de confiabilidade por separado, a estruturação destas análises em uma metodologia integrada de diagnóstico permite considerar critérios de diversa natureza para a tomada de decisões. Este tipo de enfoque, pouco abordado na literatura, permite definir estratégias de operação, manutenção e de comercialização da energia armazenada com base em análises multicritério. Adicionalmente, a hierarquização dos componentes/equipamentos mais importantes, ou críticos, pode ser realizada com base em diversos fatores que podem alterar a prioridade destes, menos provável de acontecer a partir das análises individuais.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Realizar análises paramétricas do sistema CAES integrado com um sistema de armazenamento de energia térmica por calor sensível tipo leito fixo, considerando diferentes tamanhos do armazenador e das esferas, bem como diferentes materiais destas. Adicionalmente, é recomendável avaliar o impacto energético e econômico resultante de eliminar, nesta configuração, o resfriador após processo de compressão.

Avaliar o desempenho termoeconômico do sistema CAES integrado com um sistema de armazenamento de energia térmica por calor sensível tipo leito fixo considerando a remoção da câmara de combustão. Isto é, aproximar o sistema a uma configuração CAES adiabática (A-CAES).

Considerar, na configuração CAES integrado com um sistema TES por calor sensível em óleo térmico, a separação do processo de expansão em dois estágios com regeneração intermediária de calor, aumentando o aproveitamento da capacidade de trabalho do regenerador e reduzindo as perdas exergéticas associadas.

Realizar análises comparativas das configurações CAES estudadas com sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido integrados com sistemas de armazenamento de energia térmica por calor latente, considerando o uso de substâncias de mudança de fase, e com sistemas de armazenamento termoquímico de calor.

Realizar análises paramétricas a partir de diversos cenários de carregamento e descarregamento das configurações CAES, considerando critérios de comercialização diária ou sazonal da energia armazenada, bem como diferentes submercados. Também considerar análises econômicas e financeiras das configurações, a partir de parâmetros relacionados com os custos de instalação, operação e manutenção.

Realizar análises de confiabilidade em sistemas CAES considerando aspectos como modificação dos componentes do projeto, buscando atender critérios de redundância e diversidade, e a influência dos fatores humanos sobre a operação do sistema, ou seja, tornando o sistema mais dependente da ação humana.

REFERÊNCIAS

- ABLE, S. D. et al. **Pump Handbook**. Third ed. New York, USA: The McGraw-Hill Companies, Inc, 2001.
- ABRAHAMSEN, E. B. et al. Using the ALARP principle for safety management in the energy production sector of chemical industry. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 169, n. August 2017, p. 160–165, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.res.2017.08.014>>.
- ADETOKUN, B. B.; OGHORADA, O.; ABUBAKAR, S. J. afar. Superconducting magnetic energy storage systems: Prospects and challenges for renewable energy applications. **Journal of Energy Storage**, v. 55, n. PC, p. 105663, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105663>>.
- AFIF, A. et al. Advanced materials and technologies for hybrid supercapacitors for energy storage – A review. **Journal of Energy Storage**, v. 25, n. July, p. 100852, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100852>>.
- AGALIT, H.; ZARI, N.; MAAROUFI, M. Suitability of industrial wastes for application as high temperature thermal energy storage (TES) materials in solar tower power plants – A comprehensive review. **Solar Energy**, v. 208, n. April, p. 1151–1165, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.08.055>>.
- AHMAD, W. et al. Reliability modeling and analysis of communication networks. **Journal of Network and Computer Applications**, v. 78, n. November 2016, p. 191–215, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jnca.2016.11.008>>.
- ALVA, G. et al. Thermal energy storage materials and systems for solar energy applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, n. February 2016, p. 693–706, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.021>>.
- ANJUM, M. et al. **Reliability Engineering - Methods and Applications**. 1st. ed. Florida, USA: CRC Press, 2020.
- ARABIAN-HOSEYNABADI, H.; ORAEE, H.; TAVNER, P. J. Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 32, n. 7, p. 817–824, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.019>>.
- AYESHA et al. Reliability evaluation of energy storage systems combined with other grid flexibility options: A review. **Journal of Energy Storage**, v. 63, n. February, p. 107022,

2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107022>>.

BABROWSKI, S.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. Electricity storage systems in the future German energy sector. An optimization of the German electricity generation system until 2040 considering grid restrictions. **Computers and Operation Research**, p. 1–13, 2015.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cor.2015.01.014>>.

BARNES, F. S. et al. **Large Energy Storage Systems Handbook**. 1st. ed. Florida, USA: CRC Press Taylor and Francis Group, 2011.

BARROS, M. B. d. A.; RODRÍGUEZ, D.; HENRÍQUEZ, J. R. Thermodynamic analysis of a compressed air energy storage system with constant volume storage considering different operating conditions for reservoir walls. **Journal of Energy Storage**, v. 32, n. March, p. 101728, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101728>>.

BBC BROWN BOVERI. **Huntorf air storage gas turbine power plant** Publication No. **D GK, 90202 E** Mannheim, Germany Energy Supply, Brown Boveri Publication, , 1978. .

BECATTINI, V. et al. Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, Part 2: Tests with combined sensible/latent thermal-energy storage. **Journal of Energy Storage**, v. 17, p. 140–152, 2018. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.003>>.

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. **Thermal Design and Optimization**-John Wiley & Sons (1995).pdf. New York: John Wiley & Sons - Inc., 1996.

BHATTARAI, S.; KARKI, R.; PIYA, P. Reliability and economic assessment of compressed air energy storage in transmission constrained wind integrated power system. **Journal of Energy Storage**, v. 25, n. July, p. 100830, 2019. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100830>>.

BOECK DAZA, E. F.; SPERANDIO, M. The Insertion of Energy Storage Systems in Power Systems: A Regulatory and Economic Analysis. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 5, p. 843–850, 2019.

BOYCE, M. P. **Gas Turbine Engineering Handbook**. 4th. ed. Houston, Texas: Butterworth-Heinemann, 2012.

BUDT, M. et al. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. **Applied Energy**, v. 170, p. 250–268, 2016. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.108>>.

CAPSTONE. **Technical Reference Capstone Model C30 Performance**. [s.l: s.n.].

Disponível em: <www.microturbine.com>.

