



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WUANDA LETÍCIA DA SILVA MORAES

**GESTÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INTEGRADO COM
FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES**

DM: 22/23

**BELÉM – PA
JULHO DE 2023**

WUANDA LETÍCIA DA SILVA MORAES

**GESTÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INTEGRADO COM
FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, do Instituto de Tecnologia, da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Fontes Renováveis

Orientador: Prof^o Dr^o Ubiratan Holanda Bezerra

BELÉM – PA

JULHO DE 2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“GESTÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INTEGRADO COM FONTES
RENOVÁVEIS INTERMITENTES”**„

AUTORA: WUANDA LETICIA DA SILVA MORAES

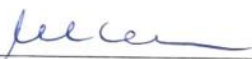
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRA EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 13/07/2023

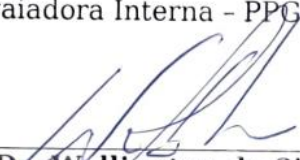
BANCA EXAMINADORA:



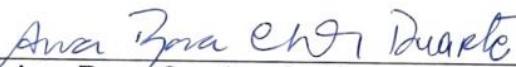
Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Orientador - PPGEE/UFPA)



Prof.ª Dr.ª Maria Emilia de Lima Tostes
(Avaliadora Interna - PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Wellington da Silva Fonseca
(Avaliador Interno - PPGEE/UFPA)



Prof.ª Dr.ª Ana Rosa Carriço de Lima Montenegro Duarte
(Avaliadora Externa ao Programa - FAQUI/UFPA)



Prof. Dr. Edson Ortiz de Matos
(Avaliador Externo ao Programa - FEEB/UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- M827g Moraes, Wuanda Letícia da Silva.
Gestão do Armazenamento de Energia Integrado com Fontes Renováveis e Intermitentes / Wuanda Letícia da Silva Moraes. — 2023.
109 f. : il. color.
- Orientador(a): Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2023.
1. Transição Energética. 2. Armazenamento de Energia. 3. Gerenciamento de Energia. 4. Mecanismo de carbono. 5. Descarbonização. I. Título.

CDD 621.31

Dedico este trabalho à Deus, por não me deixar vacilar os passos, por me sustentar a cada momento. Aos meus pais, Maria das Graças e Carlos Alberto, por sempre acreditarem, apoiarem e confiarem em mim. Aos meus sonhos, por serem a minha força propulsora, meu norte e guia. À minha criança interior, que sonhou chegar até aqui, e fazer ciência.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, e ao meu anjo da guarda, por sempre guiarem meus passos mesmo quando os caminhos parecem tortuosos e perdidos. Por fortalecerem minha fé, sustentarem meus sonhos e não deixarem minha esperança morrer. Por me ampararem diante as dificuldades, e nos momentos de alegria e triunfo não me deixarem esquecer do dever do serviço, e da humildade. Que a construção desse trabalho, e de todos os outros por vir, sejam para o engrandecimento da comunidade, e bem de todos.

Aos meus pais, pela confiança que sempre devotaram à mim. Pela dedicação ao longo de todos esses anos. Por me permitirem voar para longe, desde tão nova, em busca de conhecimento, e sempre terem um colo para a minha volta. Por apoiarem cada um dos meus mais loucos sonhos, por acreditarem em mim, quando eu mesma não mais acreditei. Por todo zelo e cuidado.

Ao meu orientador Prof^o Dr Ubiratan Holanda Bezzerra, pela confiança, apoio, e por acreditar em mim desde o momento da minha candidatura neste programa de pós-graduação. Agradeço também à Prof^a Dr^a Maria Emília Tostes, que acompanha a minha caminhada acadêmica a tantos anos, desde a graduação. À Prof^a Dr^a Ana Rosa Carriço, com quem, ainda que brevemente, pude desenvolver as ideias de mecanismos de carbono, no início da minha jornada nesta pós-graduação. Ao Prof^o Dr^o Ortiz, por estar na minha banca de trabalho de conclusão de curso na graduação, e agora na minha banca de mestrado. Ao Prof^o Dr^o Wellington Fonseca, por me acompanhar de perto neste último semestre, em que cursei sua disciplina, que muito contribui com a escrita deste trabalho.

Ao CEAMAZON, por me acolher, aos amigos que aqui fiz, onde dividimos conhecimentos e experiências ao longo dessa caminhada. Agradeço, especialmente, à Priscila Lobato por me apoiar, incansavelmente; ao Vinicius Borges, além de amigo, desde a graduação, por orientar meus primeiros passos na minha caminhada deste mestrado; ao Rodrigo Muniz e Izidio Carvalho, por compartilharmos conhecimento e troca de ideias, no início desta minha caminhada.

Por fim, agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica desta universidade, pela oportunidade de fazer parte deste programa. À UFPA, que há 10 anos, tanto tem me proporcionado em crescimento acadêmico, profissional e pessoal, muito do que hoje sou, foi proporcionado por esta instituição de ensino. À CAPES, por fomentar meus estudos em várias etapas da minha vida acadêmica, da graduação ao mestrado. À Norte Energia S. A, por financiar o projeto de P&D SIMA, base deste trabalho, e financiar o *software* de gestão do mesmo projeto.

Minha gratidão a todos que contribuíram para a minha caminhada, direto ou indiretamente, e que aqui não foram mencionados.

Que Deus os abençoe.

*“ Nada é tão nosso, quanto nossos sonhos”
(Friedrich Nietzsche)*

RESUMO

O presente trabalho aborda a configuração do armazenamento de energia integrado à fontes renováveis intermitentes, especialmente sistemas fotovoltaicos, conectados à rede de distribuição de energia elétrica. Este é resultado de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de Sistema Inteligente de Mobilidade Elétrica Multimodal na Região Amazônica (SIMA), desenvolvido no Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON), onde há uma mini rede com geração fotovoltaica, geração à diesel, eletro posto, armazenamento de energia e ponto de acoplamento com a rede CA da cidade universitária Profº Drº José da Silveira Netto. O gerenciamento da mini rede conta com a tecnologia de um inversor híbrido associado a um controlador de carga, capaz de informar e gerir a potência que está sendo gerada pelos arranjos FV, o estado de carga do banco de baterias, que também possui um gerenciamento próprio, através de BMS (*Battery Management System*); e a potência que está sendo injetada no barramento CA. De posse do estudo de caso, foram definidas as estratégias de gerenciamento de energia através do gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) no horário de ponta (*time shift*) com redução de 55% no custo total da fatura anual de 2022 do prédio do CEAMAZON. Além disso apresentou-se análise de viabilidade econômica através do fator de carga na ponta (FCp) com dados de VLP do PDE 2032, chegando em um resultado positivo e justificável para aplicação. Por fim, a análise de mecanismos de carbono chegou a um equivalente de sustentabilidade de 11 árvores típicas da Floresta Amazônica cultivadas pelo total de emissões evitadas em 2022 na cidade universitária; e um crédito de carbono 298,43 tCO_2 , correspondendo a R\$ 131.902,4 para o mercado de carbono.

Palavras-chaves: Transição Energética; Sistemas Fotovoltaicos; Armazenamento de Energia; Gerenciamento de Energia; Mecanismo de carbono; Descarbonização.

ABSTRACT

This work address the configuration of energy storage integrated to intermittent renewable sources, especially photovoltaic systems, connected to the electricity distribution network. This is the result of the Research and Development Project, “Multimodal Electric Mobility Intelligent System (R&D) Applied in the Amazon Region (SIMA)”, developed at the Amazon Energy Efficiency Center (CEAMAZON), where there is a mini electric network with photovoltaic generation, diesel generation, electric vehicles charging stations, energy storage and coupling point with the CA network of the university city Prof. Dr. José da Silveira Netto, of Federal University of Pará. The mini electric network management is accomplished by a hybrid inverter associated with a load controller, capable of informing and managing the power that is being generated by the FV arrangements, the charging state of the battery bank, which also has its own management, through the BMS (Battery Management System); and the power being injected into the AC bus. With the case study, management strategies were defined through demand-side energy management, time shift, with a 55% reduction in the total cost of the 2022 annual bill for the CEAMAZON building. In addition, an economic feasibility analysis was presented through the tip load factor (FCp) with PDE 2032 VLP , arriving at a positive and justifiable result for application. Finally, a carbon exchange analysis arrived at a sustainability equivalent of 11 trees typical of the Amazon rainforest cultivated for the total emissions avoided in 2022 in the university city; and a carbon credit 298.43 tCO₂, corresponding to R\$ 131,902.4 for the carbon market.

Keywords: Energy Transition; Photovoltaic Systems; Energy Storage; Energy Management; Low-carbon policies; Decarbonization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Temperatura média anual global em relação aos níveis pré – Revolução Industrial (1850-2021)	17
Figura 2 – Matriz energética global e projeção em porcentagem (%).....	19
Figura 3 - Capacidade instalada de geração a partir de energia renovável no mundo	20
Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira	21
Figura 5 – Infográfico da matriz energética brasileira	21
Figura 6 – Painel de perdas no SIN	22
Figura 7 – Esquemático de uma usina hidrelétrica reversível	30
Figura 8 – Capacidade mundial instalada de armazenamento de energia elétrica	33
Figura 9 – Configuração de um SS-CAES com carga remota	35
Figura 10 – Classificação do Hidrogênio em escala de cores	44
Figura 11 – Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento a partir de célula combustível à hidrogênio	45
Figura 12 – Diagrama de operação de uma rede elétrica com armazenamento de energia à célula combustível.....	45
Figura 13 – Diagrama simplificado de uma célula à combustível	46
Figura 14 – Combinação de Aplicações de Armazenamento.....	51
Figura 15 – Possibilidades de serviços prestados por baterias	52
Figura 16 – Curva de carga com SAE e aplicação de redução de demanda.....	56
Figura 17 – Gestão de consumo ponta e fora ponta com SAE.....	58
Figura 18 – Esquemática de Virtual Power Plant.....	58
Figura 19 – Diagrama unifilar da entrada da mini rede híbrida com os eletro postos.....	61
Figura 20 – Sistema Híbrido que compõe a mini rede do CEAMAZON.....	62
Figura 21 – Estrutura interna do eletrocentro	63
Figura 22 – Sistema de armazenamento de energia, inversores híbridos e baterias.....	63
Figura 23 – Gabinete B-BOX PRO 13,8	64
Figura 24 – Dados operacionais de um gabinete B-BOX PRO 13.8.....	64
Figura 25 – Esquemático da estrutura interna de um gabinete B-BOX PRO 13.8.....	65
Figura 26 - Estrutura interna de um gabinete B-BOX PRO 13.8.....	65

Figura 27 – Configuração do banco de baterias conectados diretamente ao inversor.....	66
Figura 28 - Configuração do banco de baterias conectados a caixa de combinação e posteriormente ao inversor	66
Figura 29 – Configuração banco de baterias e inversores híbridos SIMA	67
Figura 30 – Inversor Híbrido no modo de operação conectado à rede elétrica.....	68
Figura 31 - Inversor Híbrido no modo de operação desconectado da rede elétrica	69
Figura 32 – Inversor/carregador Quattro Victron Energy	70
Figura 33 – Esquemático de conexão do inversor/carregador ao banco de baterias	71
Figura 34 – Inversor/carregador utilizado no projeto SIMA.....	71
Figura 35 – Curvas típicas IxV e PxV de um gerador fotovoltaico	73
Figura 36 – Controlador de Carga MPPT 250 100 Tr empregado do projeto SIMA	73
Figura 37 – Detalhes do controlador de carga MPPT 250 Tr.....	74
Figura 38 – Color Control GX.....	74
Figura 39 – Conexão do Color Control GX	75
Figura 40 – Color Control GX empregado na mini rede projeto SIMA.....	76
Figura 41 – Login e menu do Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia em Banco de Baterias	77
Figura 42 – Home do Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia em Banco de Baterias	77
Figura 43 – Menu de navegação do GSAE	78
Figura 44 – Grandezas monitoras pelo GSAE	79
Figura 45 – Monitoramento do nível de carregamento do gabinete 08 do banco de baterias ..	79
Figura 46 – Monitoramento da tensão no barramento CC	80
Figura 47 – Alarmes disponíveis no GSAE	80
Figura 48 – Configuração tarifária do GSAE.....	81
Figura 49 – Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável.....	82
Figura 50 – Adequação das metas mensais aos perfis horários considerando fontes não controláveis.....	84
Figura 51 – Definição dos Recursos Energéticos Distribuídos	85
Figura 52 – Atual configuração do sistema elétrico de potência e tendências futuras.....	86
Figura 53 – Curva de carga típica de um dia no prédio CEAMAZON	88
Figura 54 – Diferença entre Tarifa A4 Verde ponta e fora ponta com impostos	89
Figura 55 – Consumo do prédio CEAMAZON ao longo do ano de 2022	90

Figura 56 – Relação consumo x fatura	91
Figura 57 – Fatura mensal x redução percentual com a presença do SAE.....	92
Figura 58 – Análise de FCp.....	94
Figura 59 – Relação entre custo de baterias com fator de carga na ponta.....	94
Figura 60 – Estimativa de emissão de CO2.....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das tecnologias de recursos de armazenamento	27
Tabela 2 –Resumo das aplicações de recursos de armazenamento no setor elétrico	28
Tabela 3 – Usinas Hidrelétricas Reversíveis Construídas no Brasil	31
Tabela 4 – Comparação entre as principais tecnologias empregadas em baterias	39
Tabela 5 – Tarifa Subgrupo A4 Verde	89
Tabela 6 - Consumo x Fatura - CEAMAZON	91
Tabela 7 – Fatura mensal.....	92
Tabela 8 – Fator de emissão de CO2 médio mensal.....	97
Tabela 9 – Fator médio anual de emissão de CO2	97
Tabela 10 – Estimativa de emissão de CO2 (tCO2) na mini rede do CEAMAZON	98
Tabela 11 – Tonelada equivalente de CO2 evitada em 2022 no prédio do CEAMAZON	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BMS	<i>Battery Management System</i>
CA	Corrente Alternada
CEAMAZON	Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia
FV	Fotovoltaico
GLD	Gerenciamento pelo lado da demanda
ODS	Objetivos do Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
SIMA	Sistema Inteligente Multimodal da Amazônia
UFPA	Universidade Federal do Pará
GEE	Gases do Efeito Estufa
ESG	<i>Environmental Social and Governance</i>
GW	Gigawatt
TW	Terawatt
MW	Megawatt
IEA	<i>International Energy Agency</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SE	Subestações
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIMA	Sistema Inteligente de Mobilidade Elétrica Multimodal na Amazônia

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Descrição do Problema	23
1.2 Justificativa	23
1.3 Objetivos	25
1.3.1 Objetivo Geral	25
1.3.2 Objetivos Específicos	25
1.4 Estrutura do Trabalho	25
2 TECNOLOGIAS ATUAIS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	26
2.1 INTRODUÇÃO	26
2.2 Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)	29
2.2.1 Usinas Hidrelétricas Reversíveis	29
2.2.2 Ar comprimido	33
2.2.3 Volantes de Inércia (Flywheel)	36
2.2.4 Baterias	38
2.2.5 Supercapacitores	41
2.2.6 Células Combustível	43
2.3 Aplicação dos Sistemas de Armazenamento (SAE)	47
2.3.1 Atendimento a cargas emergências e de ponta	52
2.3.2 Associação com unidades de geração	53
2.3.3 Arbitragem de Energia	54
2.3.4 Alternativa à Expansão do Sistema de Transmissão	54
2.3.5 Mitigação de restrições elétricas no curto prazo	55
2.3.6 Prestação de serviços ancilares	55

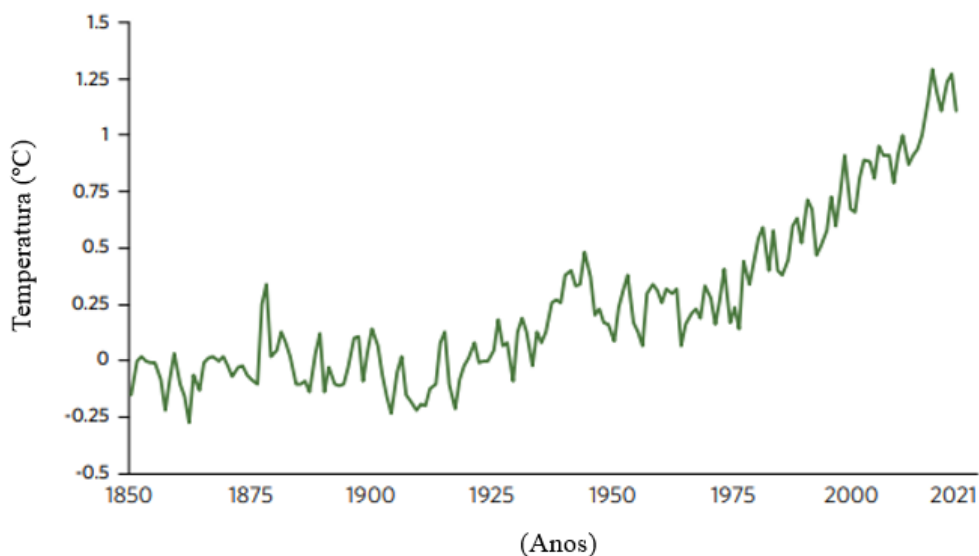
2.3.7 Sistemas de armazenamento de energia à bateria atrás do medidor	56
3 PROJETO SIMA MOBILIDADE, GERAÇÃO DE ENERGIA COM FONTES RENOVÁVEIS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA AMAZÔNIA	59
3.1 INTRODUÇÃO	59
3.2 Características da mini rede com Sistema Híbrido	59
3.3 Características do Sistema de Armazenamento de Energia.....	62
3.3.1 Banco de baterias.....	64
3.3.2 Inversores Híbridos	67
3.3.3 Controlador de Carga.....	72
3.3.4 Hardware para sistema de monitoramento	74
3.4 Sistema de gestão de armazenamento de energia em banco de baterias (SISGAE2B).....	76
3.5 Atendimento aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)	81
4 ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES	84
4.1 Introdução.....	84
4.2 Respostas de Demanda com configuração de SAE	87
4.3 Análise de viabilidade econômica	88
4.4 Mecanismos de Carbono	95
5 CONCLUSÃO	101
5.1 Considerações Finais	101
5.2 Trabalhos Futuros	103
5.3 Produções Acadêmicas	103
REFERÊNCIAS.....	104

1 INTRODUÇÃO

Por milênios, as energias renováveis derivadas do sol, água, e dos ventos foram a espinha dorsal do suprimento de energia para a maior parte da população humana. Esta realidade foi rapidamente mudada a partir da ascensão do carvão mineral, petróleo e gás natural nos séculos 19 e 20 (REN 21, 2022). Essas fontes de energia, são conhecidas como fontes fósseis e não renováveis, formadas há milhões de anos, a partir de matéria orgânica, submetida a condições especiais de temperatura e pressão (EPE b, 2023). A queima desses combustíveis provoca a emissão de gases poluentes e gases do efeito estufa (GEE).

Os GEE são importantes para o equilíbrio climático do planeta, pois são os compostos gasosos que aprisionam calor na atmosfera, o que é fundamental para a vida terrestre. No entanto, o desequilíbrio nas emissões desses gases, em um ritmo acelerado, promove o aquecimento global em um curto período de tempo. Em 2021, a temperatura média global aumentou cerca de 0,13°C em relação ao nível pré-Revolução Industrial (1850 – 1900), como pode ser observado na Figura 1, tornando-se um dos anos mais quentes já registrados (ONU b, 2023).

Figura 1 – Temperatura média anual global em relação aos níveis pré – Revolução Industrial (1850-2021)



Fonte: (ONU b, 2023)

Ainda, segundo a Organização das Nações Unidas (ONU), a energia é o principal contribuinte para as mudanças climáticas, responsável por grande parte das emissões globais de gases do efeito estufa, e chama atenção para a importância da transição energética.