- CASTELLANI, B. et al. Small-scale compressed air energy storage application for renewable energy integration in a listed building. **Energies**, v. 11, n. 7, 2018.
- CAZZANIGA, R. et al. Compressed air energy storage integrated with floating photovoltaic plant. **Journal of Energy Storage**, v. 13, p. 48–57, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.06.006>>.
- CCEE. **Regras de Comercialização - Preço de Liquidação de Diferenças Versão 1.0**. [s.l: s.n.].
- CCEE. **Regras de Comercialização - Preço de Liquidação de Diferenças Versão 4.2**. [s.l: s.n.].
- CCPS. **Guidelines for Process Equipment Reliability Data with Data Tables**. 1st editio ed. [s.l: s.n.]
- CHEEKATAMARLA, P. K. et al. Near isothermal compressed air energy storage system in residential and commercial buildings: Techno-economic analysis. **Energy**, v. 251, p. 123963, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123963>>.
- CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>>.
- CHEN, L. et al. Review and prospect of compressed air energy storage system. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 4, n. 4, p. 529–541, 2016.
- CHEN, L. et al. A novel compressed air energy storage (CAES) system combined with pre-cooler and using low grade waste heat as heat source. **Energy**, v. 131, p. 259–266, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.047>>.
- CHEN, L. et al. Energy and exergy analysis of two modified adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) system for cogeneration of power and cooling on the base of volatile fluid. **Journal of Energy Storage**, v. 42, n. July, p. 103009, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103009>>.
- CHEN, L. et al. Dynamic simulation of a Re-compressed adiabatic compressed air energy storage (RA-CAES) system. **Energy**, v. 261, n. PB, p. 125351, 2022a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125351>>.
- CHEN, Y. et al. Transient voltage stability assessment of renewable energy grid based on residual SDE-Net. **Energy Reports**, v. 8, p. 991–1001, 2022b. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.179>>.
- CHRISTIANSEN, C.; MURRAY, B. **ENERGY STORAGE STUDY**. [s.l: s.n.].

COPERGÁS. **Tabela de Tarifas - Copergás**. Disponível em:

<<https://novo.copergas.com.br/informacoes/tarifas/>>.

DADASHI, M. et al. Coordination of wind power producers with an energy storage system for the optimal participation in wholesale electricity markets. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 136, n. July 2021, p. 107672, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107672>>.

DE BOSIO, F.; VERDA, V. Thermo-economic analysis of a Compressed Air Energy Storage (CAES) system integrated with a wind power plant in the framework of the IPEX Market. **Applied Energy**, v. 152, p. 173–182, 2015. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.052>>.

DE FELICE, F.; ANTONELLA, P. **Human Factors and Reliability Engineering for Safety and Security in Critical Infrastructures - Decision Making, Theory, and Practice**. [s.l.] Springer, 2017.

DHILLON, B. S. **Reliability, Quality, and Safety for Engineers**. [s.l.] CRC PRESS, 2005.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F. et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2154–2171, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>>.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O. **Energy Storage in Power Systems**. 1st. ed. Barcelona, Spain: John Wiley & Sons Ltd., 2016.

DINCER, I.; ROSEN, M. A. **Thermal Energy Storage - Systems and Applications**. Second ed. [s.l.] John Wiley and Sons, Ltd., 2011.

DROSTE-FRANKE, B. et al. **Balancing Renewable Electricity - Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective**. 1st. ed. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012, 2012.

DRURY, E.; DENHOLM, P.; SIOSHANSI, R. The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. **Energy**, v. 36, n. 8, p. 4959–4973, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.041>>.

DUIJM, N. J. Recommendations on the use and design of risk matrices. **Safety Science**, v. 76, p. 21–31, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ssci.2015.02.014>>.

EASTMAN. **Therminol 59 - heat transfer fluid. Physical and chemical characteristics**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.therminol.com/locations>.

EASTMAN. **Therminol VP-1 - heat transfer fluid. Physical and chemical characteristics**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.therminol.com>.

- EASTMAN. **Therminol 66 - heat transfer fluid. Physical and chemical characteristics.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.therminol.com>.
- EPE. **Brazilian Energy Balance 2022 - Year 2021.** p. 264, 2022. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- ERYILMAZ, S.; BULANIK, İ.; DEVRIM, Y. Reliability based modeling of hybrid solar/wind power system for long term performance assessment. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 209, n. November 2020, 2021.
- FACCI, A. L. et al. Trigenerative micro compressed air energy storage : Concept and thermodynamic assessment. **APPLIED ENERGY**, v. 158, p. 243–254, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.026>>.
- FAGIOLARI, L. et al. Integrated energy conversion and storage devices: Interfacing solar cells, batteries and supercapacitors. **Energy Storage Materials**, v. 51, n. June, p. 400–434, 2022.
- FAIAS, S.; JORGE, S.; RUI, C. Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration. In: **Renewable Energy**. [s.l: s.n.]p. 1–28.
- FALAMA, R. Z. et al. A techno-economic comparative study of renewable energy systems based different storage devices. **Energy**, v. 266, n. June 2022, p. 126411, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126411>>.
- FAWKES, S. Soft-systems model of energy management and checklists for energy managers. **Applied Energy**, v. 27, n. 3, p. 229–241, 1987.
- FERJENCIK, M. Practical safety management for small or medium enterprises. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 68, n. September, p. 104281, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jlp.2020.104281>>.
- FIGLIORINI, M. et al. Gás Natural: Potencialidades De Utilização No Brasil. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, v. 10, n. 10, p. 2251–2265, 2013. Disponível em: <<http://cascavel.ufsm.br/revistas/ojs-2.2.2/index.php/reget>>.
- FOLEY, A. M. et al. A long-term analysis of pumped hydro storage to firm wind power. **Applied Energy**, v. 137, p. 638–648, 2015.
- GAELECTRIC ENERGY STORAGE. **Projects of Common Interest Project CAES Larne N1 (electricity, storage).** [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/pp/compliance/C2013-96/Correspondence_Party/frPartyC96_20.05.2016/Annex2_European_Commission_s_reply.pdf>.

GAO, H.; LI, W.; CAI, H. Distributed control of a flywheel energy storage system subject to unreliable communication network. **Energy Reports**, v. 8, p. 11729–11739, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.014>>.

GEISSBÜHLER, L. et al. Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, Part 1: Plant description and tests with sensible thermal-energy storage. **Journal of Energy Storage**, v. 17, p. 129–139, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.004>>.

GRAZZINI, G.; MILAZZO, A. Thermodynamic analysis of CAES/TES systems for renewable energy plants. **Renewable Energy**, v. 33, n. 9, p. 1998–2006, 2008.

HASSAN, A. et al. Optimal sizing and energy scheduling of grid-supplemented solar PV systems with battery storage: Sensitivity of reliability and financial constraints. **Energy**, v. 238, p. 121780, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121780>>.

HE, W. et al. Study of cycle-to-cycle dynamic characteristics of adiabatic Compressed Air Energy Storage using packed bed Thermal Energy Storage. **Energy**, v. 141, p. 2120–2134, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.016>>.

HE, W.; WANG, J.; DING, Y. New radial turbine dynamic modelling in a low-temperature adiabatic compressed air energy storage system discharging process. **Energy Conversion and Management**, v. 153, n. September, p. 144–156, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.059>>.

HOUSSAINY, S. et al. Thermodynamic analysis of a high temperature hybrid compressed air energy storage (HTH-CAES) system. **Renewable Energy**, v. 115, p. 1043–1054, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.038>>.

HUANG, J. et al. Failure mode and effect analysis improvement: A systematic literature review and future research agenda. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 199, n. January 2019, p. 106885, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.106885>>.

HUANG, X. et al. A review on risk assessment methods for maritime transport. **Ocean Engineering**, v. 279, n. March, p. 114577, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.114577>>.

HUGGINS, R. A. **Energy storage: Fundamentals, Materials and Applications**. 2nd. ed. Stanford, USA: Springer International Publishing AG Switzerland, 2016.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V. de; PEREIRA JUNIOR, A. O. A review of seasonal pumped-storage combined with dams in cascade in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, n. November 2016, p. 385–398, 2017. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.255>>.

HWAN YUN, M. et al. Development of a systematic checklist for the human factors evaluation of the operator aiding system in a nuclear power plant. **International Journal of Industrial Ergonomics**, v. 25, n. 6, p. 597–609, 2000.

IAEA. **Component reliability data for use in probabilistic safety assessment**. [s.l: s.n.].

IBRAHIM, H. et al. **Energy Storage – Technologies and Applications**. 1st. ed. [s.l: s.n.]

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems — Characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 1221–1250, 2008.

Disponível em: <www.elsevier.com/locate/rser>.

IEA. **Technology Roadmap**. [s.l: s.n.].

IEA. **World Energy Outlook 2022** IEA Publications. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>>.

IEA. **Electricity Market Report 2023** IEA Publications. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<www.iea.org>.

IEEE. **IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems**. 1st editio ed. New York, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2007. v. 2007

ISMAIL, K. A. R.; STUGINSKY, R. Parametric study on possible fixed bed models for pcm and sensible heat storage. **Applied Thermal Engineering**, v. 19, n. 7, p. 757–788, 1999.

JAFARIZADEH, H.; SOLTANI, M.; NATHWANI, J. Assessment of the Huntorf compressed air energy storage plant performance under enhanced modifications. **Energy Conversion and Management**, v. 209, n. March, p. 112662, 2020. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112662>>.

JIN, J. X. et al. A superconducting magnetic energy storage with dual functions of active filtering and power fluctuation suppression for photovoltaic microgrid. **Journal of Energy Storage**, v. 38, n. March, p. 102508, 2021. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102508>>.

JOHNSON, P. M. **Assessment of compressed air energy storage system (CAES)**. 2014. The University of Tennessee at Chattanooga, 2014.

JON SORENSON. **Advanced Compressed Air Energy Storage: Technical Inputs Summary**. [s.l: s.n.].

JONES-LEE, M.; AVEN, T. ALARP - What does it really mean? **Reliability Engineering and System Safety**, v. 96, n. 8, p. 877–882, 2011. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.ress.2011.02.006>>.

KALAISELVAM, S.; PARAMESHWARAN, R. **Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability - Systems Design, Assessment and Applications**. 1st Editio ed. [s.l.] Academic Press, 2014.

KANG, J. et al. Risk assessment of floating offshore wind turbine based on correlation-FMEA. **Ocean Engineering**, v. 129, n. 154, p. 382–388, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.oceaneng.2016.11.048>>.

KARSU, Ö.; KOCAMAN, A. S. Towards the Sustainable Development Goals: A Bi-objective framework for electricity access. **Energy**, v. 216, 2021.

KASSAEE, S. et al. PART 1- techno-economic analysis of a grid scale Ground-Level Integrated Diverse Energy Storage (GLIDES) technology. **Journal of Energy Storage**, v. 25, n. February, p. 100792, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100792>>.

KAVADIAS, K. a.; APOSTOLOU, D.; KALDELLIS, J. K. Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network. **Applied Energy**, v. 227, n. August, p. 574–586, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.050>>.

KAVADIAS, K. A.; APOSTOLOU, D.; KALDELLIS, J. K. Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network. **Applied Energy**, v. 227, n. January 2017, p. 574–586, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.050>>.

KHAN, S. A. et al. A novel strategy of thermal management system for battery energy storage system based on supercritical CO₂. **Energy Conversion and Management**, v. 277, n. October 2022, p. 116676, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116676>>.

KHARE, S. et al. Selection of materials for high temperature latent heat energy storage. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 107, p. 20–27, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2012.07.020>>.

KHARE, S. et al. Selection of materials for high temperature sensible energy storage. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 115, p. 114–122, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2013.03.009>>.

KIM, K. O.; ZUO, M. J. General model for the risk priority number in failure mode and effects analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 169, n. September 2017, p. 321–329, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ress.2017.09.010>>.

- KING, M. et al. Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 139, n. September 2020, p. 110705, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110705>>.
- KIRILLIN, V. A.; SICHEV, V. V.; SCHEINDLIN, A. E. **Termodinámica Técnica**. URSS: Editorial Mir, 1976.
- KLEIN, S. A. **Engineering Equation SolverF-Chart Software, Box**. [s.l: s.n.].
- KOOHI-FAYEGH, S.; ROSEN, M. A. A review of energy storage types, applications and recent developments. **Journal of Energy Storage**, v. 27, n. July 2019, p. 101047, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>>.
- KOTAS, T. J. (University of L. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis**. 1st. ed. London, United Kingdom: Anchor Brendon Ltd, Tiptree, Essex, 1985. v. 20
- KYRIAKOPOULOS, G. L.; ARABATZIS, G. Electrical energy storage systems in electricity generation : Energy policies , innovative technologies , and regulatory regimes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 1044–1067, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.046>>.
- LA FATA, C. M. et al. Improved FMECA for effective risk management decision making by failure modes classification under uncertainty. **Engineering Failure Analysis**, v. 135, n. November 2021, p. 106163, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106163>>.
- LAMADRID, A. J. Optimal use of energy storage systems with renewable energy sources. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 71, p. 101–111, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.025>>.
- LANE, K.; GAGNON, G. Comparing quantitative probability of occurrence to a risk matrix approach: A study of chlorine residual data. **Water Research**, v. 218, n. April, p. 118480, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.watres.2022.118480>>.
- LETCHER, T. M. **Storing Energy with Special Sources, Renewable Energy**. Amsterdam, Netherlands: Elsevier Inc., 2016.
- LI, G.; ZHENG, X. Thermal energy storage system integration forms for a sustainable future. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 736–757, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.076>>.
- LI, R. et al. Energy distributing and thermodynamic characteristics of a coupling near-isothermal compressed air energy storage system. **Journal of Energy Storage**, v. 58, n.

November 2022, p. 106314, 2023. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106314>>.

LI, X.; PALAZZOLO, A. A review of flywheel energy storage systems: state of the art and opportunities. **Journal of Energy Storage**, v. 46, n. December 2021, p. 103576, 2022.

Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103576>>.

LI, Y.; ZHANG, L.; FENG, B. Optimization of thermal performance of high temperature sensible heat thermal energy storage system for direct steam generation : A simulation work.

Applied Thermal Engineering, v. 217, n. April, p. 119225, 2022. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2022.119225>>.

LIU, J.; WANG, J. A comparative research of two adiabatic compressed air energy storage systems. **Energy Conversion and Management**, v. 108, p. 566–578, 2016. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.049>>.