A transição energética é o conceito criado que busca a transformação na matriz energética dos países, diminuindo a participação de combustíveis fósseis, promovendo ações de eficiência energética e investindo em armazenamento de energia. Esta apoia-se em profunda transformação tecnológica, com o estímulo a energias renováveis e sistemas inteligentes; transformações socioeconômicas e ambientais, com as políticas de baixo carbono, como o *Net Zero Carbon Emissions* (zero emissões líquidas de carbono) defendidas na COP 26 em Glasgow, redução e reaproveitamento de resíduos com a economia circular; transformação nas modalidades de serviços à sociedade com a possibilidade de trabalho remoto alterando, dessa forma, as curvas de cargas dos setores comerciais e residenciais; a adequação das indústrias e multinacionais as políticas de ESG (*Environmental, Social and Governance*) e a ascensão da mobilidade elétrica. A atual fase da transição energética é caracterizada pela descarbonização, descentralização e digitalização. A descarbonização foca nas emissões de carbono, a descentralização na geração de energia próximo ao consumidor e a digitalização significa a transformação digital, tanto de documentos, quanto de atividades e serviços (EPE a, 2023).

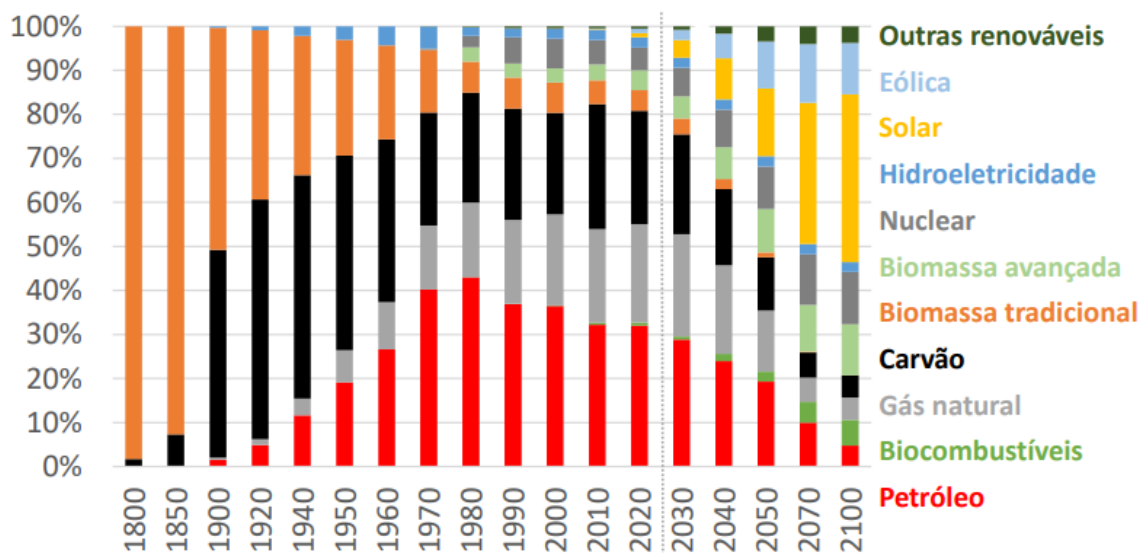
A partir de 2015, a ONU criou uma agenda onde reuniu 17 objetivos para o desenvolvimento sustentável do mundo até 2030 (ODS). O sétimo objetivo desta agenda, afirma a necessidade de energia acessível e limpa para todos. Além disso, afirma que este objetivo é central, pois interliga outros da agenda, focando no acesso universal, aumento da eficiência energética e aumento do uso da energia renovável.

Segundo o último *Global Status Report* (REN 21), o setor de energias renováveis continua a dar passos largos no mundo, impulsionado pelas gerações fotovoltaica e eólica. Essas modalidades de geração experimentam crescimento recorde em capacidade instalada de energia, apesar das consequências da pandemia de COVID 19 e do aumento dos preços globais de commodities, que perturbam as cadeias de fornecimento de matéria prima para desenvolvimento dessas tecnologias. Além disso, o papel das energias renováveis no fornecimento, segurança energética e soberania, substituindo os combustíveis fósseis tornou-se central nas discussões em 2022, uma vez que os preços da energia na Europa aumentaram acentuadamente como consequência das mudanças climáticas e invasão da Ucrânia pela Rússia.

Em 2021, a capacidade total instalada de geração a partir de fontes renováveis no mundo foi de 314,5 GW. Pela primeira vez, a geração solar fotovoltaica e eólica corresponderam a mais de 10% da injeção de energia elétrica no mundo. A parcela de energias renováveis aumentou de 19,7% em 2010, para 28,3% em 2021. Neste mesmo ano, a China tornou-se o primeiro país a ultrapassar 1 TW de capacidade instalada, correspondendo a 43% das adições globais de energia renovável. Outros, países além da China adicionaram cerca de 179 GW de novas capacidades instaladas em 2021, sendo liderada pelos Estados Unidos (42,9 GW), Índia (15,4 GW), Brasil (10,2 GW), Alemanha (7,3 GW) e Japão (7,2 GW). Ao final do ano, a China permaneceu como líder em capacidade acumulada em energia renovável, seguido dos Estados Unidos (398 GW), Brasil (160 GW), Índia (168 GW) e Alemanha (139 GW) (REN 21, 2022).

A Figura 2 apresenta o histórico da composição da matriz energética global. Percebe-se que a fonte energética predominante era a biomassa tradicional, mudando expressivamente na virada do século 20 com a ascensão do carvão mineral e petróleo, frutos da 1ª e 2ª Revolução Industrial. Em 1970 ocorre a crise do petróleo, com a descoberta de que este recurso era uma fonte finita, não renovável; como resposta de mercado, houve a elevação do preço do barril de petróleo, a formação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), e início dos conflitos geopolíticos.

Figura 2 – Matriz energética global e projeção em porcentagem (%)

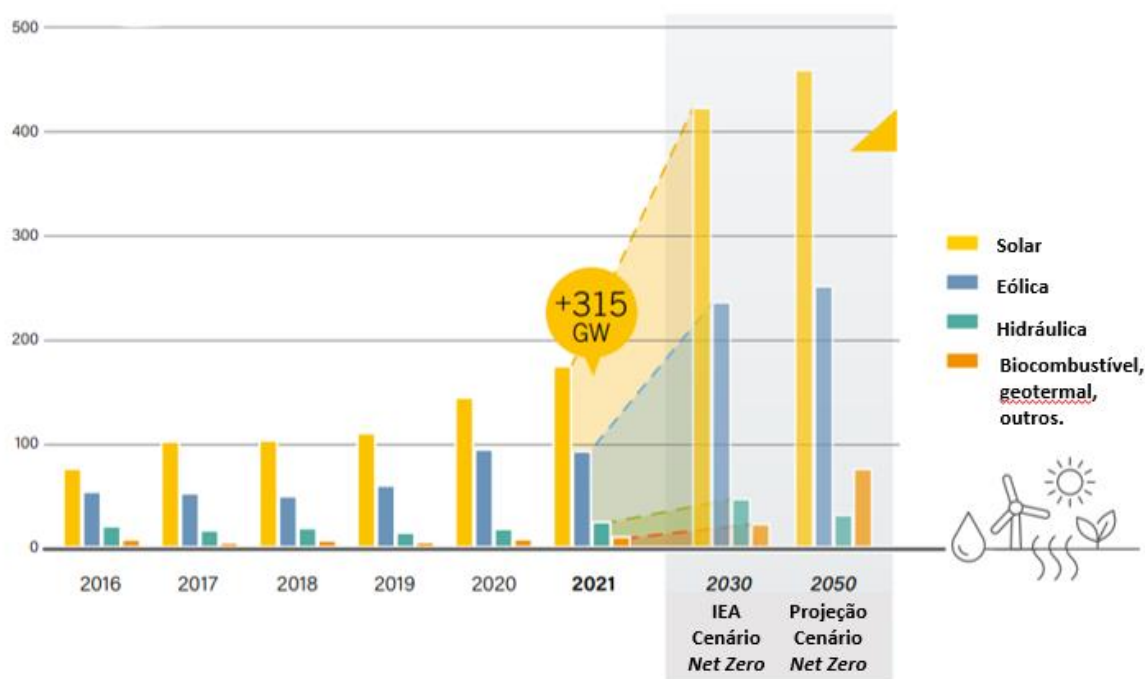


Fonte: (EPE c, 2023)

No mesmo período ascende o movimento *hippie* ou verde, como ficou conhecido, um movimento contracultura que levanta a pauta das questões ambientais. Assim, em 05 de junho de 1972, na capital da Suécia, Estocolmo, aconteceu a primeira Conferência da ONU sobre o

meio ambiente, e criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. É a partir da década de 70 que surge o conceito de transição energética, e somam-se os esforços para o desenvolvimento de tecnologias limpas, não emissoras; e criam-se as agendas ambientais com compromissos firmados para redução das emissões de GEE. A Figura 3, apresenta a capacidade instalada no mundo de fontes geradoras de energia à partir de fontes renováveis, base da transição energética mundial. Pela figura, fica claro que a tecnologia que desponta é a geração fotovoltaica, muito desse crescimento exponencial deve-se a sua capacidade modular de instalação e de fácil aplicabilidade na geração distribuída (desconsiderando as implicações e limitação técnicas à rede convencional). Todavia, sabe-se que de forma escalonar na transmissão de energia, à partir de fontes renováveis, mantém-se as hidrelétricas, aliadas a geração eólica.

Figura 3 - Capacidade instalada de geração a partir de energia renovável no mundo

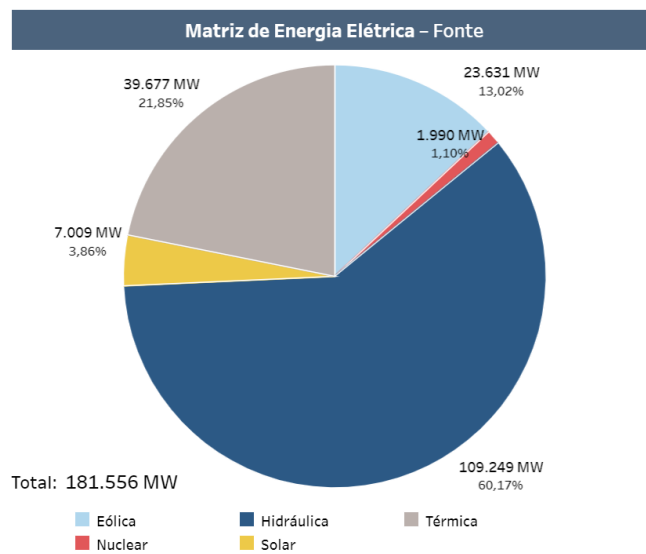


Fonte: (REN 21, 2022)

Historicamente o Brasil se destaca por ser um país com alto percentual de fontes renováveis de energia em sua oferta interna, quando comparado ao resto do mundo. Nos últimos 20 anos, a participação de renováveis na matriz energética brasileira manteve-se estável com valores superiores a 40%. A partir de 2015, as fontes renováveis retomam uma trajetória de crescimento com a expansão da oferta de derivados de cana, geração eólica e biodiesel, atingido 45% da matriz energética do país (EPE n, 2022).

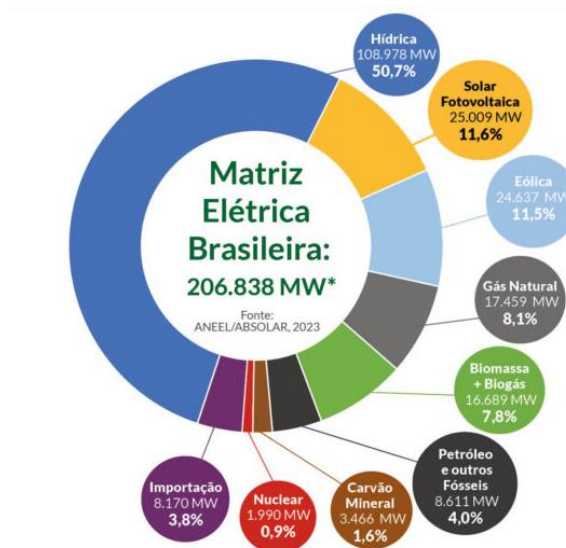
De acordo com os dados mais recentes do ONS, a capacidade instalada por tipo de fonte da matriz elétrica brasileira corresponde a 77,5% composta de fontes renováveis, sendo elas respectivamente as fontes hídricas, eólicas e fotovoltaicas. Por outro lado, dados do infográfico da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), apresentam a porcentagem da geração FV incluindo a mini e microgeração distribuída, elevando a mesma para 11,6%. Sendo assim, a matriz elétrica brasileira passa a corresponder em 81,6% por fontes renováveis, conforme os gráficos das Figuras 4 e 5.

Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: (ONS a., 2023)

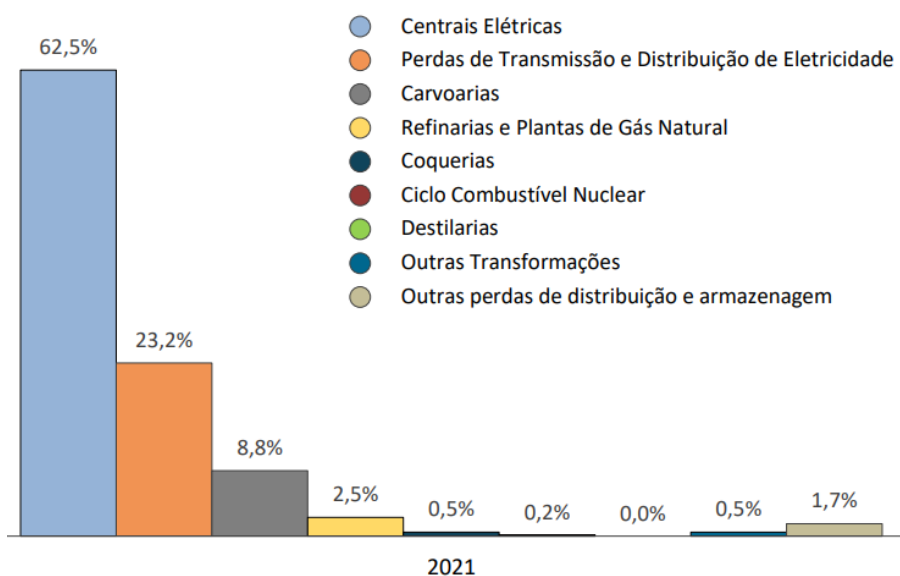
Figura 5 – Infográfico da matriz energética brasileira



Fonte: (ABSOLAR a, 2023)

Apesar de ter uma matriz energética predominantemente limpa, o Brasil perde em eficiência. Em 2021, a oferta interna de energia (OIE) registou um acréscimo de 4,5% em relação ao ano anterior. Esse acréscimo foi marcado pela significativa participação das fontes renováveis frente à crise hídrica, mantendo a matriz energética brasileira em um patamar renovável de 44,7%, muito superior ao restante do mundo. No entanto, do total de oferta OIE em 2021, 13% corresponderam a perdas. Esta parcela engloba as chamadas perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição, e as denominadas perdas não técnicas (ou administrativas) que consideram ligações irregulares/clandestinas, erros de medição, faturamento, unidades consumidoras sem medidor, entre outros. Conforme a Figura 06, percebe-se que a geração, transmissão e distribuição correspondem a quase 90% das perdas no SIN (perdas técnicas). Nesse contexto a geração distribuída, principalmente a partir das fontes renováveis, tem um grande impacto na redução destas perdas já que aproxima geração do consumidor, principalmente em um país de dimensões continentais. Além de postergar o investimento de CAPEX em construção de linhas de transmissão.

Figura 6 – Painel de perdas no SIN



Fonte: (EPE d, 2022)

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, a micro e minigeração distribuída está tornando-se a protagonista da expansão da oferta de eletricidade no Brasil, atendendo cerca de 3% do consumo cativo nacional, e quase 10% em algumas distribuidoras do país. Em 2021 a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas (EPE e, 2022).

1.1 Descrição do Problema

A grande inserção das fontes de energias renováveis nos sistemas elétricos carrega consigo o desafio de novas configurações de geração e despachabilidade de energia. Segundo a resolução 13.200/2022 da ANEEL, fontes despacháveis são aquelas que possuem viabilidade de controle variável de sua geração de energia, conforme a demanda. Dessa forma, os sistemas de armazenamento conferem confiabilidade e despachabilidade à operação das fontes intermitentes, garantindo o balanço energético instantâneo entre geração e demanda (Neto, 2019).

No cenário do armazenamento de energia, os sistemas a baterias íons-lítio, ganham destaque com a quedas dos preços, impulsionados principalmente pelo setor da mobilidade elétrica, e por seu desempenho operacional mais otimizado em relação as baterias chumbo-ácido.

No entanto, destaca-se um possível descompasso entre oferta e demanda em cenários mais verdes. Tecnologias limpas recebendo investimentos hoje são intensivas em alguns minerais críticos. A IEA projeta um aumento de quatro vezes na demanda mineral para tecnologias limpas até 2040 no cenário renovável, podendo chegar a seis vezes no *net zero*. A demanda de baterias pode mais do que setuplicar até 2030, especialmente pelo aumento de veículos elétricos e armazenamento estacionário. Todos os insumos das cadeias logísticas de baterias devem aumentar, requerendo um aumento expressivo na oferta, especialmente de minerais como lítio, níquel, cobalto e automóveis elétricos (EPE c, 2023).

Outro ponto crítico consiste na produção dos minerais requeridos para as tecnologias base da transição energética, os mesmos são mais concentrados geograficamente em comparação ao óleo e o gás, alcançando considerações geopolíticas ainda maiores. O processamento desses minerais críticos é ainda mais concentrado, com a China sendo responsável entre 40% e 80% por materiais como cobre, níquel, cobalto, lítio e terras raras (EPE c, 2023).

1.2 Justificativa

Como consequência da crescente participação das fontes renováveis na geração de energia, os sistemas de armazenamento também passaram a ser alvos de pesquisa e investimento. Tais sistemas estão sendo implementados em uma diversidade de escalas ao redor do mundo e com

diferentes formas de tecnologias, sendo elas: mecânicas (*pumped storage* e *flywheels*); químicas (células combustíveis), térmicas, além de supercapacitores e baterias.

Os sistemas de armazenamento com bateria cresceram rapidamente de menos de 1 GW em 2012, para mais de 17 GW no final de 2020, onde os Estados Unidos instalaram mais de 4,2 GW em 2021. Os custos de armazenamento caíram cerca de 90% na última década, de mais de US\$ 1.200 por kWh em 2010, para cerca de US\$ 130 por kWh no final de 2021 (REN 21, 2022). As quedas nos custos ajudaram a impulsionar o mercado, tornando-o competitivo para aplicações com as fontes renováveis, especialmente solar e eólica.

Além disso, os sistemas de armazenamento de energia por baterias podem fornecer serviços ancilares, antes restritos a grandes usinas centralizadas e despacháveis, como: estabilidade de tensão (especialmente em sobretensões ocasionadas por geração FV) e frequência (mais frequentes na geração eólica), modulação da qualidade de energia e aumento da eficiência do sistema. Também se torna possível realizar o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), onde há a gestão das fontes mais convenientes economicamente nos horários de ponta e fora de ponta, visto que o GLD influencia na curva de carga do consumidor, flexibilizando a gestão de carga e aumento da eficiência global da utilização de recursos da rede.