LOZANO, M. a.; VALERO, a. Theory of the exergetic cost. **Energy**, v. 18, n. 9, p. 939–954, 1993.

LU, L.; WANG, K.; HE, Q. Thermodynamic analysis of a novel isothermal compressed carbon dioxide energy storage system. **Journal of Energy Storage**, v. 61, n. February, p.

106826, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106826>>.

LUND, H.; SALGI, G. The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 5, p. 1172–1179, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.01.032>>.

LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, v. 137, p. 511–536, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>>.

MAHMUD, N.; ZAHEDI, A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 582–595, 2016. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.030>>.

MAHON, H. et al. A review of thermal energy storage technologies for seasonal loops.

Energy, v. 239, p. 122207, 2022. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122207>>.

MALICKI, J. et al. Patient safety in external beam radiotherapy - Guidelines on risk assessment and analysis of adverse error-events and near misses: Introducing the ACCIRAD project. **Radiotherapy and Oncology**, v. 112, n. 2, p. 194–198, 2014. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.radonc.2014.08.011>>.

MAMANI, V.; GUTIÉRREZ, A.; USHAK, S. Development of low-cost inorganic salt hydrate as a thermochemical energy storage material. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 176, n. May 2017, p. 346–356, 2018. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.10.021>>.

MANDAL, S.; HU, J.; SHI, S. Q. A comprehensive review of hybrid supercapacitor from transition metal and industrial crop based activated carbon for energy storage applications. **Materials Today Communications**, v. 34, n. December 2022, p. 105207, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2022.105207>>.

MASON, J. E.; ARCHER, C. L. Baseload electricity from wind via compressed air energy storage (CAES). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 2, p. 1099–1109, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.009>>.

MATOS, C. R.; SILVA, P. P.; CARNEIRO, J. F. Overview of compressed air energy storage projects and regulatory framework for energy storage. **Journal of Energy Storage**, v. 55, n. PD, p. 105862, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105862>>.

MAZLOUM, Y.; SAYAH, H.; NEMER, M. Dynamic modeling and simulation of an Isobaric Adiabatic Compressed Air Energy Storage (IA-CAES) system. **Journal of Energy Storage**, v. 11, p. 178–190, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.03.006>>.

MCGRAIL, B. P. et al. **Techno-economic Performance Evaluation of Compressed Air Energy Storage in the Pacific Northwest**. [s.l: s.n.].

MEHARI, A.; XU, Z. Y.; WANG, R. Z. Thermal energy storage using absorption cycle and system: A comprehensive review. **Energy Conversion and Management**, v. 206, n. December 2019, 2020.

MEI, S. W. et al. Design and engineering implementation of non-supplementary fired compressed air energy storage system: TICC-500. **Science China Technological Sciences**, v. 58, n. 4, p. 600–611, 2015.

MINUTILLO, M.; LAVADERA, A. L.; JANNELLI, E. Assessment of design and operating parameters for a small compressed air energy storage system integrated with a stand-alone renewable power plant. **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 135–144, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.10.002>>.

MIRÓ, L.; GASIA, J.; CABEZA, L. F. Thermal energy storage (TES) for industrial waste heat (IWH) recovery: A review. **Applied Energy**, v. 179, p. 284–301, 2016.

MISETA, T.; FODOR, A.; VATHY-FOGARASSY, Á. Energy trading strategy for storage-

based renewable power plants. **Energy**, v. 250, 2022.

MITALI, J.; DHINAKARAN, S.; MOHAMAD, A. A. Energy storage systems: a review.

Energy Storage and Saving, v. 1, n. 3, p. 166–216, 2022. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>>.

MOKHTARNAME, R. et al. Application of multivariable process monitoring techniques to HAZOP studies of complex processes. **Journal of Loss Prevention in the Process**

Industries, v. 74, n. October 2021, p. 104674, 2022. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.jlp.2021.104674>>.

MOSQUERA, G. et al. **Disponibilidad de Sistemas Industriales**. 2^a. Edición. Caracas, Venezuela: CENTRO DE ALTOS ESTUDIOS GERENCIALES, ISID, 1995.

MOUSAVI, S. B. et al. Transient thermodynamic modeling and economic analysis of an adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) based on cascade packed bed thermal energy storage with encapsulated phase change materials. **Energy Conversion and**

Management, v. 243, n. January, p. 114379, 2021. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114379>>.

MUKHERJEE, P.; RAO, V. V. Design and development of high temperature superconducting magnetic energy storage for power applications - A review. **Physica C: Superconductivity**

and its Applications, v. 563, n. March, p. 67–73, 2019. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.physc.2019.05.001>>.

N. SANTELO, T.; B. A. MONTEIRO, J. R. Revisão de Falhas e Tendências na Geração Eólica. p. 1–6, 2021.

NA, C. **World's First 100-MW Advanced Compressed Air Energy Storage Plant Connected to Grid for Power Generation**. Disponível em:

<https://english.cas.cn/newsroom/research_news/phys/202209/t20220930_321008.shtml>.

Acesso em: 20 jun. 2023.

NAKHAMKIN, M. et al. AEC 110 MW CAES Plant: Status of Project. **Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, v. 114, n. 4, p. 695–700, 1992.

NEWTON, S. I. **Trecho de uma carta de Newton para Robert Hooke, 1675**. .

NIU, S. et al. Impact of renewable energy penetration rate on power system transient voltage stability. **Energy Reports**, v. 8, p. 487–492, 2022. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.160>>.

OLABI, A. G. et al. Critical review of energy storage systems. **Energy**, v. 214, p. 118987, 2021a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>>.

OLABI, A. G. et al. Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review. **Journal of Energy Storage**, v. 34, n. October 2020, p. 102000, 2021b. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102000>>.

ONS. **Sumario Executivo 2021 PAR/PEL - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - 2022-2026**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/SumarioExecutivo_PARPEL_2021.pdf>.

ONS. **Transferência de Energia entre as Regiões N/NE E SE/CO para o ano 2027 com o bypass de BCS**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT-ONS DPL 0131-2023 - Limites NNE e SECO para 2027 com bypass BCS.pdf>>.

OPOLOT, M. et al. A review of high temperature (≥ 500 °C) latent heat thermal energy storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 160, p. 17, 2022. Disponível em:

<<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032122002118?token=EC85EEAD1DD68231D5063ADA40B6E39F8E9B6236F0581414CA9DAD3BA2E225144ADB9D15085B977589D08A55F6B0D946&originRegion=us-east-1&originCreation=20230503134837>>.

OREDA, O. P. **OREDA: Offshore Reliability Data Handbook**. [s.l.] SINTEF Industrial Management, 2002.

PAN, Z. et al. A discrete regenerative fuel cell mediated by ammonia for renewable energy conversion and storage. **Applied Energy**, v. 322, n. November 2021, p. 119463, 2022.

Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119463>>.

PEMEX. **Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso**. [s.l: s.n.].

Disponível em: <<http://sspa.pemex.com>>.