Diante deste cenário mundial e através da chamada estratégica de P&D nº 22/2018 sobre mobilidade elétrica da ANEEL, financiada pela Norte Energia S.A, o laboratório CEAMAZON desenvolveu o projeto de pesquisa Sistema Inteligente de Gestão Eficiente de Mobilidade Elétrica Multimodal da Amazônia (SIMA), implantado na cidade universitária José Silveira Netto da Universidade Federal do Pará (UFPA), o qual é objeto de estudo de caso a ser apresentado nesta dissertação.

O SIMA tem como objetivo o desenvolvimento de um sistema inteligente de mobilidade elétrica que conta com os modais ônibus elétrico, e barco elétrico-fotovoltaico. Além disso, possui uma mini rede composta por geração fotovoltaica, geração à diesel, armazenamento de energia, eletro postos e ponto de acoplamento com a rede CA do *campus* universitário José Silveira Netto da UFPA. O projeto abriu portas para o primeiro corredor verde da Amazônia, e um estudo completo que se debruça sobre várias frentes de conhecimentos de fronteira para a transição energética e os sistemas de distribuição do futuro, alinhados com os ODS 07, 11, 13 e 15 da agenda 2030; políticas de baixo carbono (*Net Zero Emissions*), eficiência energética, gerenciamento de energia, *smart grids*, entre outros.

A presente dissertação de mestrado analisa a configuração do sistema de armazenamento de energia após o medidor, associado à mini rede do SIMA. Assim como, busca-se definir estratégias de gerenciamento de energia, viabilidade econômica e políticas de baixo carbono.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo gerenciar sistemas de armazenamento de energia operando juntamente com geração fotovoltaica em mini rede.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ➔ Analisar o estado da arte e a viabilidade dos sistemas de armazenamento;
- ➔ Definir as estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda;
- ➔ Analisar a viabilidade econômica da configuração implementada;
- ➔ Definir estratégias de descarbonização e analisar os seus ganhos.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho estrutura-se da seguinte forma:

- **Capítulo 02 – Tecnologias atuais de armazenamento de energia:** neste capítulo será apresentado as atuais formas de armazenamento de energia, suas configurações, gerenciamentos e aplicabilidade;
- **Capítulo 03 – Projeto SIMA, um protótipo na Amazônia:** neste capítulo será apresentado o projeto P&D, sua configuração de construção e funcionamento;
- **Capítulo 04 – Estratégias de gerenciamento:** este capítulo apresenta as estratégias de GLD, viabilidade econômica e estratégias de baixo carbono.
- **Capítulo 05 – Conclusão:** apresenta-se as considerações finais e sugestão de trabalhos futuros.

2 TECNOLOGIAS ATUAIS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

2.1 INTRODUÇÃO

Os processos de modernização do setor elétrico mundial e brasileiro, com a maior inserção de fontes de geração renováveis e intermitentes nas matrizes elétricas, e de expressiva redução dos custos de baterias, têm acelerado o desenvolvimento de novos modelos de negócios baseados em recursos de armazenamento de energia elétrica (ABSOLAR b, 2021).

O desafio da imprevisibilidade de energia disponível através das fontes intermitentes, concentra-se no equilíbrio entre oferta e demanda, como já citado anteriormente. Nos sistemas de geração de energia convencionais, esse balanço é regulado permanentemente através do controle de frequência da corrente alternada (CA) em um determinado valor, geralmente 50 Hz ou 60 Hz. Quando o consumo excede a oferta, a carga adicional desacelera os geradores e a frequência cai. Um consumo menor do que a oferta reduz a carga do gerador, aumentando a frequência. Quando integrados às redes de distribuição, os sistemas de armazenamento de energia realizam duas funções: como “carga” quando estão acumulando energia elétrica; ou como “gerador” quando estão fornecendo energia para a rede.

Recursos de armazenamento de energia podem ser baseados em diversas tecnologias a partir da acumulação de energia potencial mecânica, térmica, química, eletroquímica e elétrica, conforme apresentado na Tabela 1. As soluções de armazenamento de energia podem ser distinguidas entre “soluções distribuídas”, normalmente localizadas diretamente nas instalações dos consumidores; ou “soluções centralizadas”, ou ainda “em escala de rede” (REN 21, 2022), sendo as configurações de grandes parques de armazenamento, normalmente situados junto a grandes centrais geradoras de energia elétrica.

Tabela 1 – Resumo das tecnologias de recursos de armazenamento

Fonte	Tecnologia	Potência Nominal (MW)	Densidade (Wh/kg)	Tempo de Descarga	Tempo de Resposta	Eficiência Energética (%)
Mecânica	Hidrelétrica reversível	10-3.000	0,5-1,5	Horas	Minutos	70-85
Mecânica	Ar comprimido	5-300	30-60	Horas	Minutos	41-75
Mecânica	<i>Flywheel</i>	0,01-0,25	5-80	Minutos	Segundos	90-95
Eletroquímica	Li-ion	0,05-100	120-230	Horas	Milissegundos	85-95
Eletroquímica	Sódio-enxofre	0,01-100	150-240	Horas	Milissegundos	75-90
Eletroquímica	Chumbo-ácido	0,01-100	30-50	Horas	Milissegundos	70-90
Eletroquímica	Fluxo	0,01-10	23-35	Horas	Milissegundos	60-75
Química	Hidrogênio	0,01-1.000	600-1.200	Horas	Segundos	30-50
Elétrica	Supercapacitor	0,01-1	0,05-15	Minutos	Milissegundos	85-95

Fonte: (ABSOLAR b, 2021)

Além disso, a depender da tecnologia empregada, os recursos de armazenamento possibilitam diversas aplicações técnicas e provêm diferentes serviços para os mercados de energia e capacidade, para o sistema elétrico, consumidores e demais agentes setoriais (ABSOLAR b, 2021), conforme ilustrado na Tabela 2.

Tabela 2 –Resumo das aplicações de recursos de armazenamento no setor elétrico

Classe	Aplicação	Proposta de valor	Tecnologia
Mercado de energia	Arbitragem de preço	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigação do risco de exposição financeira • Receitas eventuais com arbitragem de preço • Otimização do uso da rede 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio
	Integração de renováveis (<i>capacity firming</i> e <i>solar clipping</i>)		
	Despacho ótimo da geração		
Mercado de capacidade	Suprimento de reserva de capacidade	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigação dos riscos de corte de carga (<i>blackout</i>) e de geração (<i>curtailment</i>) • Redução do custo de operação do sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio
Serviços Ancilares	Regulação de frequência	<ul style="list-style-type: none"> • Mitigação dos riscos de corte de carga (<i>blackout</i>) e de geração (<i>curtailment</i>) • Redução do custo de operação do sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio • Flywheel • Supercapacitor
	Suporte de reativos		
	Reserva operacional		
	Auto-restabelecimento (<i>black start</i>)		
Redes de energia (transmissão e distribuição)	Postergação de investimento	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do custo de operação do sistema • Redução da frequência e duração de interrupções 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias eletroquímicas • Hidrogênio
	Gerenciamento de congestionamento		
	Ampliação da flexibilidade operativa e do nível de carregamento		
Consumo	Corte de pico de demanda (<i>peak shaving</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do custo do consumo de energia • Redução dos custos de conexão e de contratação de demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterias eletroquímicas • Sistemas de armazenamento térmicos (frio e calor)
	Gerenciamento de custos (<i>load shifting</i>)		
	Aumento de confiabilidade da energia		
	Aumento de qualidade da energia		
Sistemas isolados	<i>Stand alone</i>		
	Complementação de renováveis		
	Complementação de diesel		

Fonte: (ABSOLAR b, 2021)

Enquanto o cenário mundial caminhava a passos largos em estudos de viabilidade de sistemas de armazenamento junto aos seus sistemas elétricos, o Brasil enfrentava barreiras regulatórias. Em 2016, a ANEEL fez a sua primeira chamada de P&D Estratégico 21/2016 intitulada de “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”; o objetivo era criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura nacional. Em 2018, foi criada a chamada sobre a qual se sustenta este trabalho, P&D nº 22/2018, “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”. Todavia, somente em 2022, através da lei 14.300/2022 da ANEEL (Marco Legal para MMGD no Brasil) e instituição do conceito de fontes despacháveis, permitiu-se sistemas de geração de energia com baterias e sistemas híbridos no sistema elétrico brasileiro. No entanto os sistemas de armazenamento passarão por regulamentação específica, futuramente.

Neste segundo capítulo, serão apresentadas as atuais tecnologias de armazenamento de energia, bem como as suas possíveis aplicações no sistema elétrico de potência (SEP).

2.2 Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)

Um sistema de armazenamento de energia elétrica, acumula energia quando a produção excede à demanda em um determinado momento, permitindo utilizá-la para a geração quando esta situação se inverte, diminuindo assim o desperdício de energia. O armazenamento de energia elétrica requer a conversão em um outro tipo de energia (cinética, potencial e química) (Canales, *et al.* 2015).

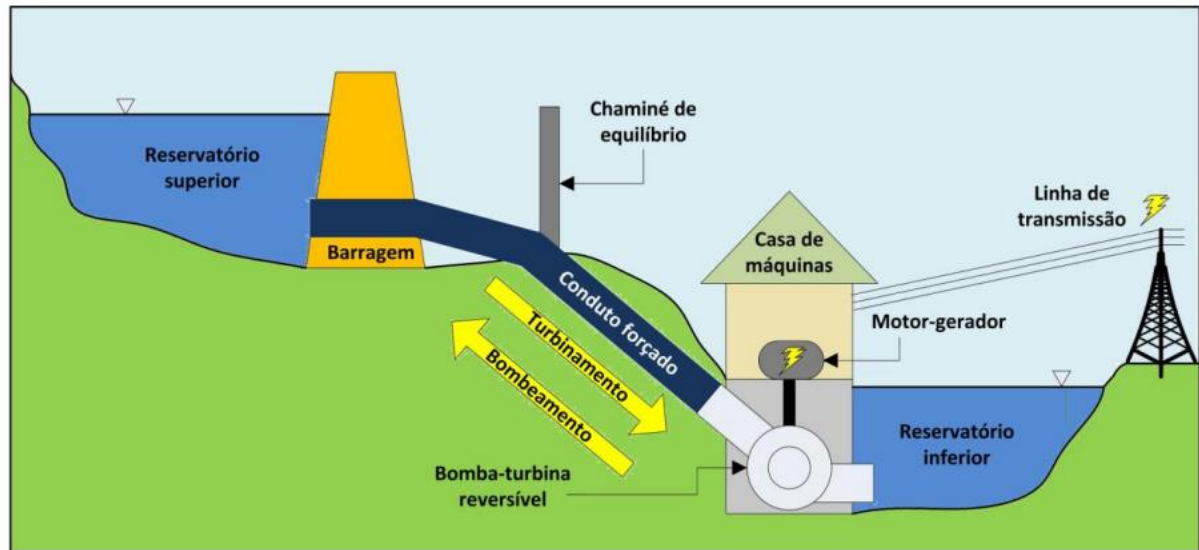
Atualmente existem em uso, ou em avançado estágio de desenvolvimento, as seguintes tecnologias de armazenamento de energia elétrica: ar comprimido, usinas hidrelétricas reversíveis, volantes, baterias, supercondutores, supercapacitores e células combustíveis.

Em 2021, ganhou destaque os sistemas de armazenamento de longa duração (LDES), lançado na COP-26 em Glasgow. Estes sistemas, *Long Duration Energy Storage Council*, buscam superar as variações de longo prazo no fornecimento de energia, particularmente as flutuações sazonais (REN 21, 2022); e teriam aplicabilidade específica, principalmente, nos sistemas de transmissão.

2.2.1 Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Baseada na maturidade da geração hidrelétrica tradicional, a tecnologia de armazenamento de energia das usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) é também conhecida como de armazenamento por bombeamento de água ou acumulação hidráulica (Canales, *et al.* 2015). Este sistema de acumulação consiste no bombeamento de água, desde um reservatório inferior para um superior, durante períodos de pequena carga utilizando energia excedente de qualquer outra fonte geradora do sistema. A Figura 7 apresenta um esquema com os componentes básicos de uma usina hidrelétrica reversível.

Figura 7 – Esquemático de uma usina hidrelétrica reversível



Fonte: (Canales, *et al.* 2015)

Basicamente, uma UHR é constituída por reservatórios (superior e inferior), condutos hidráulicos e instalações eletromecânicas de bombeamento/turbinamento. Os reservatórios podem ser constituídos de duas formas:

- Usinas por bombeamento puro, ou de “circuito fechado”; são aquelas que apresentam reservatórios independentes de um rio, de modo que um determinado volume de água oscile entre dois reservatórios, com um pequeno afluxo para restabelecer as perdas por evaporação e infiltração.
- Na segunda forma, os reservatórios são construídos no leito de um rio, sendo utilizadas por usinas hidrelétricas convencionais durante o dia, e para bombeamento durante a noite com o excedente de energia proveniente de outras fontes geradoras.

Múltiplos arranjos eletromecânicos têm sido implementados. A estrutura tradicional consiste em uma unidade geradora (turbina + gerador), separada de outra para bombeamento (motor + bomba). Para quedas maiores que 600 m se exige turbinas do tipo *Pelton*, para quedas menores, geralmente são utilizadas turbinas reversíveis. Para o atual estado de tecnologia, as máquinas eletromecânicas de uma UHR podem operar em modo síncrono quando estiverem gerando energia, e assíncrono quando estiverem acionando as bombas.

Para minimizar os efeitos da intermitência, as UHR armazenam em um reservatório superior o excedente de energia produzida nas horas de menor consumo, na forma de energia

potencial. Nos momentos de picos de demanda, a água acumulada é devolvida ao reservatório inferior para acionamento de turbinas e geração de energia elétrica. Esta compensação pode ser diária, semanal ou sazonal.

Na década de 1930 as usinas UHR estava amplamente disseminada ao redor do mundo, atingindo o seu apogeu construtivo entre as décadas de 1960 e 1980. A primeira turbina reversível do mundo aplicada em UHR foi instalada na Usina Elevatória de Pedreira, inaugurada em 1939 no Estado de São Paulo.

Apesar de ter sido o país onde foi instalada a primeira turbina reversível do mundo, o conceito das UHR no Brasil foi abandonado na década de 1970. A riqueza dos recursos naturais do país foi uma das principais razões, já que permitia dimensionar usinas hidrelétricas e reservatórios que tivessem potência instalada e volume suficiente para atender os picos de demanda, pelo menos até 2015. Outro fator para o abandono, foi a integração das diferentes regiões no Sistema Interligado Nacional (SIN), que possibilitou o aproveitamento não somente da variabilidade hidrológica sazonal e regional, como de demanda. Por fim, outra tendência, pressionada pelos impactos ambientais, são as construções de usinas à fio d'água, mitigando o impacto ocasionados pelas construções de usinas tracionais e reversíveis.

Até o ano de 2012, a *International Water Power & Dam Construction* listava quatro usinas reversíveis no Brasil, sendo elas listadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Usinas Hidrelétricas Reversíveis Construídas no Brasil

Nome	Inaugurada	Equipamento Projetado	Potência Turbinas (MW)	Potência Bombas (MW)	Altura de Queda (m)
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversível	14,8	13,3	24
Pedreira	1939	6 Francis reversíveis	78,5	42,6	25
Traição	1940	4 Kaplan reversíveis	7,3	9,4	4
Vigário	1952	4 Francis reversíveis	90,8	72,0	36

Fonte: (International Water Power & DAM, 2012)

A Usina Elevatória de Pedreira foi inaugurada em 1939, com a entrada em operação da primeira turbina reversível do mundo. A capacidade da UHR foi sendo ampliada gradativamente, com sua última unidade instalada em 1993. Até 2014, a usina possuía sete unidades geradoras reversíveis e uma unidade de bombeamento, com potência elétrica total de 100 MW dedicada ao bombeamento das águas do Canal de Pinheiros, lançando-as no

Reservatório *Billings*, em São Paulo. Todas as turbinas são do tipo *Francis* de motores síncronos, com capacidade de bombeamento de 395 m³/s, elevando as águas em 25 m.

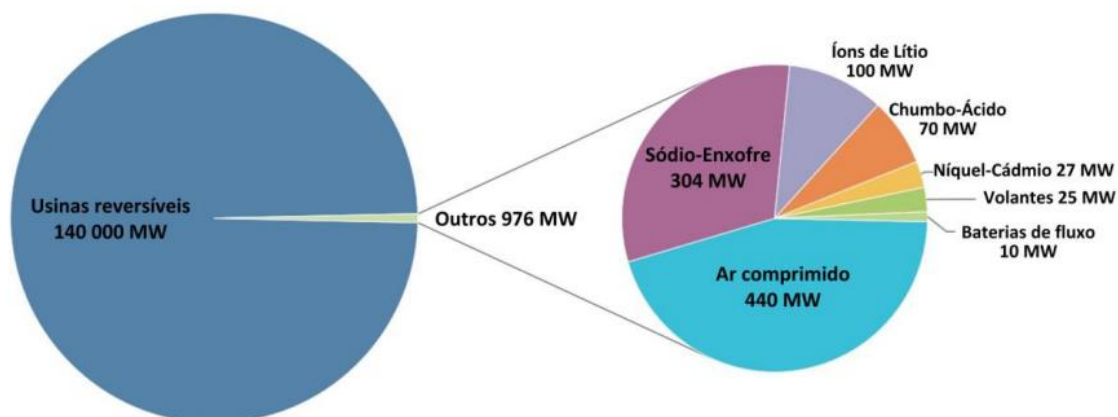
A Usina Elevatória de Traição foi inaugurada em 1940, afim de reverter o curso das águas do canal de Pinheiros, em São Paulo. A usina possui quatro unidades geradoras reversíveis do tipo *Kaplan* de eixo vertical, acionada por motores síncronos. A potência total é de 220 MW distribuídos igualmente entre suas unidades. A capacidade de bombeamento é de 280 m³/s, elevando as águas em cerca de 5m.

Em 1901 inaugurou-se a central hidrelétrica do Parnaíba, posteriormente denominada de Edgar Souza, situada na cachoeira do inferno, no rio Tietê. A capacidade instalada era de 2 MW. Em 1954 a antiga casa de força foi substituída por uma estação de recalque com unidades reversíveis. Com a implantação do Projeto Serra, a crista da barragem foi alterada de 711,4 m para 717,6 m, e a usina original foi substituída pela Usina Elevatória Edgar Souza. Esta foi desativada por condições ambientais em 1984, com a transferência da unidade reversível para a Usina Elevatória de Pedreira.

Por fim, inaugurada em 1952 e localizada no reservatório de Santana, no rio Piraí, Rio de Janeiro, a Usina Elevatória de Vigário eleva em quase 36 m as águas dos reservatórios, utilizando quatro turbinas reversíveis de 22 MW. A UHR de Vigário, geralmente funciona em modo de bombeamento, com capacidade de 188,8 m³/s. Esta usina, junto com a usina elevatória de Santa Cecília, viabiliza a transposição de parte das águas do rio Paraíba do Sul para a bacia do rio Guandu, garantindo o abastecimento de água para a região Metropolitana do Rio de Janeiro.

Até o ano de 2010, segundo a IEA, havia mais de 140 GW de potência instalada no mundo de UHR. Sendo assim, essa tecnologia representava aproximadamente 99% da capacidade instalada de armazenamento de energia para uso na rede elétrica, como mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Capacidade mundial instalada de armazenamento de energia elétrica



Fonte: (IEA, 2014)

Tendo em vista que as Usinas Hidrelétricas Reversíveis constituem uma tecnologia que permite a oferta de potência com a flexibilidade necessária para o atendimento à variação de carga no curto prazo, e considerando que no Brasil não existem estudos atualizados e com precisão adequada para o desenvolvimento desta modalidade de armazenamento, a EPE lançou em 2019 a “NT-006/2019: Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, afim de subsidiar estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico e definir aspectos regulatórios específicos para a inserção das UHR no SIN, atualmente inexistente.

2.2.2 Ar comprimido

O ar atmosférico consiste em uma mistura de gases, onde corresponde, aproximadamente, a 78% de Nitrogênio, 21% de Oxigênio e 1% de outros elementos. Sendo um gás, possui a propriedade de compressão e pode ser armazenado em reservatórios. Nesta condição, há um aumento no número de moléculas de ar por unidade de volume, portanto um aumento na pressão interna do reservatório. A compressão do ar requer o uso de uma fonte externa de energia, parte da qual é armazenada e devolvida ao sistema durante o processo de expansão (Pastuch, *et al.* 2020).

No armazenamento de energia por ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage – CAES*), a energia excedente das fontes geradoras em períodos de baixa demanda é utilizada para comprimir ar em cavernas, instalações subterrâneas ou tanques de armazenamento. Quando a demanda de energia aumenta, o ar comprimido é retirado do reservatório, aquecido,

e depois expandido em turbinas de alta pressão, onde o ar é misturado com um gás para o processo de combustão que irá acionar turbinas de baixa pressão, que por sua vez, estão acopladas mecanicamente a geradores elétricos (Canales, *et al.* 2015).

O ar pode ser comprimido a altas pressões (40 – 70 bar), em temperaturas próximas a ambiente, resultando em vantajoso volume. Os reservatórios de ar podem ser subterrâneos, como: cavernas em rocha, minas abandonadas e aquíferos naturais, sendo estes últimos a opção mais barata e utilizada (Canales, *et al.* 2015). Instalações de armazenamento de energia de ar comprimido que utilizam cavernas subterrâneas foram conectadas à rede nos últimos anos na província de Hebei (China) e Ontário (Canadá), e há vários projetos na Califórnia em diversos estágios de planejamento e desenvolvimento. Entre as iniciativas da Califórnia, há sob construção, um projeto de 500 MW (5 GWh) da *Hydrostor*, que visa construir cavernas projetadas artificialmente, permitindo que as instalações seja localizadas em uma ampla variedade de locais (REN 21, 2022). Ainda em 2009, a Dinamarca já estudava e planejava integrar o armazenamento à ar comprimido, junto aos seus parques eólicos. Até então, duas plantas de CAES haviam sido construídas, uma na Alemanha e outra em USA, com turbinas de 390 MW e 110 MW de capacidade, respectivamente (Lund, *et al.* 2009).

Além dessas configurações, a compreensão e armazenamento do ar pode ser realizada em tubos subterrâneos, a pressões entre 20 e 100bar. Todavia, devido ao alto custo associado ao armazenamento em tanques metálicos de alta pressão, esta modalidade está destinada a aplicações de geração em pequena escala.

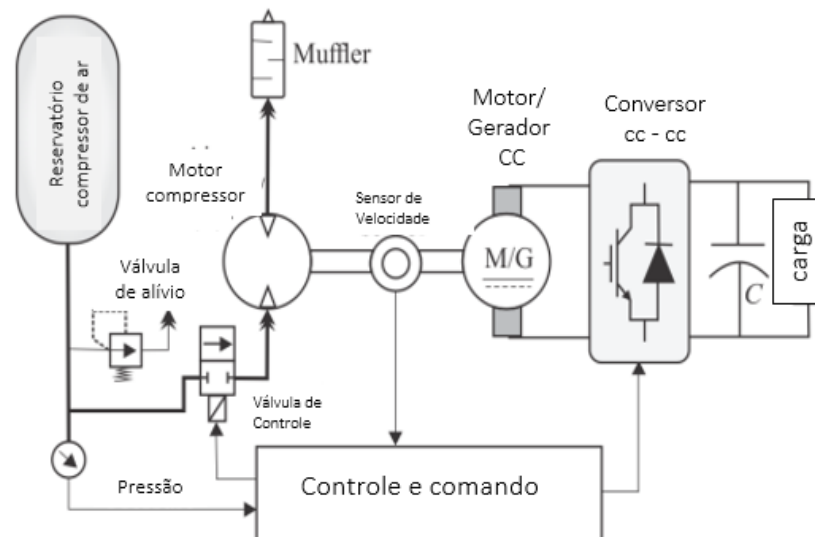
Entre as vantagens do CAES pode-se referir ao período de armazenamento podendo ultrapassar um ano, e ao pouco tempo necessário para o pôr o sistema em funcionamento pleno (entre 7 e 15 minutos). A principal desvantagem encontra-se na dificuldade de encontrar formações geológicas compatíveis com as necessidades do sistema de CAES.

Uma outra alternativa que vem sendo estuda para o armazenamento a ar comprimido é a *Small Scale Compressed Air Energy Storage* (SS-CAES). Armazenamento de energia a ar comprimido em pequena escala (SS-CAES) têm sido estudados como alternativa à substituição de baterias e UPS em sistemas autônomos, e em geração distribuída, especialmente em conjunto com fontes renováveis. A eletrônica de potência têm sido frequentemente utilizada como interface entre o sistema de armazenamento e a rede elétrica, possibilitando aplicar o armazenamento de energia em conjunto com a geração distribuída. Tais possibilidades têm estimulado o desenvolvimento de sistemas SS-CAES com estratégias de máximo rastreamento

de eficiência (MEPT), ou máximo rastreamento de potência (MPPT), uma vez que tanto a potência, quanto a eficiência de um SS-CAES variam dependendo de fatores como pressão, temperatura e vazão (Pastuch, *et al.* 2020).

A Figura 9, mostra um sistema de pequena escala onde o ar é tipicamente comprimido por uma unidade de compressão volumétrica (compressor) e armazenado sob pressão em tanques ao ar livre. Quando lançado para atmosfera, o ar armazenado é usado para mover um motor pneumático ou uma microturbina que, então, aciona um gerador de corrente contínua. A energia gerada é injetada na rede elétrica ou aplicada a uma carga remota utilizando conversores estáticos, responsáveis pelo processamento de energia elétrica gerada (Pastuch, *et al.* 2020).

Figura 9 – Configuração de um SS-CAES com carga remota



Fonte: (Pastuch, *et al.* 2020 – modificado pela autora)

Os sistemas SS-CAES não queimam combustível como em grandes sistemas, causando menos impactos negativos no meio ambiente em comparação às baterias eletroquímicas, que geram resíduos tóxicos e têm menos longevidade. No entanto, a densidade de energia e a eficiência desse sistema ainda é baixa, implicando em necessidade de maiores volumes de compressão de ar para fornecer a mesma quantidade em kWh de armazenamento, se comparado as baterias.

Outras possibilidades de aplicação em desenvolvimento são as soluções híbridas. Dentre as topologias híbridas destacam-se: *Compressed Air and Supercapacitors Energy Storage* (CASCES), ou seja, ar comprimido e armazenamento de energia em supercapacitores; e *Battery*

with Oil-Hydraulics and Pneumatics (BOP), que subdividem-se em tipo A e B, onde no tipo A os sistemas tem ciclos de compressão e expansão em gás selado; quanto no tipo B, são estabelecidos ciclos isotérmicos de compressão e expansão do ar atmosférico.

A aplicação CASCES, conta com a combinação de supercapacitores com o ar comprimido, permitindo melhor qualidade de energia entregue à carga, suavizando as flutuações iminentes da tensão de saída devido a possíveis variações de carga.

Na topologia BOP-A, o armazenamento de energia utiliza a pressão de reservatórios do tipo acumuladores hidráulicos, onde existem dois compartimentos: um para o gás, e outro para o fluido, separados por uma membrana ou pistão livre. Ao bombear óleo para o acumulador, a pressão no compartimento de óleo começa a subir, e assim, o deslocamento da membrana/pistão aumenta, reduzindo o volume do compartimento de gás, comprimindo-o. Neste tipo de aplicação, normalmente é utilizado um gás inerte, como nitrogênio, uma vez que a combinação de oxigênio e óleo sob pressão pode causar uma mistura explosiva.

Por fim, na topologia BOP-B, os processos de compressão e expansão do ar atmosférico são baseados na tecnologia de pistão líquido, onde a compressão é realizada por uma coluna de líquido que comprimi o gás presente em uma câmara de volume fixo. O fluido líquido, normalmente água ou óleo, é acionada por uma bomba hidráulica, sendo que a entrada de ar e a saída da câmara são controladas por válvulas pneumáticas.

2.2.3 Volantes de Inércia (*Flywheel*)

Os volantes de inércia são dispositivos mecânicos que armazenam energia cinética rotacional, utilizando grandes velocidades de rotação em um disco girante (rotor), para posterior conversão em energia elétrica. Quando o volante descarrega energia, o motor inverte o seu campo e passa a funcionar como gerador, reduzindo a velocidade de rotação. Em situações de carregamento, existe um aumento na velocidade do volante, acionado por um motor elétrico (Canales, *et al.* 2015).

As aplicações de FEES (*Flywheel Energy Storage System*) podem ser categorizadas de acordo com sua capacidade de potência e tempo de descarga (Xiaojun Li, *et al*, 2022). Além disso, podem ser classificadas de em função da sua velocidade rotacional: baixa velocidade (~ 5000rpm), média velocidade (~ 25000 rpm) e alta velocidade (> 25000 rpm); e inércia.

FESS de elevada inércia são considerados mais simples e baratos. Possuem um momento de inércia considerável, devido tanto à massa, como ao tamanho, e possuem uma velocidade máxima de rotação relativamente reduzida, normalmente abaixo de 5000 rpm. Parte da razão para não chegarem a velocidades elevadas se deve ao fato de ser constituído, normalmente, por aço. Outra razão são os rolamentos utilizados, normalmente mecânicos, cujas as perdas por atrito são elevadas. Para além de limitar a velocidade máxima, há também uma alta taxa de auto descarga. As suas melhores aplicações são as que possuem pouca restrição no tamanho e peso.

A segunda categoria, de alta velocidade, são caracterizadas por volantes que atingem velocidades muito elevadas, na ordem de 10^4 a 10^5 RPM (Proença, 2022); e possuem inércia moderada. Para chegar a essas velocidades são aplicados materiais como fibra de carbono, fibra de vidro, epóxi e outros compostos cerâmicos. Igualmente as chumaceiras e rolamentos metálicos têm sido aperfeiçoados para minimizar as perdas por atrito (Canales, *et al.* 2015). Como rolamentos mecânicos, as perdas por atrito são proporcionais à velocidade, estes têm sido substituídos por sistemas de levitação magnética à supercondutores, evitando o contato do volante aos demais componentes (Proença, 2022). Além disso, também afim de evitar as perdas por atrito, os invólucros do volante são selados a vácuo, eliminando o atrito com o ar (Canales, *et al.* 2015).

Comparado as baterias, o volante possui alta densidade de potência e menor custo por capacidade de energia. Além disso, devido as aplicações de rolamento magnético ativo (AMB), pode-se armazenar energia com alta eficiência por um longo período. Embora tenha sido estimado que depois de 2030, as baterias de íons lítio se tornem competitivas em termos de custo com qualquer outra alternativa de armazenamento, as FESS ainda serão competitivas para aplicações que necessitem de cargas/descargas frequentes em um grande número de ciclos (Xiaojun Li, *et al.*, 2022). Baterias possuem restrições a cargas/descargas rápidas, e as suas profundidades de descargas, afetando a saúde da mesma. As FESS, por sua vez, possuem um longo ciclo de vida, ampla faixa de temperatura de operação, liberdade de ciclos de carga/descarga, e maior densidade de potência. As FESS têm sido amplamente utilizadas em veículos elétricos, UPS, controles de tensão e frequência (Pathomchaiwat, *et al.* 2017).

2.2.4 Baterias

Baterias são a forma clássica de acumulação de energia através das reações eletroquímicas, onde acumulam energia em forma química e a converte em energia elétrica a partir de reações químicas. Além disso, estas podem ser categorizadas em primárias e secundárias, ou seja, não recarregáveis e recarregáveis. As baterias secundárias são utilizadas em diversas aplicações no sistema elétrico e são indicadas para situações que exijam respostas rápidas. As principais características das baterias secundárias são: alta energia específica, alta densidade de potência, baixa resistência, efeito memória não considerável e ampla faixa de eficiência de temperatura de operação (Campos, *et al.* 2022).

Diversas são as tecnologias empregadas em baterias, sendo as principais:

- a) **Baterias de Chumbo-Ácido:** são do tipo secundárias que empregam chumbo em meio ácido, como eletrólito, normalmente ácido sulfúrico. É o sistema de armazenamento à bateria mais maduro e com menor custo associado. São tradicionalmente utilizadas como *backup* em usinas e subestações, mantendo o barramento CC que normalmente alimenta a comunicação e proteção das SE. No entanto, possuem baixa densidade de energia, longo tempo de carga, baixo ciclo de vida e altas taxas de auto descarga. Além disso, por conter ácido, são altamente nocivas ao meio ambiente;
- b) **Baterias de Íon- Lítio:** do tipo secundárias, que operam através do movimento de íons-lítio (Li-íon) entre os eletrodos positivos e negativos. O alto custo inicial de investimento é um fator importante que limita a aplicação desta tecnologia. Para situações de alta variabilidade de carga/descarga, pode significar uma redução do seu ciclo de vida, e em altas temperaturas ou quando sobrecarregadas, podendo apresentar curtos-circuitos internos. A significativa queda no preço deste tipo de bateria, justifica-se, principalmente, pela alta empregabilidade nos veículos elétricos, e recentemente, ampla aplicação junto a fontes de geração de energia renovável;
- c) **Baterias de Fluxo:** também conhecidas como baterias de fluxo redox, são sistemas relativamente maduros. Neste tipo de bateria a acumulação é realizada através da reação entre dois eletrólitos líquidos. Ao contrário das baterias convencionais, os líquidos dos eletrólitos estão contidos em tanques separados, durante o ciclo de operação, esses eletrólitos são bombeados através do reator eletroquímico, onde há uma reação *redox*. Para esta tecnologia tem sido utilizada baterias de fluxo de vanádio, baterias de fluxo

híbrido Zn-Ce, Fe-Cr, e Zn-Br. Este tipo de bateria possui alta eficiência, longa vida útil e alta segurança, o que possibilitou seu rápido desenvolvimento nos últimos anos. No entanto, enfrenta restrições por conta de materiais críticos e alto investimento.

A Tabela 4 apresenta o resumo das principais tecnologias empregadas nos sistemas de armazenamento de energia a baterias.

Tabela 4 – Comparação entre as principais tecnologias empregadas em baterias

TECNOLOGIA	PRÓS	CONTRAS
Chumbo - ácido	<ul style="list-style-type: none"> • Maturidade tecnológica; • Baixo custo; • Alta potência específica; • Bom desempenho em baixas e altas temperaturas; • Recicláveis. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo de vida limitado; • Longo tempo de carga/descarga; • Elevada auto descarga; • Impacto ambiental adverso; • Densidade energética baixa.
Íons de Lítio	<ul style="list-style-type: none"> • Altas densidade de energia e eficiência; • Longo ciclo de vida; • Redução crescente dos custos; • Versatilidade. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo; • Necessidade de sistema de gerenciamento; • Impacto ambiental adverso.
Íons de Alumínio	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo; • Alta densidade de energia; • Abundância de material. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de sistema de gerenciamento; • Impacto ambiental adverso.
Fluxo de Vanádio	<ul style="list-style-type: none"> • Alta potência; • Longo ciclo de vida; • Curto tempo de carga/descarga. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo; • Requer manutenção; • Baixa densidade de energia; • Impacto ambiental adverso.
Enxofre – sódio	<ul style="list-style-type: none"> • Alta potência e eficiência; • Alta densidade de energia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo; • Sistemas de segurança; • Impacto ambiental adverso.

Fonte: (Campos, *et al.* 2022)

As baterias de íon-lítio, assim como, as de enxofre-sódio possuem densidade energética maior que as baterias de chumbo-ácido, íon-alumínio e fluxo vanádio; o que implica em uma concentração maior de energia em uma menor área ocupada. Ao comparar o tempo de descarga, percebe-se que as baterias de íon-lítio possuem o menor tempo entre as tecnologias analisadas, bem como possuem maior eficiência e vida útil. Apesar disso, estas necessitam de um sistema de gerenciamento para monitoramento dos seus parâmetros, além de impactar no meio ambiente no momento do seu descarte.

Por fim, as baterias de chumbo ácido são principalmente utilizadas em casos onde a relação custo-benefício e a confiabilidade são críticas, porém a densidade de energia e a vida útil não são relevantes.

De uma forma geral *Battery Energy Storage System* (BESS) são compostos por um banco de baterias, um sistema de monitoramento (*Battery Management System*, BMS), sistema de conversão de potência (*Power Conversion System*, PCS), sistema de gerenciamento de energia (*Energy Management System*, EMS) e um supervisor (*System Supervisory Control*, SSC). Os BESS são capazes de reagir as demandas de rede, quase que instantaneamente, mas também possuem a capacidade de operar por longas durações e tendo ampla faixa de armazenamento e capacidade de potência.

As baterias são dinâmicas por natureza, operando constantemente fora do estado de equilíbrio durante os seus ciclos (Lawder, *et al.* 2014). Descarregamentos extremos, aumento da temperatura (ambiente e operacional) e sobrecargas, podem acelerar a sua degradação, piorando o seu equilíbrio. Um BMS básico controla as baterias apenas para atender a demanda de energia. No entanto, utilizando modelos que trabalhem com as variáveis físicas das baterias, é possível estimar, com precisão, muitas variáveis internas que permitem ter uma compreensão completa do estado de carga (SOC) e do seu estado de saúde (SOH). Portanto, o BMS é responsável por operações seguras, gerenciando a temperatura, corrente, tensão, estado de carga (SOC) e estado de saúde (SOH). Além disso, em baterias de íon-lítio o BMS realiza o balanceamento da carga intercelular, controlando a vazão do eletrólito de acordo com a demanda de energia.

Em grandes sistemas de armazenamento de energia, conjuntos de baterias com BMS são combinados para criar uma BESS de grande capacidade. O SSC é a interface entre a rede e o BMS. As informações sobre as baterias são transmitidas do BMS para o SSC. Quando a rede demanda energia fornecida do BESS, o SSC escolhe o protocolo ideal para liberar a carga, enquanto estima o estado atual das baterias (Lawder, *et al.* 2014).

Durante certos períodos, a potência exigida pelas baterias pode ser mais flexível. Por exemplo, em aplicações de *peak shaving*, a potência de descarga é fortemente limitada, mas a potência de carregamento pode ser escolhida com base nas necessidades da BESS. Nesse sentido o BMS individual pode executar rotinas de otimização de carregamento, onde a SSC irá controlar a entrada de energia da rede.

2.2.5 Supercapacitores

Os capacitores convencionais ou eletrostáticos são dispositivos que armazenam energia pela formação de um campo elétrico quando submetidos à aplicação de uma diferença de potencial. São construídos a partir de eletrodos metálicos paralelos, separados por um material dielétrico (borracha, cerâmica, vidro, plástico) com um mecanismo de armazenamento de energia que se processa por fenômenos puramente eletrostáticos, na forma de campo elétrico que gera a polarização do dielétrico. Com isso, esses dispositivos apresentam densidade de potência e ciclabilidade elevadas, pois nenhuma reação química está envolvida nos processos de carga e descarga. Em contrapartida, esses capacitores apresentam baixa capacitância, da ordem de 10^{-6} F, o que os limita quando a exigência é atender novas tecnologias (Santos, 2020).

Os supercapacitores (SC), também conhecidos como ultracapacitores ou capacitores eletroquímicos de dupla camada (EDLC), são dispositivos que reúnem as características dos capacitores comuns e das baterias eletroquímicas, com a diferença de não incluir reações químicas no processo. Esta qualidade permite maximizar sua capacidade por ciclo, aumentar sua vida útil até 8-10 anos e facilitar sua reciclagem (Canales, *et al.* 2015).