PERDOMO OJEDA, M.; SALOMÓN LLANES, J. **MANUAL DEL USUARIO DEL PROGRAMA INFORMÁTICO ASeC 1.2 (2007-2015)** Havana, Cuba, 2015. .

PIMM, A. J.; GARVEY, S. D.; DE JONG, M. Design and testing of Energy Bags for underwater compressed air energy storage. **Energy**, v. 66, p. 496–508, 2014. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.010>>.

PLUESS, D. N. et al. Joint applicability test of software for laboratory assessment and risk analysis. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 40, p. 234–240, 2016.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jlp.2015.12.026>>.

POPE, K.; DINCER, I.; NATERER, G. F. Energy and exergy efficiency comparison of horizontal and vertical axis wind turbines. **Renewable Energy**, v. 35, n. 9, p. 2102–2113,

2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.02.013>>.

PURBA, J. H. et al. Fuzzy probability based event tree analysis for calculating core damage frequency in nuclear power plant probabilistic safety assessment. **Progress in Nuclear Energy**, v. 125, n. March, p. 103376, 2020. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103376>>.

QIN, C.; LOTH, E. Liquid piston compression efficiency with droplet heat transfer. **Applied Energy**, v. 114, p. 539–550, 2014. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.005>>.

RABI, A.; RADULOVIC, J.; BUICK, J. Comprehensive Review of Compressed Air Energy Storage (CAES) Technologies. **Thermo**, v. 3, n. 1, p. 104–126, 2023.

RAFIK, F. et al. Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling. **Journal of Power Sources**, v. 165, n. 2, p. 928–934, 2007.

RAJPUT, P. et al. Risk priority number for understanding the severity of photovoltaic failure modes and their impacts on performance degradation. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 16, n. October, p. 100563, 2019. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100563>>.

RAZMI, A. et al. Thermodynamic and economic investigation of a novel integration of the absorption-recompression refrigeration system with compressed air energy storage (CAES).

Energy Conversion and Management, v. 187, n. January, p. 262–273, 2019.

RAZMI, A. R.; JANBAZ, M. Exergoeconomic assessment with reliability consideration of a green cogeneration system based on compressed air energy storage (CAES). **Energy Conversion and Management**, v. 204, n. October 2019, p. 112320, 2020. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112320>>.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586–598, 2015.

RENJITH, V. R. et al. Fuzzy FMECA (failure mode effect and criticality analysis) of LNG storage facility. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 56, n. November 2017, p. 537–547, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jlp.2018.01.002>>.

RODRÍGUEZ, D. et al. Energy and Exergetic Analysis of a Gas Microturbine Based Cogeneration System and a Double Effect Absorption Cooling System. (M. de Jesús Martínez, Ed.) In: XIV Congresso Ibero-Americano de Ingeniería Mecánica, Cartagena de Indias, Colombia. **Anais...** Cartagena de Indias, Colombia: División de Publicaciones UIS,

2019.

RODRÍGUEZ, D. et al. Análise Energética e de Confiabilidade de um Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica com Ar Comprimido a Volume Constante. In: I Congresso Nacional de Energias, Exergia e Sustentabilidade, Natal, Rio Grande do Norte. **Anais...** Natal, Rio Grande do Norte: 2020. Disponível em:

<<https://drive.google.com/file/d/1rj9H6gB3DBjPiB4JosxwqsXp2LSyM3jW/view>>.

ROGERS, A. et al. Compressed air energy storage: Thermodynamic and economic review. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, v. 2014-October, n. October, p. 0–4, 2014.

ROUNDEJ, K.; SAMADANI, E.; FRASER, R. A. CAES by design: A user-centered approach to designing Compressed Air Energy Storage (CAES) systems for future electrical grid: A case study for Ontario. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 35, n. November 2018, p. 58–72, 2019. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.05.008>>.

RUFER, A. **Energy Storage - Systems and Components**. Florida, USA: CRC PRESS, 2018. v. 20

RYU, J. Y. et al. A novel liquid air energy storage system using a combination of sensible and latent heat storage. **Applied Thermal Engineering**, v. 203, n. December 2021, p. 117890, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117890>>.

SADEGHI, S.; ASKARI, I. B. Prefeasibility techno-economic assessment of a hybrid power plant with photovoltaic, fuel cell and Compressed Air Energy Storage (CAES). **Energy**, v. 168, p. 409–424, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.108>>.

SAGHAFI, M.; GHOFRANI, M. B. Accident management support tools in nuclear power plants: A post-Fukushima review. **Progress in Nuclear Energy**, v. 29, n. 6, p. 1196–1202, 2016.

SAIKIA, B. K. et al. A brief review on supercapacitor energy storage devices and utilization of natural carbon resources as their electrode materials. **Fuel**, v. 282, n. April, p. 118796, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118796>>.

SALVINI, C. Performance assessment of a CAES integrated into a gas- steam combined plant. **Energy Procedia**, v. 136, p. 264–269, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.280>>.

SALVINI, C.; GIOVANNELLI, A. Techno-economic comparison of diabatic CAES with artificial air reservoir and battery energy storage systems. **Energy Reports**, v. 8, p. 601–607,

2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.03.170>>.

SALVINI, C.; GIOVANNELLI, A.; SABATELLO, D. Analysis of diabatic compressed air energy storage systems with artificial reservoir using the levelized cost of storage method.

International Journal of Energy Research, p. 1–15, 2020.

SCHOENUNG, S. M.; HASSENZAHL, W. **Long vs . Short-Term Energy Storage : Sensitivity Analysis A Study for the DOE Energy Storage Systems Program Sandia National Laboratories**. [s.l: s.n.].

SCHULTE, R. H. et al. **Lessons from Iowa: Development of a 270 Megawatt Compressed Air Energy Storage Project in Midwest Independent System Operator**. [s.l: s.n.].

SCIACOVELLI, A.; VECCHI, A.; DING, Y. Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage – From component to system level performance through dynamic modelling. **Applied Energy**, v. 190, p. 84–98, 2017. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.118>>.

SHALCHI, A. H. et al. New dtr line selection method in a power system comprising dtr, ess, and res for increasing res integration and minimising load shedding. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 14, n. 25, p. 6319–6329, 2020.

SHANMUGA PRIYA, M.; DIVYA, P.; RAJALAKSHMI, R. A review status on characterization and electrochemical behaviour of biomass derived carbon materials for energy storage supercapacitors. **Sustainable Chemistry and Pharmacy**, v. 16, n. February, p. 100243, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scp.2020.100243>>.

SHARMA, D.; MEHRA, R.; RAJ, B. Comparative analysis of photovoltaic technologies for high efficiency solar cell design. **Superlattices and Microstructures**, v. 153, n. February, p. 106861, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.spmi.2021.106861>>.

SHARSHIR, S. W. et al. Thermal energy storage using phase change materials in building applications: A review of the recent development. **Energy and Buildings**, v. 285, p. 112908, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.112908>>.

SINGLE, J. I.; SCHMIDT, J.; DENECKE, J. State of research on the automation of HAZOP studies. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 62, n. September, p. 103952, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jlp.2019.103952>>.