O fenômeno da dupla camada elétrica (EDL) foi descrito pela primeira vez por Helmholtz em 1853, e patenteado por Becker (General Electric Company) em 1957, quando usou material de carbono poroso para formação de uma estrutura de dupla camada. Em 1971 a Nippon Electric Company licenciou um produto SC com *backup* de memória, dispositivo que marcou a primeira aplicação comercial (Zhang, *et al.* 2017).

Energia específica, potência específica, ciclo de vida, confiabilidade e segurança estão entre os critérios a serem considerados ao escolher o armazenamento de energia. As baterias recarregáveis, especialmente as baterias íons-lítio, são atualmente a opção mais difundida. No entanto, essa tecnologia possui alta densidade de energia, porém possui densidade de potência relativamente baixa e resistência interna relativamente alta. Além disso, o ciclo de vida das baterias é altamente suscetível as condições de corrente e carregamento. Por outro lado, os supercapacitores vem sendo ativamente estudados como uma promissora tecnologia de armazenamento, por possuírem alta densidade de potência, baixa resistência interna, ampla faixa de temperatura para operação e alta eficiência.

O armazenamento de energia em supercapacitores é realizado na forma de um campo elétrico entre dois eletrodos. Quando uma quantidade de cargas elétricas são acumuladas entre o primeiro eletrodo e eletrólito, a mesma quantidade de cargas com oposto de polaridade será induzida no segundo eletrodo, formando duas camadas carregadas com uma distância muito pequena (Andreev, 2020). Este é o mesmo princípio usado nos capacitores convencionais, com a exceção do material isolante, que é substituído por um eletrólito condutor (Canales, *et al.* 2015). Estruturalmente, um supercapacitor consiste em dois eletrodos separados por uma membrana que permite a mobilidade dos íons e evita o contato elétrico. Este mecanismo de armazenamento de energia não envolve mudanças químicas de fase ou composição. A característica de transferência de carga eletrostática resulta em alto grau de reciclabilidade. Em comparação com os capacitores convencionais, a alta capacitância dos SC se origina da área específica dos eletrodos, dos seus materiais construtivos e propriedades físicas (por exemplo, condutividade e porosidade). Materiais de carbono com alta área específica, condutores polímeros e óxidos metálicos constituem as principais categorias de materiais que compõem os eletrodos de SC. Particularmente, materiais de carbono têm sido empregados com sucesso em SC disponíveis comercialmente por conta de suas vantagens, como baixo custo, alta área específica, disponibilidade, boa condutividade, alta estabilidade eletroquímica e ampla faixa de temperatura operacional (Zhang, *et al.* 2017).

O parâmetro de porosidade, incluindo o tamanho do poro e sua distribuição também influenciam na capacitância do SC. Por exemplo, a capacitância tem seu potencial ótimo quando os eletrodos possuem poros do tamanho aproximado dos íons do eletrólito. Outro componente importante que afeta do desempenho do SC é o eletrólito que abrange a faixa de tensão, alta concentração iônica, alta estabilidade eletroquímica, baixa resistividade, baixa viscosidade, baixa volatilidade e baixo custo. Quanto ao eletrólito, ele pode ser aquoso, orgânico e iônico, cada um com seus pontos fortes e limitações. Normalmente, SC com eletrólito aquoso apresentam melhor desempenho em termos de capacitância e entrega de potência, uma vez que o eletrólito aquoso pode ter maior concentração iônica e menor resistência resultante. No entanto, a faixa de tensão do eletrólito aquoso é baixa, na faixa 1,2V. Em contrapartida, eletrólitos orgânicos oferecem uma faixa de tensão de 3,5V; e eletrólitos iônicos são normalmente resultantes de sais fundidos.

Esta tecnologia permite uma rápida carga e descarga devido à baixa resistência interna, em um processo reversível que pode ser repetido centenas de milhares de vezes, sem perda de eficiência. A energia armazenada deve ser usada rapidamente devido a da descarga diária

própria de aproximadamente 5%. Outra desvantagem é a variação da tensão com o nível de carga (Canales, *et al.* 2015).

Uma configuração vantajosa para supercapacitores é a sua combinação com baterias, HESS (*Hybrid Energy Storage System*). A principal vantagem dos supercapacitores é a sua capacidade de carregar e descarregar continuamente sem degradação, e a capacidade de operar em alta potência, se comparado as baterias (Andreev, 2020). Além disso, SC são ideais quando há necessidade de uma carga em curto prazo, enquanto baterias são frequentemente escolhidas para fornecer energia a longo prazo. Os SC podem fornecer energia ao sistema e absorver as correntes de surto, prolongando a vida útil da bateria. Ou seja, existem várias vantagens ao utiliza um HESS entre baterias e supercapacitores, como extensão da vida útil da bateria, aumento de eficiência, aumento da densidade de potência e confiabilidade do sistema.

2.2.6 Células Combustível

As células combustíveis são dispositivos eletroquímicos que geram energia elétrica a partir do hidrogênio, que pode ser proveniente de fontes renováveis (hidrogênio verde), ou ainda, a partir de combustíveis fósseis (*black hydrogen*). A Figura 10 traz a classificação do hidrogênio a partir da sua fonte primária. Para a transição energética, o armazenamento de energia deve ser baseado em hidrogênio verde, obtido à partir de fontes renováveis e livre de emissões.

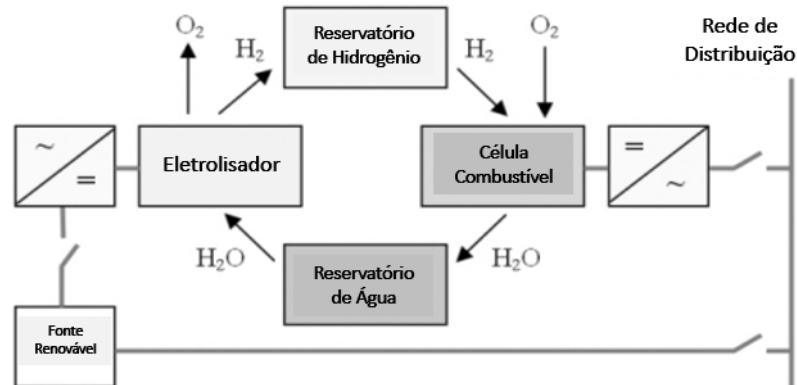
Figura 10 – Classificação do Hidrogênio em escala de cores

Cor	Classificação	Descrição
■	Hidrogênio Preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
■	Hidrogênio Marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
■	Hidrogênio Cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
■	Hidrogênio Azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS
■	Hidrogênio Verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar).
■	Hidrogênio Branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
■	Hidrogênio Turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO ₂
■	Hidrogênio Musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
■	Hidrogênio Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

Fonte: (EPE j., 2021)

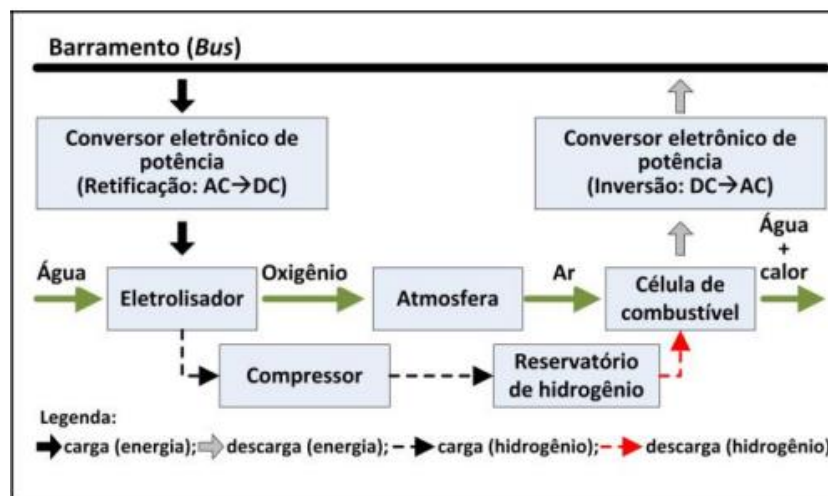
Para permitir o armazenamento de energia elétrica a partir de hidrogênio e fontes renováveis, o hidrogênio deve ser produzido a partir da eletrólise da água. Ou seja, toda vez que a carga do sistema elétrico estiver reduzida, a energia excedente será utilizada para realizar a eletrólise da água em um eletrolisador, o hidrogênio resultante será armazenado em um tanque, até que a demanda do sistema aumente. Segundo Canales *et al* (2015), o combustível (hidrogênio puro ou um gás rico em hidrogênio) é suprido no ânodo para que ocorra uma reação eletroquímica com o oxidante, geralmente oxigênio, suprido no cátodo. O eletrólito que se encontra entre os eletrodos permite o fluxo de íons, mas impede a passagem de elétrons, que são obrigados a percorrer um circuito externo, gerando corrente elétrica. Além da liberação de calor pela reação eletroquímica, a formação de água é o único elemento resultante da combinação entre o hidrogênio e oxigênio, sendo assim, esta tecnologia é uma das que desponta no cenário do *Net Zero* (zero emissões de carbono). Na Figuras 11 e 12, é possível observar como se dá a integração do armazenamento à partir de hidrogênio com ponto de acoplamento via conversores à rede convencional.

Figura 11 – Diagrama simplificado de um sistema de armazenamento a partir de célula combustível à hidrogênio



Fonte: (Moldrık, *et al.* 2009 – modificado pela autora)

Figura 12 – Diagrama de operação de uma rede elétrica com armazenamento de energia à célula combustível



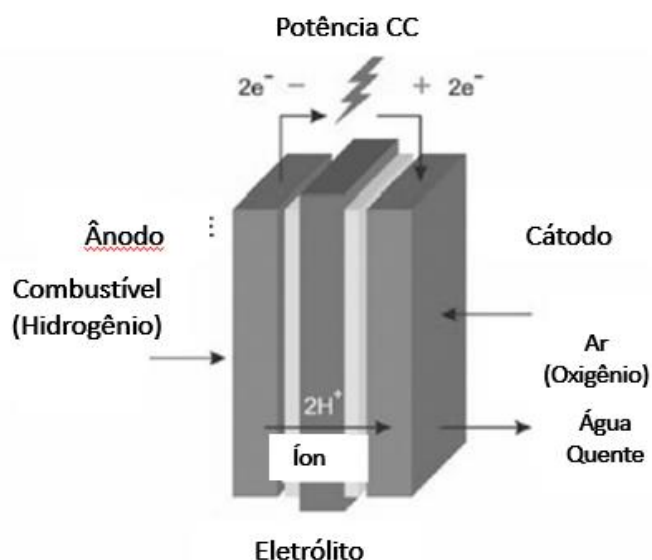
Fonte: (Canales, *et al.* 2015)

O processo da eletrólise decompõe a água em hidrogênio e oxigênio, este é o único método de produção de hidrogênio sem combustíveis fósseis. O eletrolisador compreende uma série de células com eletrodos positivos e negativos mergulhados em água. O nível da condutividade é alcançado pela adição de hidróxidos, sendo o mais comum o hidróxido de potássio (KOH). A quantidade de hidrogênio produzida, depende da densidade de fluxo. Atualmente, os eletrolisadores possuem eficiência em torno de 65% a 80% (Moldrık, *et al.* 2009).

Apesar da baixa densidade específica, o hidrogênio tem a maior proporção de energia por peso entre os combustíveis. Quanto aos gases, a sua densidade é a mais baixa, e apresenta o segundo ponto de ebulição mais baixo de todas as substâncias conhecidas. Essas propriedades são determinantes para ações de armazenamento. O armazenamento de hidrogênio na forma gasosa requer grandes volumes (espaço) e alta compressão. A alta pressão nas unidades de armazenamento de hidrogênio representa o método mais comum, onde pode-se armazenar o hidrogênio liquefeito em temperaturas de 20K (-253°C).

As células combustíveis podem ser chamadas de células de “baixa temperatura” onde consomem oxigênio do meio ambiente, e hidrogênio (podendo ser do etanol). As chamadas células de “alta temperatura” são aquelas que utilizam combustíveis fósseis convencionais como hidrocarbonetos (gás natural). A Figura 13 apresenta a estrutura de uma célula a combustível.

Figura 13 – Diagrama simplificado de uma célula à combustível



Fonte: (Moldrık, *et al.* 2009 – modificado pela autora)

No entanto células combustíveis a hidrogênio possuem uma resposta lenta, longo tempo para *start up*, porém possuem características de *output* em rampa, ou seja, de modo suave. Fontes de armazenamento que podem compor um sistema híbrido junto às células combustíveis, normalmente, são baterias e supercapacitores, equilibrando suas desvantagens.

O hidrogênio pode ser utilizado diretamente como fonte de energia de baixo ou nulo carbono (a depender do seu processo de produção) em setores de difícil eletrificação e como vetor de armazenamento de energia, viabilizando maior entrada de fontes renováveis intermitentes. Nesse sentido, o hidrogênio é visto como um recurso com capacidade de promover acoplamento dos mercados de combustíveis, elétrico, industrial e outros. Outro aspecto importante a ser mencionado é que no contexto da preocupação mundial com a descarbonização de sistemas de produção e consumo de energia, a sua transformação tendo o hidrogênio como principal vetor energético tem levado à busca por diferenciação do hidrogênio de acordo com sua origem, bem como também ao eventual acoplamento ou não de tecnologias de captura, utilização e sequestro de carbono (CCUS – *Carbon Capture Utilisation and Storage*) a esses processos de produção de hidrogênio. A diferenciação das rotas tecnológicas de produção de hidrogênio, de acordo com a pegada de carbono, busca acoplar o diferencial por qualidade ambiental, possibilitando a existência de preço “prêmio” (EPE j., 2021).

O mercado de hidrogênio atingiu um novo *momentum* com anúncios por diversos governos de seus planos estratégicos para o aproveitamento desse recurso como elemento fundamental para a transição energética. Isto porque o Hidrogênio (H_2) tem vantagens como alta densidade energética, versatilidade de uso, combustível sem carbono (*carbono-free*) e a possibilidade de funcionar como vetor de armazenamento de energia. Por sua versatilidade de uso e capacidade de armazenar energia, o hidrogênio é considerado um recurso com capacidade de promover o acoplamento entre os mercados de combustíveis, de eletricidade, industrial, entre outros. Nesse sentido, o hidrogênio poderá não apenas contribuir para a descarbonização profunda da economia mundial, mas também promover uma maior dinâmica competitiva, ampla e descentralizada ao acoplar os diferentes segmentos de mercado (EPE j., 2021).

2.3 Aplicação dos Sistemas de Armazenamento (SAE)

As tecnologias de armazenamento de energia auxiliam no preenchimento das lacunas temporais e geográficas entre oferta e a demanda de energia elétrica. Os sistemas de armazenamento possuem múltiplas funcionalidades, podendo ser utilizados em conjunto com os mecanismos de geração (compensando, por exemplo, os efeitos da intermitência de fontes renováveis não despacháveis na geração global do sistema elétrico), ou com as instalações de distribuição e transmissão (conferindo melhor gestão dos ativos da rede); além disso, podem

ser utilizados para a prestação de serviços ancilares; para fornecimento de potência elétrica sob demanda (aumentando a capacidade do sistema elétrico e atuando como reserva operativa do sistema); podem atuar como serviços de *backup* em caso de *blackout*; fornecimento de energia elétrica (em motores elétricos) para movimentação de veículos leves ou pesados; ou ainda para aumentar o autoconsumo da Geração Distribuída, entre outros (EPE h., 2020). Em todos os casos, representam carga para o sistema, uma vez que devolvem menor quantidade de energia, que a armazenada. Estudos de prospecção tecnológica para o setor elétrico brasileiro apontam que as tecnologias de armazenamento de energia permitirão uma maior eficiência operativa dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia (EPE f, 2018).

Segundo o PNE 2050, as tecnologias de armazenamento de energia são definidas como Recursos Energéticos Distribuídos (RED), juntamente com a geração distribuída (GD) e gestão do consumo (GLD) dentro dos limites de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor. A contribuição mais evidente da RED, além da energética, refere-se à redução das perdas, decorrente da proximidade entre geração e consumo. Como por exemplo, podemos citar a figura dos “agregadores” de recursos energéticos distribuídos, que formam as plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade. Há, inclusive, a possibilidade de que esses “agregadores” utilizem a tecnologia de *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes locais, oferecendo serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts*. Adicionalmente, a disseminação de medidores inteligentes é fundamental para permitir a interface das tecnologias de armazenamento com a rede elétrica e demais dispositivos, enviando e recebendo sinais a todo instante, que permitirão gerenciar de forma eficiente esses recursos e fornecer dados granulares dos seus respectivos usos, a cada instante, para os agentes do mercado interessados, em especial instituições de planejamento, regulação e operação (EPE h., 2020).

Uma perspectiva para a aplicação das tecnologias de armazenamento em um país de dimensões continentais como o Brasil é a sua utilização combinada com fontes renováveis de geração variável e não controlável no setor rural e em regiões remotas, que incluem comunidades isoladas não interligadas ao SIN, ilhas e regiões de difícil acesso. Com a aplicação do conceito de *microgrids* conectados à rede, os sistemas de armazenamento também podem servir de *backup* em caso de desconexão da rede principal através da função de ilha, simulada por inversores, proporcionando autonomia e independência a estas regiões.

O mercado potencial para tecnologias de armazenamento está contemplado na expansão da chamada potência complementar no PNE 2050. No entanto, como o armazenamento

configura-se como uma carga para o sistema, é necessária uma representação detalhada das tecnologias de armazenamento, com seus tempos de abastecimento e disponibilização da carga, suas curvas de evolução e custos.

As tecnologias de armazenamento de energia são comumente classificadas em função de sua natureza de armazenamento e de sua capacidade de carga. De acordo com a escala de aplicação, os SAE podem prestar serviços à rede centralizada, a sistemas distribuídos ou descarga rápida, sendo eles:

- *Bulk storage*: tecnologias de armazenamento inseridas nos sistemas de transmissão, possuem grandes capacidades de armazenamento capazes de prover cargas e descargas de acordo com as necessidades da rede. São exemplos de aplicação para este fim as hidrelétricas reversíveis, sistemas de ar comprimido, hidrogênio, gás natural e sais fundidos;
- *Distributed storage*: sistemas de armazenamento distribuídos, tendem a ser menores quando comparados com as tecnologias *bulk*, no tocante à capacidade de armazenamento. Tendem a ser mais adequados para casos onde é necessária a conexão com a rede de média ou baixa tensão. Um exemplo para essa aplicação são as baterias;
- *Fast storage*: tecnologias de armazenamento de rápida descarga, são classificadas devido a sua capacidade de entregar grandes potências em períodos de descarga muito curtos, em segundos ou até mesmo milissegundos. São adequadas para aplicações bem específicas tais como a estabilização de tensão em tempo real. São exemplos de tecnologias de armazenamento ideias para essas aplicações os supercapacitores, supercondutores (*Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES*) e volantes de inércia.

No curto e médio prazo, pelo nível de amadurecimento tecnológico e custo, as usinas reversíveis serão as mais utilizadas para o armazenamento de energia hora-sazonal. Ar comprimido também é uma alternativa para o armazenamento de longo prazo, e as baterias para o armazenamento distribuído. No longo prazo, estão sendo feitos investimentos significativos em *power-to-X* que envolve a produção de hidrogênio com sua conversão ou não em combustíveis sintéticos, que pode ser integrado à malha de gás natural (EPE j. 2018).