SPREAFICO, C.; RUSSO, D.; RIZZI, C. A state of the art review of FMEA/FMECA including patents. **Computer Science Review**, v. 25, p. 19–28, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cosrev.2017.05.002>>.

STAUBLY, R. K.; PEDRICK, G. a. **Seneca Compressed Air Energy Storage (CAES)**

Project - Final Phase 1 Technical Report. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<http://www.smartgrid.gov/document/seneca_compressed_air_energy_storage_caes_project>

.

SUBRIADI, A. P.; NAJWA, N. F. The consistency analysis of failure mode and effect analysis (FMEA) in information technology risk assessment. **Heliyon**, v. 6, n. 1, p. e03161, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e03161>>.

SWAIN, R. B.; KARIMU, A. Renewable electricity and sustainable development goals in the EU. **World Development**, v. 125, p. 104693, 2020. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2019.104693>>.

SZABLOWSKI, L. et al. Energy and exergy analysis of adiabatic compressed air energy storage system. **Energy**, v. 138, p. 12–18, 2017.

TAWALBEH, M. et al. A comprehensive review on the recent advances in materials for thermal energy storage applications. **International Journal of Thermofluids**, v. 18, n. March, p. 100326, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijft.2023.100326>>.

TEH, J.; LAI, C. M. Reliability impacts of the dynamic thermal rating and battery energy storage systems on wind-integrated power networks. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 20, p. 100268, 2019. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100268>>.

TER-GAZARIAN, A. G. **Energy Storage for Power Systems**. 2nd. ed. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2011.

THOMASSON, T. et al. Dynamic analysis of adiabatic CAES with electric resistance heating. **Energy Procedia**, v. 135, p. 464–471, 2017. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.506>>.

TOLA, V. et al. Performance assessment of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) power plants integrated with packed-bed thermocline storage systems. **Energy Conversion and Management**, v. 151, p. 343–356, 1 nov. 2017. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417307719>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

TONG, Z.; CHENG, Z.; TONG, S. A review on the development of compressed air energy storage in China: Technical and economic challenges to commercialization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 135, n. September 2019, p. 110178, 2021. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110178>>.

TORRES, A. et al. Aplicación de mantenimiento centrado en la confiabilidad a la Central

- Nuclear de Embalse. **Nucleus**, p. 24–29, 2010. Disponível em: <http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S0864-084X2010000100004&script=sci_arttext&tlng=pt>.
- TORRES, A.; RIVERO, J. de J. Methodology for Risk-Based Configuration Control of Nuclear Power Plant Operation. In: 14th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering, **Anais...**2012.
- URNS, S. R. **An Introduction to Combustion: Concepts and Applications**. 3rd. ed. New York, USA: McGraw-Hill, 2012.
- VILLARINI, M. et al. Optimization of photovoltaic maintenance plan by means of a FMEA approach based on real data. **Energy Conversion and Management**, v. 152, n. May, p. 1–12, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.090>>.
- VOLKANOVSKI, A.; ČEPIN, M.; MAVKO, B. Application of the fault tree analysis for assessment of power system reliability. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 94, n. 6, p. 1116–1127, 2009.
- WANG, H. et al. Enhancement of hydrogen storage performance in shell and tube metal hydride tank for fuel cell electric forklift. **International Journal of Hydrogen Energy**, n. xxxx, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.067>>.
- WANG, R.; WANG, J. Risk Analysis of Out-drum Mixing Cement Solidification by HAZOP and Risk Matrix. **Annals of Nuclear Energy**, v. 147, p. 107679, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.anucene.2020.107679>>.
- WANG, Z. et al. Design and thermodynamic analysis of a multi-level underwater compressed air energy storage system. **Journal of Energy Storage**, v. 5, p. 203–211, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.01.002>>.
- WANG, Z. et al. Comparison of underwater and underground CAES systems for integrating floating offshore wind farms. **Journal of Energy Storage**, v. 14, p. 276–282, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.11.001>>.
- WANG, Z.; DUAN, L.; ZHANG, Z. Thermoeconomic cost analysis on operation strategies of gas turbine combined cycle under off-design conditions. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 28, n. October, p. 101617, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101617>>.
- WOLF, D.; BUDT, M. LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage. **Applied Energy**, v. 125, p. 158–164, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.013>>.

- WRÓBEL, M.; KALINA, J. Preliminary evaluation of CAES system concept with partial oxidation gas turbine technology. **Energy**, v. 183, p. 766–775, 2019.
- WU, D. et al. Optimal bidding and scheduling of AA-CAES based energy hub considering cascaded consumption of heat. **Energy**, v. 233, p. 121133, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121133>>.
- WU, S. Heat energy storage and cooling in buildings. In: HALL, M. R. (Ed.). **Materials for Energy Efficiency and Thermal Comfort in Buildings**. [s.l.] Woodhead Publishing, 2010. p. 101–126.
- XIANG, L. et al. A novel isobaric adiabatic compressed air energy storage (IA-CAES) system on the base of volatile fl uid. **Applied Energy**, v. 210, n. November 2017, p. 198–210, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.009>>.
- XIAOSAN, Z. et al. Achieving sustainability and energy efficiency goals: Assessing the impact of hydroelectric and renewable electricity generation on carbon dioxide emission in China. **Energy Policy**, v. 155, n. August 2020, p. 112332, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112332>>.
- YAN, X. et al. Strategies to improve the energy efficiency of hydraulic power unit with flywheel energy storage system. **Journal of Energy Storage**, v. 59, n. November 2022, p. 106515, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106515>>.
- YANG, M. et al. High efficiency H₂O/LiBr double effect absorption cycles with multi-heat sources for tri-generation application. **Applied Energy**, v. 187, p. 243–254, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.067>>.
- YANG, T. et al. Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 139, n. September 2020, p. 110732, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732>>.
- YANG, Y. et al. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems : A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, n. January, p. 109–125, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047>>.
- YIN, B. et al. An economy and reliability co-optimization planning method of adiabatic compressed air energy storage for urban integrated energy system. **Journal of Energy Storage**, v. 40, n. March, p. 102691, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102691>>.
- ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 569–596, 2015. Disponível

em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>>.

ZHANG, H. et al. Design and control of a new power conditioning system based on superconducting magnetic energy storage. **Journal of Energy Storage**, v. 51, n. February, p. 104359, 2022a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104359>>.

ZHANG, J. et al. Performance analysis of diabatic compressed air energy storage (D-CAES) system. **Energy Procedia**, v. 158, p. 4369–4374, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.782>>.

ZHANG, J. W. et al. A review of control strategies for flywheel energy storage system and a case study with matrix converter. **Energy Reports**, v. 8, p. 3948–3963, 2022b. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.03.009>>.

ZHANG, X. et al. A near-isothermal expander for isothermal compressed air energy storage system. **Applied Energy**, v. 225, n. April, p. 955–964, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.055>>.

ZHANG, Z. et al. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 148, n. January, 2021.