Segundo o estudo “Inserção de Tecnologias de Armazenamento ao SIN” desenvolvido pela ABSOLAR em 2021, a utilização de armazenamento de energia para postergação de investimentos na distribuição de energia é mais efetiva para um perfil de consumo residencial. Isso se deve ao fato de que o pico de demanda deste perfil, tem menor duração e, portanto, requer menos energia para ser reduzido, ou seja, a realização do *peak sheaving*. Além disso,

observou-se a redução de perdas técnicas ao longo dos alimentadores, mitigando possíveis desequilíbrios e mantendo a estabilidade de tensão, o que seria extremamente interessante em alimentadores longos, como os rurais. No entanto, a variação das perdas com a inclusão de recursos de armazenamento depende do tamanho do alimentador, da localização, do perfil de cargas, do controle de tensão definido e da compensação reativa considerada, entre outros fatores, sendo, portanto, de difícil generalização. Por fim, também se verificou a possibilidade de considerar ganhos com arbitragem de preço, considerando que o preço da energia adquirida no momento do carregamento pode ser inferior ao momento da descarga, especialmente considerando-se que as distribuidoras têm exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) nos contratos de disponibilidade, nos contratos de quotas de garantia física e nos contratos por quantidade com repactuação de risco hidrológico. De toda forma, o valor do benefício pode ser mensurado a partir do custo médio da energia contratada pela distribuidora para atendimento do seu mercado.

De acordo com o mesmo estudo, avaliou-se os SAE a baterias, nas condições de escoamento de energia elétrica nos sistemas de transmissão com grande participação de geração fotovoltaica investigando os casos concretos das SE Bom Nome (230kV e 138kV) e SE Floresta II (230kV) em Pernambuco, e das SE Janaúba (345kV e 230kV) e SE Paracatu (345kV) em Minas Gerais. As simulações foram feitas para os períodos de inverno e verão, carga média e leve, para os anos de 2021 a 2025. Os períodos de carga leve foram incluídos pois o descarregamento das baterias é feito neste período, a fim de aproveitar o baixo carregamento das linhas de transmissão. Para análise do investimento em recursos de armazenamento em detrimento de soluções tradicionais de ampliações e reforços do sistema de transmissão, utilizou-se a análise comparativa com a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e com o custo unitário do investimento (ou da Receita Permitida – RAP) em linhas e subestações de transmissão. De posse das análises concluiu-se que o maior potencial de aplicação do SAE nos sistemas de transmissão permanece na postergação ou mesmo eliminação de investimentos na transmissão. Finalmente, visto que a expansão da rede através de novas linhas de transmissão ou subestação é demorada, podendo levar até 05 anos, por outro lado, a escala modular das baterias (grandes blocos modulares) que confere maior rapidez de construção e comissionamento, está última torna-se mais atrativa em tempo e custo.

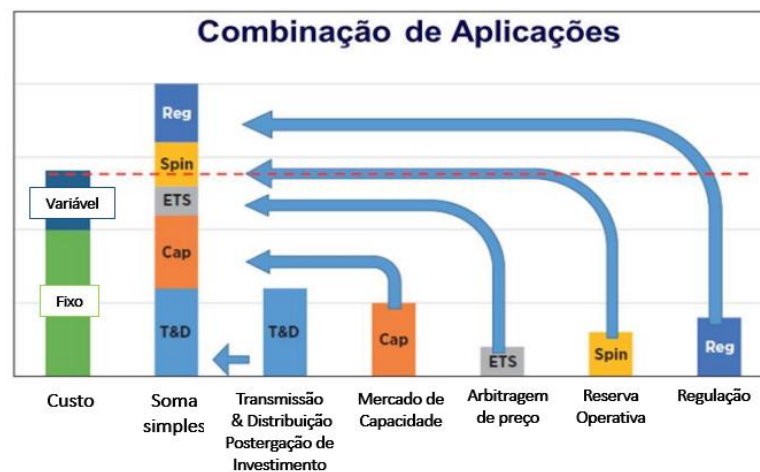
Resumidamente, segundo a GREENER, os SAE junto à geração de energia facilitam o despacho de grandes usinas renováveis, absorvem picos de geração e os transfere para momentos de alta carga. Junto a transmissão e distribuição além dos impactos já citados, há a

possibilidade de flexibilização para os operadores do setor elétrico, onde poderão utilizar o armazenamento em pontos estratégicos da rede. Além disso, é possível absorver as flutuações de tensão e frequência, contribuindo na qualidade de energia. Ambas aplicações, junto à geração ou à transmissão/distribuição são conhecidas como sistemas de armazenamento em **frente ao medidor**, ou ainda, **on grid**. Por outro lado, sistemas de armazenamento conectados diretamente no consumidor, são conhecidos como sistemas de armazenamento **atrás do medidor**, e para este, é possível gerir consumo e demanda contratada, *backup* de energia, prestação de serviços ancilares à rede; transformando o consumidor em “prossumidor”, proporcionando um importante aumento da sua autonomia energética. Projetos em frente ao medidor, capazes de prestar serviços para a rede elétrica representam a última fronteira no desenvolvimento do setor de armazenamento no Brasil.

Diante da redução expressiva nos preços das baterias, especialmente as íon-Lítio, esta é a principal modalidade que desponta para aplicações em sistemas de armazenamento, e esta será objetivo de estudo para as aplicações dos SAE no restante deste trabalho.

A depender da aplicação pretendida para as baterias, é possível que está fique ociosa em uma fração importante de tempo. Assim, uma maneira de otimizar a viabilidade dessa solução é fazendo a combinação de aplicações, ou seja, o mesmo sistema de armazenamento poderia prover diferentes serviços a depender das necessidades do sistema elétrico. Deste modo, haveria a possibilidade de combinar aplicações para maximizar a utilização das baterias ao longo do tempo e assim, aumentar as receitas do empreendimento, tornando os SAE mais competitivos. A Figura 14, ilustra este conceito.

Figura 14 – Combinação de Aplicações de Armazenamento



Fonte: (EPE i., 2019)

A versatilidade e facilidade de mobilidade das baterias em relação aos locais de instalação, as tornam ainda mais atrativas. Estas tanto podem ser utilizadas como recurso centralizado, controlado pelo operador do sistema elétrico, ou recurso distribuído. Cada configuração permite acessar diferentes serviços, trazendo distintas possibilidades. A Figura 15, apresenta uma amostra dos possíveis serviços oferecidos por sistemas de armazenamento a depender da localização.

Figura 15 – Possibilidades de serviços prestados por baterias



Fonte: (EPE i., 2019)

Nos tópicos seguintes serão detalhadas as principais aplicações possíveis para sistemas de armazenamento, especialmente à bateria.

2.3.1 Atendimento a cargas emergências e de ponta

Em situações onde é necessário prover geração emergencial de energia, ou seja, uma fonte de geração não previamente planejada devido algum acidente ou falha nas estimativas/planejamento. Esta necessidade geralmente se revela para a geração de ponta, quando a capacidade instalada total não consegue atender a picos de demanda, seja por restrições na geração, transmissão ou distribuição. Esta aplicação pode ser encontrada em estudos realizados para atendimento em algumas localidades nos extremos das ligações do

sistema, como no caso do sistema Tramo Oeste (Pará e Amazonas), ou então em regiões turísticas, com variação populacional expressiva em determinadas épocas do ano.

Recentemente, em março de 2023, a ANEEL inaugurou o primeiro sistema de armazenamento em larga escala no país, em Registro São Paulo. O projeto foi pensado para atuar como um reforço à rede elétrica em horários de pico de consumo, como ocorre no verão. Energizado desde novembro de 2022, o sistema já realizou o seu primeiro *peak shaving*, a primeira descarga de energia armazenada no sistema de transmissão. Seu funcionamento conta como reserva de capacidade, fornecendo energia em momentos de baixa geração e aumento de demanda, colabora com serviços ancilares, como controle de frequência e autorrestabelecimento, minimizando o impacto das fontes intermitentes (EPE j., 2023).

2.3.2 Associação com unidades de geração

A integração direta de baterias a usinas de geração renováveis pode trazer benefícios na estabilização da geração no curto prazo ou no fornecimento de serviços que a fonte geradora sozinha não seria capaz de atender. A necessidade por oferta de fontes despacháveis, ou mesmo a possibilidade de ter uma produção mais constante pode levar a soluções nas quais as baterias seriam associadas diretamente a usinas de fontes renováveis intermitentes. Em alguns mercados, por exemplo, o emprego de tecnologias que permitam a suavização de rampas de geração renovável é mandatório para o atendimento a requisitos de redes locais (EPE i., 2019).

Outra possibilidade é o aproveitamento de excesso de energia produzida por geradores fotovoltaicos, por exemplo, que não seja passível de ser convertida em corrente alternada em determinado momento quando a capacidade CC for superior à de conversão nos inversores. A instalação de baterias CC permitiria armazenar a energia que seria desperdiçada, para posterior injeção na rede. Além disso, a depender da posição da SAE no sistema elétrico, evita-se perdas técnicas. Similarmente, em uma eventual implantação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, baterias poderiam ser utilizadas para armazenar o *curtailment* que ocorreria pela falta de capacidade de escoamento em relação à potência total do conjunto, a depender de uma otimização econômico-financeira.

Ainda, há propostas de instalar baterias em usinas térmicas com a finalidade de aumento de flexibilidade para fornecimento de rampas e partida rápida. A bateria permaneceria carregada, e proveria o início da rampa, até que fosse possível a partida da máquina térmica.

Em regime de operação, a bateria suportaria as variações instantâneas de produção, mantendo a turbina a gás, por exemplo, em seu ponto ótimo de operação (EPE i., 2019).

2.3.3 Arbitragem de Energia

Esse modelo de negócio consiste em utilizar o sistema de armazenamento para comprar energia nos momentos em que há abundância no sistema, e conseqüentemente os preços estão mais baixos, para revendê-la nos momentos de escassez. Tal operação requer sistemas com maior capacidade de armazenamento de energia, para que estes possam aproveitar as oscilações de preço (EPE i., 2019).

Com a inserção da PLD horária a partir de 2020 torna-se atrativa esta aplicação a partir da granularidade temporal do preço. Caso as oscilações intra-diárias sejam significativas, é possível que esse uso se torne uma fonte de receita importante para os sistemas de armazenamento.

2.3.4 Alternativa à Expansão do Sistema de Transmissão

Aplicação de baterias para alívio de sobrecarga em sistemas de transmissão pode ser atrativa quando há necessidade de suprimento a picos esporádicos de carga, principalmente em locais de difícil acesso, tais como áreas de densa ocupação urbana, onde os custos de expansão da transmissão podem ser muito elevados, ou próximos a unidades de conservação ambiental, pois assim evita-se a abertura de áreas de servidão para linhas de transmissão e subestações, o que pode torna impeditiva a obtenção de licença ambiental.

Nos sistemas de transmissão, a inserção de armazenamento local pode ser uma alternativa economicamente competitiva e capaz de agregar uma margem adicional de suprimento, sem causar sobrecarga do sistema de transmissão existente.

Além disso, baterias podem ser empregadas para agregar confiabilidade a sistemas interligados a “redes fracas”, onde há alta incidência de falhas e conseqüentes interrupções no suprimento de energia. Sendo assim, a bateria funcionaria como um *back up* da transmissão, sendo projetada para descarregar durante o período de falha da fonte geradora, ou de equipamentos de rede, como em religamentos, em um período relativamente de curta duração.

2.3.5 Mitigação de restrições elétricas no curto prazo

Os sistemas de armazenamento à baterias podem ser utilizados como recurso para garantir a segurança elétrica do sistema, em caráter emergencial, até a entrada de soluções estruturais de transmissão. A aplicação para esse fim mostra-se promissora, principalmente devido à possibilidade de rápida instalação, com média de seis meses entre contratação e comissionamento, além da portabilidade dos sistemas, normalmente instalado em contêineres. Destaca-se, no entanto, que a limitação de quantidade de energia armazenada pode fazer com que esta solução não apresente a mesma confiabilidade proporcionada por um sistema convencional de transmissão.

2.3.6 Prestação de serviços ancilares

Serviços ancilares, são serviços auxiliares oferecidos ao operador do sistema a fim de garantir o funcionamento do sistema elétrico como um todo, com determinado grau de qualidade, segurança e confiabilidade (EPE i., 2019).

A resposta relativamente rápida das baterias (ressaltando que supercapacitores possuem descarga ainda mais rápida), e sua estabilidade a longo prazo é uma característica que favorece sua aplicação em serviços associados a controle de frequência. Embora não sejam equipamentos rotativos, elas podem prover a chamada inércia sintética ao sistema, fornecendo tempo hábil para atuação adequada do controle primário de frequência, principalmente em sistemas com inércia reduzida.

De forma análogo, o uso dessa tecnologia como reserva operativa, auxiliando na recuperação do equilíbrio de entre carga e geração, após a ocorrência de perturbações na rede, pode garantir maior confiabilidade para o atendimento da carga (EPE i., 2019).

Além disso, podem ser utilizadas para serviços como controle de tensão, autorrestabelecimento de unidades geradoras (*black start*) e participação em sistemas especiais de proteção, evitando, por exemplo o corte de carga por restrições elétricas, proporcionando mais recursos para a operação do sistema.

No Brasil, a partir da resolução 14.300 da ANEEL, sistemas de geração distribuída limitadas a 3MW de potência instalada com baterias a montante devem apresentar capacidade

de modulação de energia por meio do armazenamento de energia em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto.

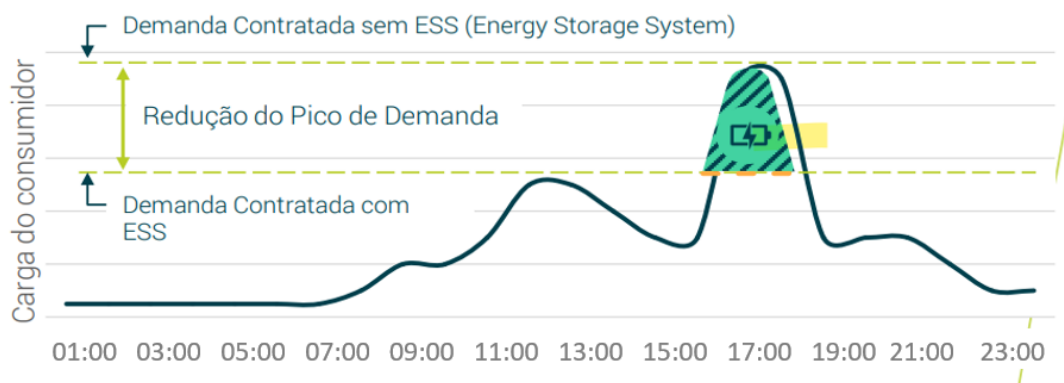
2.3.7 Sistemas de armazenamento de energia à bateria atrás do medidor

Esta configuração de SAE, consiste em um recurso energético distribuído (RED), com vasta aplicação e forte estudo, sendo fronteira de conhecimento.

No Brasil, os consumidores atendidos em média e alta tensão precisam contratar previamente um valor de demanda máxima (kW), e, caso seja superado, há o pagamento de multa por ultrapassagem de demanda. Para a redução da demanda máxima e autossuficiência, as baterias podem permitir uma contratação de menor demanda e garantir que não haja ultrapassagem (EPE i., 2019).

Para a redução da demanda contratada (*peak sheaving*) esta modalidade não é atrativa para consumidores com picos de demanda duradouros, ou com demanda média próxima a contratada (fator de carga elevado). A Figura 16 mostra a curva de carga de um consumidor onde a área verde corresponde a energia fornecida pelas baterias. As baterias podem ser carregadas em horários com baixa demanda, e conseqüente menor custo. A linha pontilhada mostra a curva de carga no período de maior consumo após o uso do sistema de armazenamento.

Figura 16 – Curva de carga com SAE e aplicação de redução de demanda



Fonte: (GREENER b., 2021)

Adicionalmente, para alguns consumidores pode ser crucial a confiabilidade e a qualidade do serviço, como por exemplo em linhas de produção nas quais haja prejuízos em

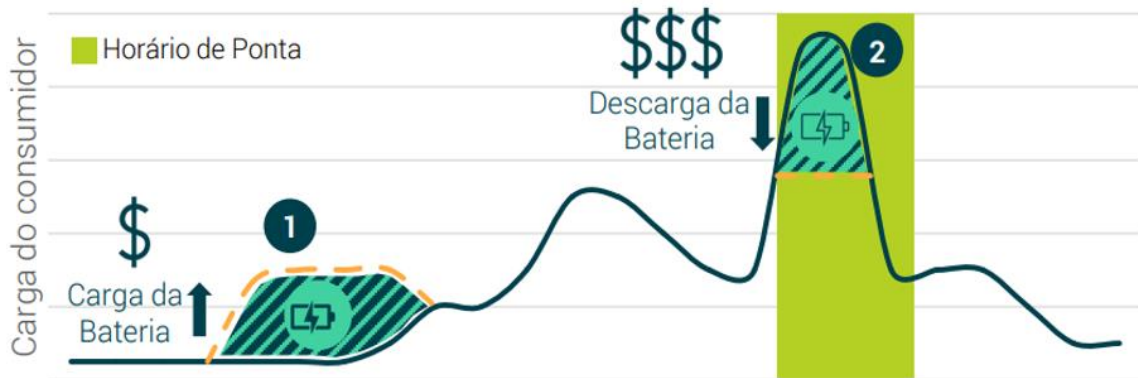
caso de queda ou oscilação de energia. Nesses casos, o sistema de armazenamento pode atuar como *backup*, evitando a interrupção e degradação da qualidade do suprimento (EPE i., 2019).

Segundo o último ranking da ANEEL, os consumidores de energia elétrica no Brasil ficaram, em média, 10,93 horas em 2022 sem o fornecimento de energia elétrica no país. Para análise dessa atratividade, deve-se considerar os indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), onde o DEC corresponde à quantidade de horas que, em média, cada unidade consumidora de determinada concessão de distribuição ficou sem fornecimento de energia elétrica; quanto o FEC, corresponde à quantidade de vezes que, em média, cada unidade consumidora teve seu fornecimento de energia elétrica interrompido. Segundo o estudo estratégico para armazenamento de energia conduzido pela GREENER em 2021, a região Norte do país, performava com os piores indicadores de DEC e FEC, sendo assim a região com maior justificativa para uso de *back up* de energia.

De maneira distribuída, um consumidor que possua, por exemplo, um sistema de geração fotovoltaica poderia incluir uma bateria para guardar a energia gerada durante o dia e consumi-la posteriormente, evitando a injeção na rede (EPE i., 2019). Reduzir a injeção da energia na rede pode ser uma alternativa para usuários que tenham perdas elevadas na compensação dos créditos (GREENER b., 2021). A Lei nº 14.300 da ANEEL trouxe uma mudança no Sistema de Compensação de Energia Elétrica que deve diminuir o valor da compensação pela geração distribuída injetada na rede. No entanto, a diferença entre a tarifa de consumo e a remuneração pela injeção na rede continua sendo baixa. Esse cenário pode se alterar a partir de 2029, quando a energia injetada na rede passará a ser valorada a partir de um cálculo de seus custos e benefícios. Quanto menor a remuneração pela energia injetada da GD, maior a viabilidade das baterias (EPE e., 2022).

A redução de consumo de energia no horário de ponta está entre as aplicações de maior atratividade. Algumas distribuidoras de energia possuem uma diferença de preço da energia na ponta e fora ponta muito elevada. Quanto maior essa diferença, maior a economia que se pode obter. Consumidores com baixa capacidade de gestão da carga podem armazenar energia no horário fora ponta, quando está mais barata, e consumir no horário de ponta, quando está mais cara, realizando assim, um gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). A Figura 17 mostra a aplicação de um SAE com o gerenciamento de 'ponta e fora ponta.

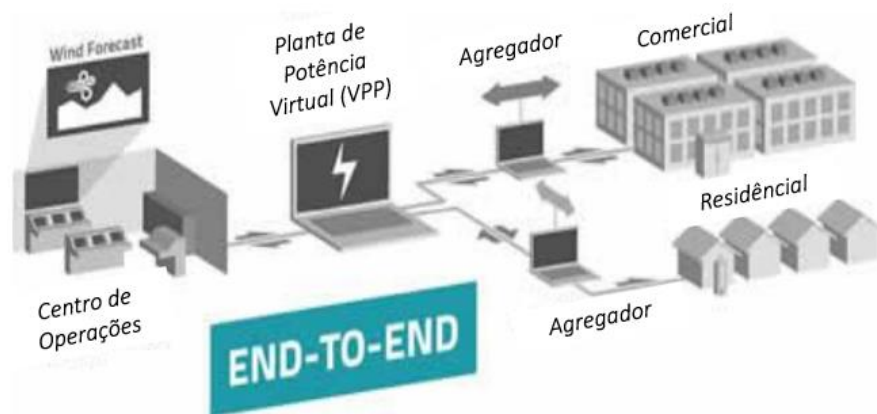
Figura 17 – Gestão de consumo ponta e fora ponta com SAE



Fonte: (GREENER b., 2021)

Por fim, com o avanço da inserção das *smartgrids*, sistemas de armazenamento e outros recursos distribuídos (RED) podem fornecer serviços ancilares até mesmo de forma descentralizada. Para RED de menor escala, estes podem ser reunidos por um agente agregador e utilizados em conjunto, configurando o que é conhecido como *Virtual Power Plant* (VPP), onde os RED instalados em residências e comércios podem ser acionados de maneira unificada pela distribuidora ou operador do sistema como se fosse uma única planta, conforme esquematizado na Figura 18.

Figura 18 – Esquemática de *Virtual Power Plant*



Fonte: (EPE i., 2019)

3 PROJETO SIMA

MOBILIDADE, GERAÇÃO DE ENERGIA COM FONTES RENOVÁVEIS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA AMAZÔNIA

3.1 INTRODUÇÃO

O projeto de pesquisa (P&D) Sistema Inteligente de Mobilidade Elétrica Multimodal da Amazônia (SIMA), originado a partir da chamada estratégica nº 22/2018 sobre mobilidade elétrica da ANEEL, financiada pela Norte Energia S.A, e implantado na cidade universitária José Silveira Netto da Universidade Federal do Pará (UFPA) tem como objetivo o desenvolvimento de um sistema inteligente de mobilidade elétrica que conta com os modais ônibus elétrico, e barco elétrico-fotovoltaico. Além disso, possui uma mini rede composta por geração fotovoltaica, geração à diesel, sistema de armazenamento de energia, eletro postos e ponto de acoplamento com a rede CA do *campus* universitário José Silveira Netto da UFPA. O projeto abriu portas para o primeiro corredor verde da Amazônia, e estudos de caso sobre várias frentes de conhecimentos de fronteira para a transição energética e os sistemas de distribuição do futuro, alinhados com a ODS 07, 11, 13 e 15; políticas de baixo carbono (*Net Zero*), eficiência energética, gerenciamento de energia, *smart grids*, entre outros.

3.2 Características da mini rede com Sistema Híbrido

A mini rede que compõe o SIMA, caracteriza-se como um sistema híbrido (SH) composto por geração de energia fotovoltaica-diesel e integrada a um sistema de armazenamento de energia à bateria (SAE), instalada ao lado do edifício do CEAMAZON, na cidade universitária da UFPA.

A mini rede conta com 03 sistemas de geração fotovoltaica, sendo eles:

- **SFV – CEAMAZON 01 (54 kWp)**: este compõe a configuração clássica de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica convencional (SFCR). Ou seja, para o seu funcionamento é necessário que a rede de distribuição da cidade universitária esteja operando normalmente, caso contrário, o sistema será desconectado automaticamente;
- **SFV – CEAMAZON 02 (16 kWp)**: está conectado diretamente no barramento das cargas do prédio do CEAMAZON. Sendo assim, caso ocorra alguma falha na rede elétrica do

campus, este sistema entra em operação em condições normais, atendendo as cargas do prédio, fornecendo energia para a mini rede;

- **SFV – CEAMAZON 03 (8 kWp)**: alimenta exclusivamente o banco de baterias que compõe o sistema de armazenamento, de modo que toda sua geração atende a demanda das baterias, que por sua vez, servirão de *backup* da rede elétrica da mini rede.

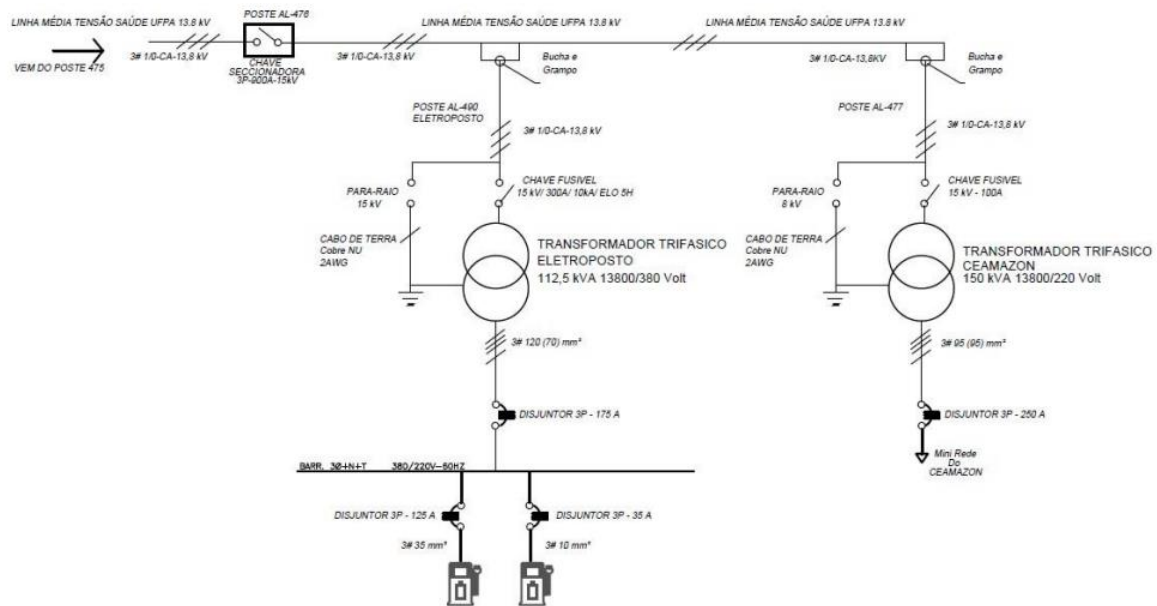
O sistema de geração a partir de fontes renováveis totaliza uma capacidade instalada de 78 kWp. Além deste, conta-se com:

- **Geração não renovável**: grupo gerador à diesel com capacidade de 63 kVA;
- **Cargas Elétricas do prédio do CEAMAZON**: constituído de circuitos de iluminação, sistema de refrigeração e tomadas para usos diversos, totalizando uma demanda máxima de 55 kW;
- **Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)**: conjunto de 08 unidades de baterias íons-lítio de 13,8 kWh de capacidade, totalizando um banco de 110,4 kWh;
- **Sistemas de gestão**: para gerenciamento da geração, armazenamento, proteção e cargas, utiliza-se 06 inversores híbridos (inversores/controladores) com potência total de 60 kW, e um controlador de carga.

Para gerenciamento da rede, a partir dos dados operacionais aquisitionados, utiliza-se o próprio portal online que controla a geração FV e nível de armazenamento de baterias, fornecidos pela empresa dos equipamentos de gerenciamento, no caso *Victron Energy*, além de *softwares* de gerenciamento desenvolvidos pelo próprio grupo do CEAMAZON.

Os sistemas de geração fotovoltaica do projeto, caracterizam uma geração distribuída (GD), e, juntamente com o sistema de armazenamento para o atendimento das cargas, formam a mini rede, que por sua vez, podem estar conectadas ou não à rede elétrica principal por meio de um ponto de acoplamento comum (PAC). Sendo assim, a rede principal pode enxergar a mini rede como um gerador equivalente ou uma carga equivalente de acordo com a quantidade de energia gerada (Andrade *et al*, 2020). A Figura 19 mostra o diagrama unifilar da entrada da mini rede híbrida com os eletro postos.

Figura 19 – Diagrama unifilar da entrada da mini rede híbrida com os eletro postos



Fonte: (Andrade *et al*, 2020)

Uma das principais características da mini rede deve ser sua capacidade de operar de forma isolada, quando da ocorrência de defeitos na rede da concessionária, com pouca ou nenhuma interrupção para as cargas atendidas. Da mesma forma, a mini rede deve reconectar-se automaticamente à rede de distribuição quando esta retornar ao estado normal de operação, de modo a sincronizar-se novamente sem causar distúrbios nas cargas, ou na rede de distribuição. Além da proteção contra distúrbios externos, a mini rede também pode desconectar-se da rede da concessionária visando à redução de custos, visto que, em determinados horários, como o horário de ponta, a energia é mais cara para algumas classes de consumidores (Andrade *et al*, 2020).

Como já discutido anteriormente, os SAE garantem a operacionalidade e despachabilidade das fontes intermitentes de energia, e também, garantem a confiabilidade e autonomia das minis redes quando operando desconectadas da rede convencional de energia elétrica.

O banco de baterias utilizado no projeto SIMA, pode ser alimentado por diversas fontes de energia que compõe o sistema híbrido, além da sua alimentação exclusiva, conforme pode ser observado na Figura 20. A carga do banco é realizada no período fora ponta da concessionária de energia local, e seu despacho de energia está programado para alimentar o prédio do CEAMAZON no horário de ponta, ou em caso de falta de energia suprida pela rede

convencional, complementando a operação e garantindo a despachabilidade da geração fotovoltaica da mini rede.

Figura 20 – Sistema Híbrido que compõe a mini rede do CEAMAZON



Fonte: (Andrade *et al*, 2021)

A presente dissertação de mestrado foca-se nas tecnologias e aplicações dos sistemas de armazenamento de energia. Portanto, nos próximos itens será pormenorizado o SAE aplicado no projeto SIMA.

3.3 Características do Sistema de Armazenamento de Energia

O sistema de armazenamento de energia implementado no projeto SIMA, consiste em 08 unidades de baterias íons-lítio de 13,8 kWh, com seus respectivos BMS, formando um banco 110,4 kWh. O SAE junto com os inversores híbridos (inversores capazes de operar conectados e desconectados à rede convencional de distribuição de energia, formando mini redes quando desconectados), inversores FV, controladores de carga e quadros de distribuição, encontram-se abrigados dentro de um container eletrocentro. As Figuras 21e 22, mostram a estrutura interna do eletrocentro e o sistema de armazenamento de energia, composto pelas baterias e inversores híbridos.

Figura 21 – Estrutura interna do eletrocentro



Fonte: autora

Figura 22 – Sistema de armazenamento de energia, inversores híbridos e baterias



Fonte: (Andrade *et al*, 2021)

3.3.1 Banco de baterias

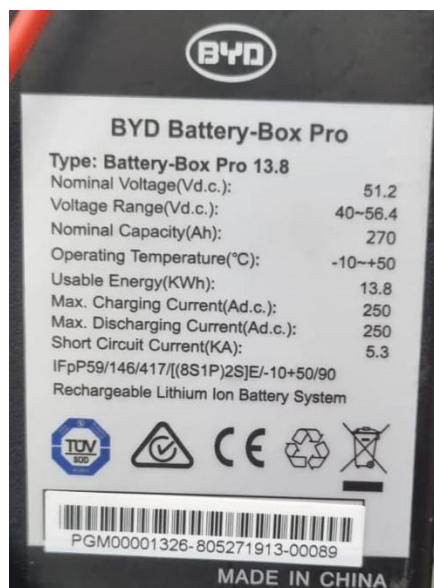
O sistema de baterias implementado no projeto é formado pelo B-BOX PRO 13,8kV da BYD, conforme as Figuras 23 e 24. Esta é uma linha de baterias que utilizam como tecnologia Fosfato de Ferro-Lítio (LiFePO), o que lhe confere maior segurança para aplicações residenciais, comerciais e industriais. Por não possuírem composição de metal pesado, estas dispensam uma sala específica para baterias, pois não emitem gases tóxicos.

Figura 23 – Gabinete B-BOX PRO 13,8



Fonte: (BYD, B-BOX PRO 13,8. Para armazenamento de energia solar, 2019)

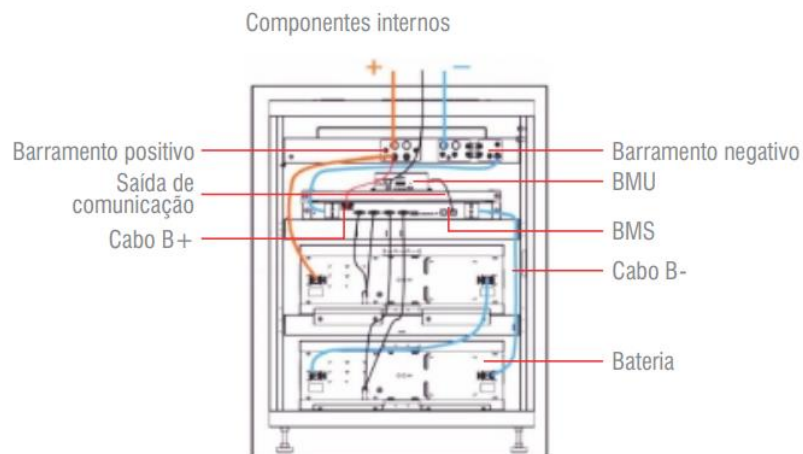
Figura 24 – Dados operacionais de um gabinete B-BOX PRO 13.8



Fonte: autora

Estas baterias são modulares o que facilita sua instalação e manutenção. Cada gabinete da B-BOX PRO 13,8 possui 2 módulos de baterias, onde cada uma contém a capacidade de 6,9 kWh, somando 13,8 kWh. Além disso, cada gabinete possui a sua Unidade de Gerenciamento de Bateria (BMU) que possui a capacidade de comunicação com o inversor, reportando os dados operacionais e proporcionando a possibilidade de interconexões entre gabinetes ligados em paralelo. Além da BMU, cada gabinete também possui o seu BMS, que irá otimizar a operação das baterias proporcionando uma vida útil prolongada. A estrutura interior de cada gabinete pode ser vista nas Figuras 25 e 26.

Figura 25 – Esquemático da estrutura interna de um gabinete B-BOX PRO 13.8



Fonte: (BYD, B-BOX PRO 13,8. Para armazenamento de energia solar, 2019)

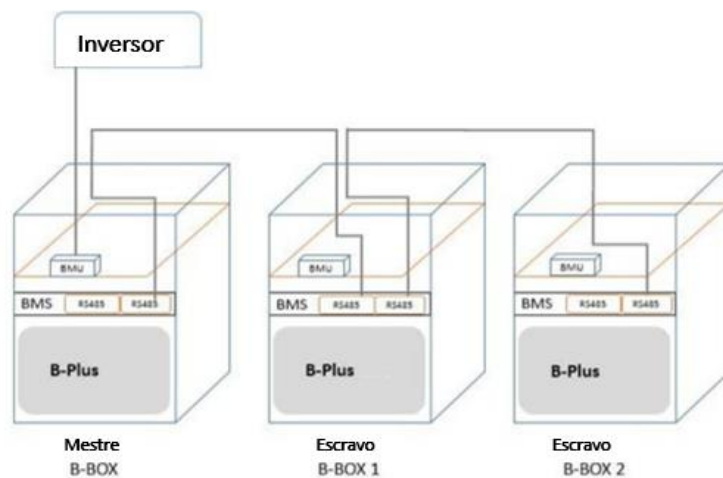
Figura 26 - Estrutura interna de um gabinete B-BOX PRO 13.8



Fonte: modificado (BYD, 2021)

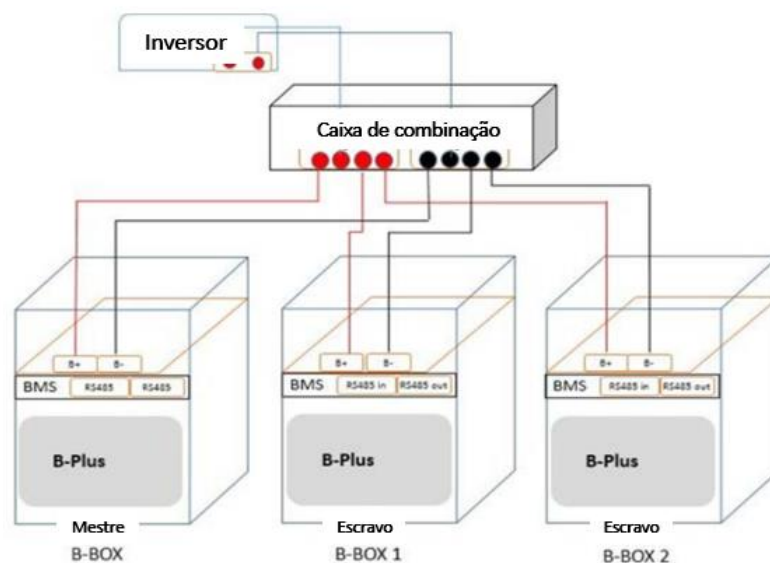
Para a formação do banco de baterias e comunicação com o inversor, é estabelecido um gabinete como “mestre” e os demais como “escravos”. A conexão dos gabinetes com o inversor pode ser feita com o mestre conectado diretamente ao inversor, ou utilizando uma caixa de combinação, como pode ser observado nas Figuras 27 e 28. Para o projeto SIMA, o banco de baterias composto por 08 gabinetes está conectado à 06 inversores híbridos com configuração de comunicação mestre e escravos, como ilustra a Figura 29.

Figura 27 – Configuração do banco de baterias conectados diretamente ao inversor



Fonte: (BYD, 2019 – modificado pela autora)

Figura 28 - Configuração do banco de baterias conectados a caixa de combinação e posteriormente ao inversor



Fonte: (BYD, 2019 – modificado pela autora)

Figura 29 – Configuração banco de baterias e inversores híbridos SIMA



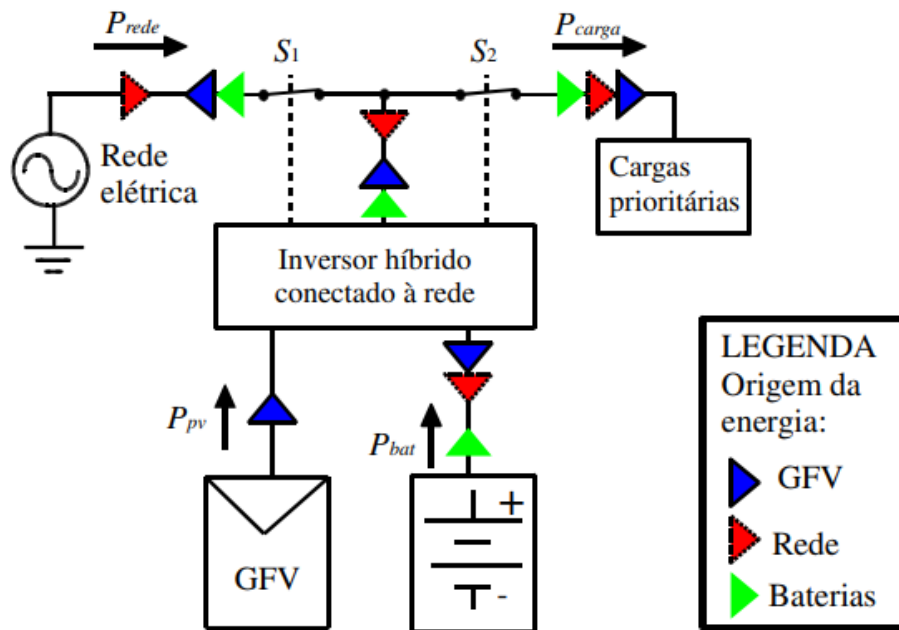
Fonte: autora

3.3.2 Inversores Híbridos

Inversores fotovoltaicos híbridos são aqueles que operam conectados à rede elétrica (modo de operação *on grid*) e desconectados da rede, formando mini redes (modo de operação *off grid*). Portanto, apresentam características de inversores conectados à rede convencionais e fontes ininterruptas de energia (UPS) (Bellinaso, 2016).