ZHAO, P. et al. Energy, exergy, economic and environmental (4E) analyses of an integrated system based on CH-CAES and electrical boiler for wind power penetration and CHP unit heat-power decoupling in wind enrichment region. **Energy**, v. 263, n. PC, p. 125917, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125917>>.

ZHOU, S. et al. Performance analysis of a novel adiabatic compressed air energy system with ejectors enhanced charging process. **Energy**, v. 205, p. 118050, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118050>>.

ZHOU, Y. et al. An iterative method for evaluating air leakage from unlined compressed air energy storage (CAES) caverns. **Renewable Energy**, v. 120, p. 434–445, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.091>>.

ZITO, R. **Energy Storage - A New Approach**. Salem, Massachusetts: John Wiley & Sons and Scrivener Publishing LLC., 2010.

**APÊNDICE A – DADOS DE CAPACIDADE INSTALADA E GERAÇÃO ELÉTRICA,
FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA**

Tabela 24 – Capacidade instalada Energia Solar Fotovoltaica, 2010-2021

No.	Fonte	Ano base	Solar Fotovoltaica		Total MW
			MW	%	
1	BEN-2011	2010	1,00	0,00	113.327
2	BEN-2012	2011	1,00	0,00	117.135
3	BEN-2013	2012	2,00	0,00	120.973
4	BEN-2014	2013	5,00	0,00	126.743
5	BEN-2015	2014	15,0	0,01	133.913
6	BEN-2016	2015	21,0	0,01	140.858
7	BEN-2017	2016	24,0	0,02	150.338
8	BEN-2018	2017	935	0,60	157.112
9	BEN-2019	2018	1.798	1,10	162.840
10	BEN-2020	2019	2.473	1,45	170.118
11	BEN-2021	2020	3.287	1,88	174.737
12	BEN-2022	2021	4.632	2,55	181.610

Fonte: O autor

Tabela 25 - Capacidade instalada Energia Eólica, 2010-2021

No.	Fonte	Ano base	Eólica		Total MW
			MW	%	
1	BEN-2011	2010	928	0,82	113.327
2	BEN-2012	2011	1.426	1,22	117.135
3	BEN-2013	2012	1.886	1,56	120.973
4	BEN-2014	2013	2.202	1,74	126.743
5	BEN-2015	2014	4.888	3,65	133.913
6	BEN-2016	2015	7.633	5,42	140.858
7	BEN-2017	2016	10.124	6,73	150.338
8	BEN-2018	2017	12.283	7,82	157.112
9	BEN-2019	2018	14.390	8,84	162.840
10	BEN-2020	2019	15.378	9,04	170.118
11	BEN-2021	2020	17.131	9,80	174.737
12	BEN-2022	2021	20.771	11,4	181.610

Fonte: O autor

Tabela 26 – Geração elétrica Energia Solar Fotovoltaica, 2010-2021

No.	Fonte	Ano base	Solar Fotovoltaica		Total GWh
			GWh	%	
1	BEN-2011	2010	0,00	0,00	509.223
2	BEN-2012	2011	0,00	0,00	531.758
3	BEN-2013	2012	2,00	0,00	552.498
4	BEN-2014	2013	5,00	0,00	570.025
5	BEN-2015	2014	16,0	0,00	590.479
6	BEN-2016	2015	59,0	0,01	581.486
7	BEN-2017	2016	85,0	0,01	578.898
8	BEN-2018	2017	832	0,14	587.962
9	BEN-2019	2018	3.461	0,58	601.396
10	BEN-2020	2019	6.655	1,06	626.328
11	BEN-2021	2020	10.748	1,73	621.251
12	BEN-2022	2021	16.752,00	2,55	656.109

Fonte: O autor

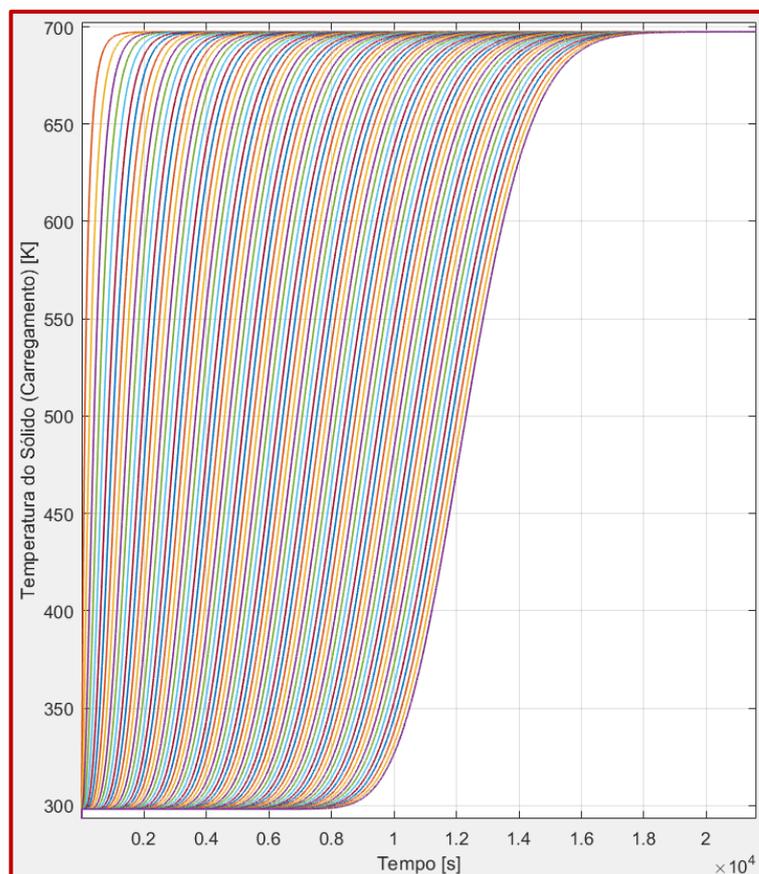
Tabela 27 – Geração elétrica Energia Eólica, 2010-2021

No.	Fonte	Ano base	Eólica		Total GWh
			GWh	%	
1	BEN-2011	2010	2.177	0,43	509.223
2	BEN-2012	2011	2.705	0,51	531.758
3	BEN-2013	2012	5.050	0,91	552.498
4	BEN-2014	2013	6.576	1,15	570.025
5	BEN-2015	2014	12.210	2,07	590.479
6	BEN-2016	2015	21.626	3,72	581.486
7	BEN-2017	2016	33.489	5,78	578.898
8	BEN-2018	2017	42.373	7,21	587.962
9	BEN-2019	2018	48.475	8,06	601.396
10	BEN-2020	2019	55.986	8,94	626.328
11	BEN-2021	2020	57.051	9,18	621.251
12	BEN-2022	2021	72.286	11,0	656.109

Fonte: O autor

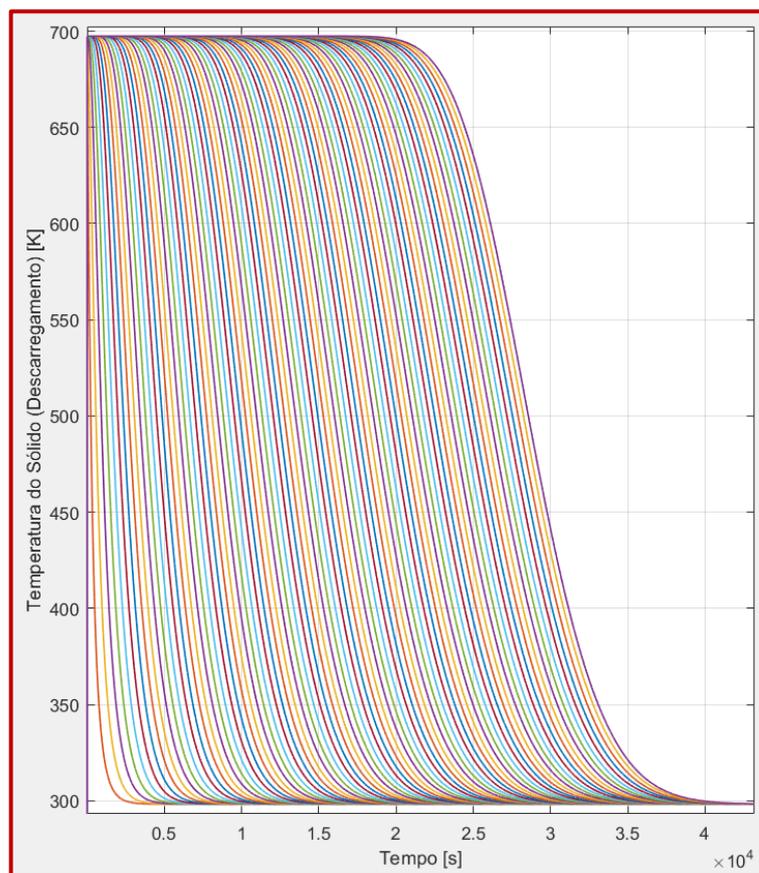
APÊNDICE B – GRÁFICOS DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA POR CALOR SENSÍVEL TIPO LEITO FIXO

Figura 67 - Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração triangular)



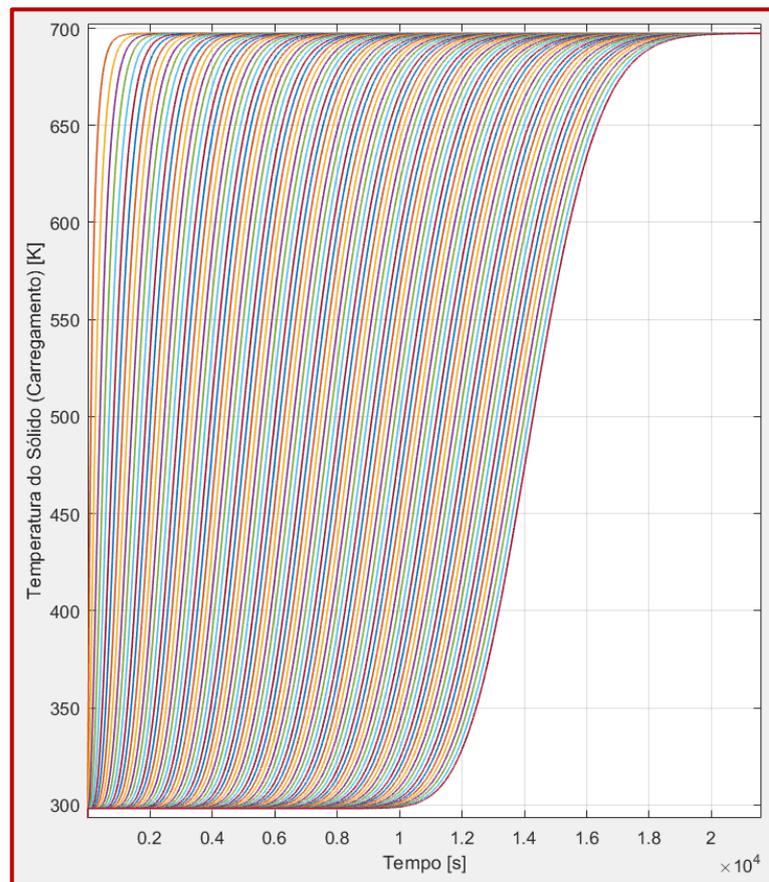
Fonte: O autor

Figura 68 - Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de descarregamento (Configuração triangular)



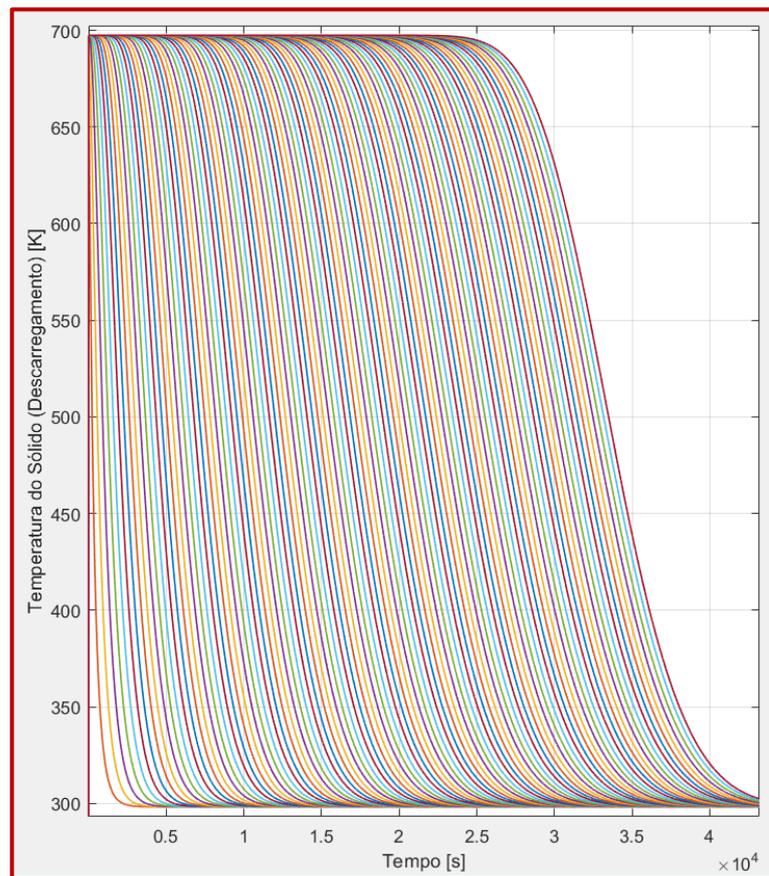
Fonte: O autor

Figura 69 - Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de carregamento (Configuração compacta)



Fonte: O autor

Figura 70 - Perfil de temperatura por camada (x) em cada instante de tempo (t) dentro do sistema TES, durante a etapa de descarregamento (Configuração compacta)



Fonte: O autor