Normalmente inversores híbridos são empregados em instalações que possuem sistema de armazenamento de energia. Onde, durante o modo de operação conectado à rede, verifica-se que a energia gerada pelo gerador fotovoltaico (GFV) pode ser utilizada para carregar as baterias, alimentar as cargas prioritárias ou injetar o excedente na rede elétrica. Além disso, a energia da rede pode ser utilizada para alimentar as cargas ou carregar as baterias. A Figura 30, apresenta o modo de operação conectado à rede.

Figura 30 – Inversor Híbrido no modo de operação conectado à rede elétrica

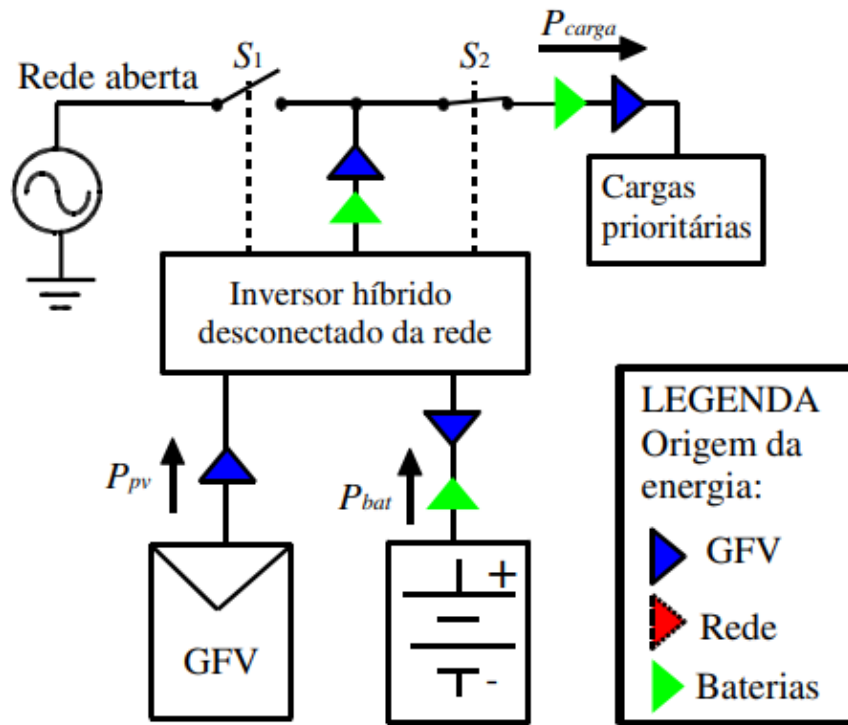


Fonte: (Bellinaso, 2016)

Quando conectado à rede, o inversor híbrido, deve funcionar da mesma maneira que um inversor conectado à rede convencional. Para isso, deve controlar a sua corrente de saída de forma senoidal, com conteúdo harmônico reduzido e independente de distorções da tensão e curtos-circuitos. A referência de corrente senoidal é obtida sincronizando a tensão da rede com uma malha de captura de fase (PLL – *Phase Locked Loop*) (Bellinaso, 2016).

Quando há falta da rede elétrica ou a tensão da rede encontra-se inadequada, o inversor híbrido entra no modo de operação desconectado à rede para suprir as cargas prioritárias. Nesse modo a energia do GFV é utilizada para carregar as baterias e alimentar a carga. Por outro lado, a energia armazenada no SAE alimenta as cargas quando há escassez ou ausência (período noturno) da geração fotovoltaica. Logo, o inversor passa a operar como uma UPS, controlando a tensão de saída, e a corrente a depende da carga. Idealmente a tensão de saída do inversor híbrido deve ser independente da carga no modo *off-grid*. A Figura 31 apresenta a configuração do modo de operação desconectada à rede.

Figura 31 - Inversor Híbrido no modo de operação desconectado da rede elétrica



Fonte: (Bellinaso, 2016)

Para carga/descarga do banco de baterias e conexão com a rede utilizou-se inversores híbridos Quattro 48|10kVA da *Victron Energy* compatível com baterias de íons lítio. Este modelo pode ser ligado a duas fontes CA independentes como, por exemplo, a rede elétrica e um gerador, ligando-se automaticamente à fonte ativa. A saída principal dispõe da função *no-break*, onde o Quattro encarrega-se do fornecimento às cargas ligadas em caso de *blackout* ou desconexão da rede elétrica, este processo ocorre em menos 20 ms, com esse curto intervalo, computadores e outros componentes eletrônicos continuam a funcionar sem interrupção. A segunda saída só é ativa quando houver corrente CA disponível em uma das entradas. A Figura 32 mostra um modelo da família de inversores Quattro *Victron Energy*.

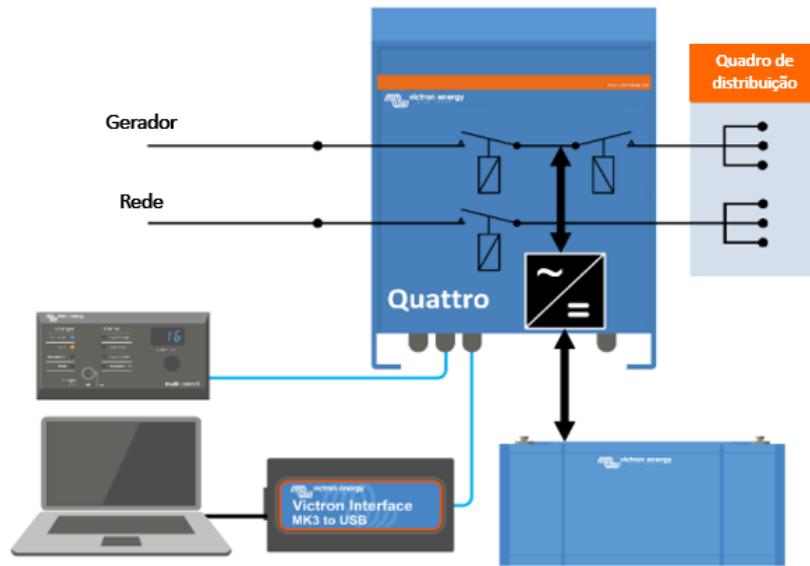
Figura 32 – Inversor/carregador Quattro Victron Energy



Fonte: (Victron Energy a, 2023)

O Quattro previne a sobrecarga de uma fonte CA limitada, como gerador ou rede elétrica. Um limite de corrente pode ser configurado em cada entrada CA, onde o inversor carregador utilizará a corrente disponível para realiza o carregamento do banco. A carga do banco de baterias é reduzida automaticamente se ocorrer uma sobrecarga, e em segundo nível aumenta-se a potência do gerador. Para o aumento da potência entregue, o Quattro permite a conexão de inversores/carregadores em paralelo. Além disso, as unidades podem ser configuradas por fase dissociadas, ou seja, grupos de inversores em paralelo por fase. Se for necessário um pico de potência em um curto espaço de tempo o Quattro compensa imediatamente com o banco de baterias a eventual falta de potência da rede elétrica ou gerador, com a redução da carga a potência restante será utilizada para recarregar o banco de baterias. A Figura 33, apresenta a configuração do sistema de armazenamento (bateria) integrado ao inversor/carregador, assim como a entrada e saída CA, e sistema de monitoramento.

Figura 33 – Esquemático de conexão do inversor/carregador ao banco de baterias



Fonte: (Victron Energy b, 2023 – modificado pela autora)

A atual configuração do SIMA, possui uma entrada com conexão à rede elétrica da cidade universitária, outra ligada ao banco de baterias, e uma terceira entrada conectada ao **SFV – Ceamazon 01 (54kWp)**. O monitoramento destes sistemas é realizado pelo *Color Control* também da *Victron Energy*, que será apresentado posteriormente. A Figura 34, apresenta o inversor/carregador aplicado no SIMA.

Figura 34 – Inversor/carregador utilizado no projeto SIMA



Fonte: autora

3.3.3 Controlador de Carga

Em arranjos de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia, há necessidade de proteção contra sobrecarga na conexão ao banco de baterias. Para limitar a corrente de carregamento proveniente dos GFV, utiliza-se a tecnologia dos controladores de carga. A função primária de um controlador de carga é regular a tensão de saída dos painéis fotovoltaicos protegendo o banco de baterias de sobrecargas ou afundamentos excessivos. Ou seja, os controladores são utilizados para manter a bateria no melhor estado de carga possível (*state of charge* – SOC) e proteger a saúde da bateria contra descargas profundas e sobrecargas (*state of health* – SOH).

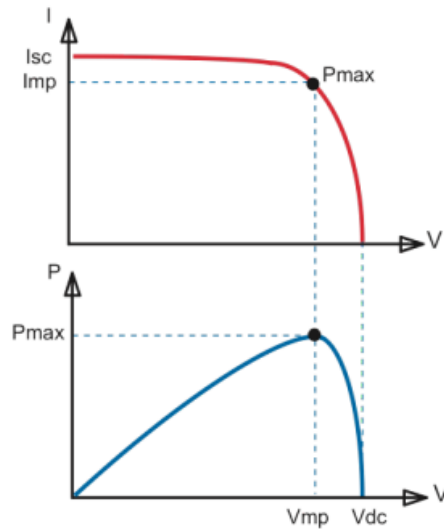
A modulação por largura de pulso (PWM) e o rastreamento do máximo ponto de potência (MPPT) são os principais algoritmos de controle utilizados nos controladores de carga.

Entre o GFV e o banco de baterias, o controle PWM funciona como uma chave, onde a corrente proveniente do SFV diminui ou aumenta de acordo com a condição da bateria. Quando a tensão da bateria atinge o ponto de regulação, o controle PWM reduz lentamente a corrente de carregamento para evitar o aquecimento e gaseificação da bateria. No entanto, o controlador continua a fornecer a quantidade máxima de energia para a bateria em menor tempo possível (Reiter *et al.*, 2014). O resultado é uma maior eficiência, cerca de 75 à 80% segundo M. Deepika *et al.* (2023), e uma manutenibilidade da saúde da bateria.

Com o desenvolvimento dos algoritmos rastreadores do ponto de máxima potência entregue pelo GFV, pode-se otimizar, também, a eficiência de carregamento dos bancos de baterias, tornando-se uma aplicação substituta do PWM. O controlador de carga com aplicação do MPPT extrai a corrente de máxima potência I_{mp} , em sua tensão máxima V_{mp} , que normalmente é maior que a tensão do banco de baterias. Como resultado, os controladores de carga com MPPT possuem uma faixa de eficiência em torno de 94 - 99% segundo M. Deepika *et al.* (2023).

Conforme as curvas das Figura 35, a curva I_xV , típica de um GFV, apresenta o ponto de máxima potência, P_{mp} , que depende das condições meteorológicas e de sombreamento e pode variar ao longo do dia, afetando a operação do GFV. Sendo assim, o objeto de utilizar o MPPT e rastrear esse ponto e sempre operar no máximo da potência entregue. Ao utilizar um controlador PWM, a tensão de saída do painel solar será praticamente igual à tensão da bateria e menor que a tensão no ponto de máxima potência, V_{mp} (Victron Energy b).

Figura 35 – Curvas típicas IxV e PxV de um gerador fotovoltaico



Fonte: (Victron Energy b)

Para a mini rede do projeto SIMA, utilizou-se o controlador de carga SmartSolar MPPT 250/100 – Tr, como pode ser observado nas Figuras 36 e 37. O controlador de carga emprega o algoritmo MPPT ultrarrápido com uma eficiência 30% superior as tecnologias PWM. Possui reconhecimento automático da tensão da bateria e proteção contra sobreaquecimento, que poderia reduzir a eficiência do sistema. Além disso, possui a função de recuperação de uma bateria completamente descarregada, iniciando o carregamento mesmo se a bateria estiver descarregada a 0 V com a função de desconexão interna.

Figura 36 – Controlador de Carga MPPT 250|100 Tr empregado do projeto SIMA



Fonte: autora

Figura 37 – Detalhes do controlador de carga MPPT 250|Tr



Fonte : (Victron Energy b)

3.3.4 Hardware para sistema de monitoramento

Para proporcionar um controle e visualização intuitiva de todo a mini rede do SIMA, utilizou-se o Color Control GX também da Victron Energy, como pode ser observado na Figura 38.

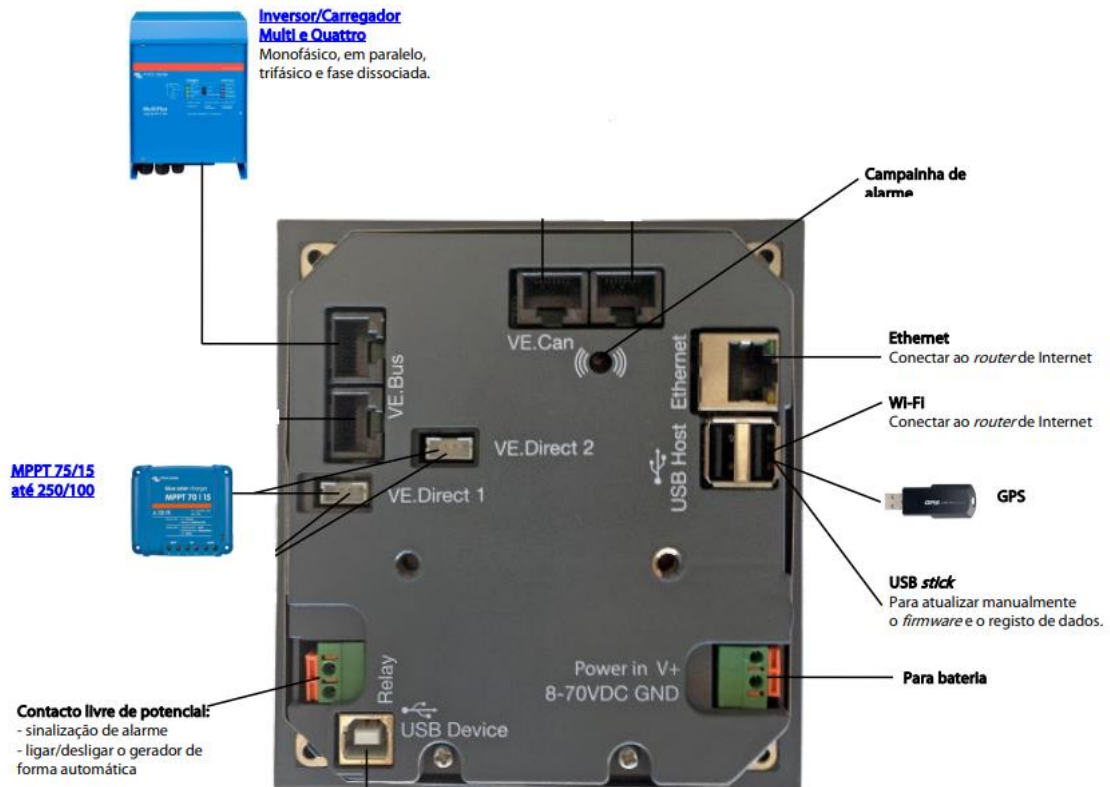
Figura 38 – Color Control GX



Fonte: (Victron Energy c, 2023)

A monitorização e controle é feita com a conexão dos inversores, inversores híbridos, sistema de armazenamento e controlador de carga nas entradas do Color Control, conforme a Figura 39.

Figura 39 – Conexão do Color Control GX



Fonte: (Victron Energy c, 2023 – editado pela autora)

De posse dessas informações, além do controle e monitorização local as informações obtidas também podem ser enviadas para o *website* gratuito disponibilizado pela Victron Energy, o portal VRM *Online*; este mesmo portal permite fazer configurações de maneira remota na mini rede. Por fim, o CCGX também é o gestor de energia do sistema de armazenamento. A Figura 40 apresenta o CCGX empregado no SIMA, e a Figura 41 o display de monitoramento do portal VRM para o SIMA.

Figura 40 – Color Control GX empregado na mini rede projeto SIMA



Fonte: autora

3.4 Sistema de gestão de armazenamento de energia em banco de baterias (SISGAE2B)

Como parte da chamada de P&D nº 22/2018 foram desenvolvidos *softwares* de gestão do sistema multimodal SIMA. A Figura 41, apresenta a página de login, com o menu para todos os sistemas de gestão auxiliares, onde o GSAE corresponde especificamente ao sistema de armazenamento.

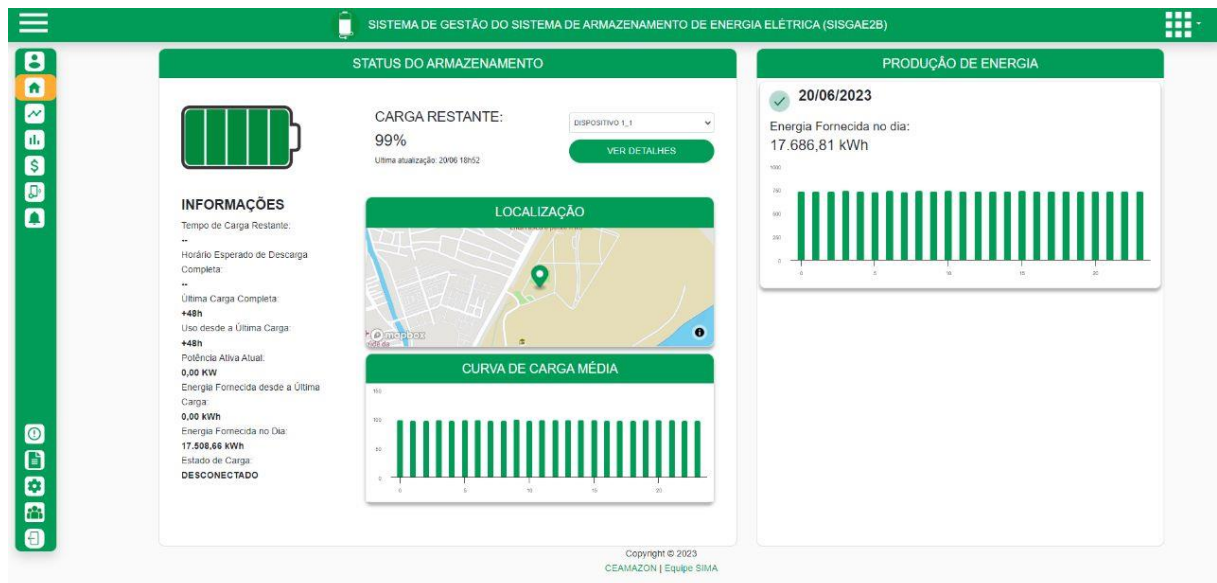
Figura 41 – Login e menu do Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia em Banco de Baterias



Fonte: autora

O Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia em Banco de Baterias (GSAE) é um dos *softwares* computacionais que compõe o Sistema Inteligente de Gestão Eficiente de Mobilidade Elétrica Multimodal, este possui interface de entrada e saída, gerenciador de usuários, administrador de dispositivos, gerenciador de informações e gráficos. A Figura 42, apresenta a *home*, ou ainda “início” do *software*, onde apresenta status de carregamento do banco de baterias, dados de carga/descarga, potência ativa e energia fornecida. A Figura 43, apresenta o menu de opções encontradas no sistema.

Figura 42 – Home do Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia em Banco de Baterias



Fonte: autora

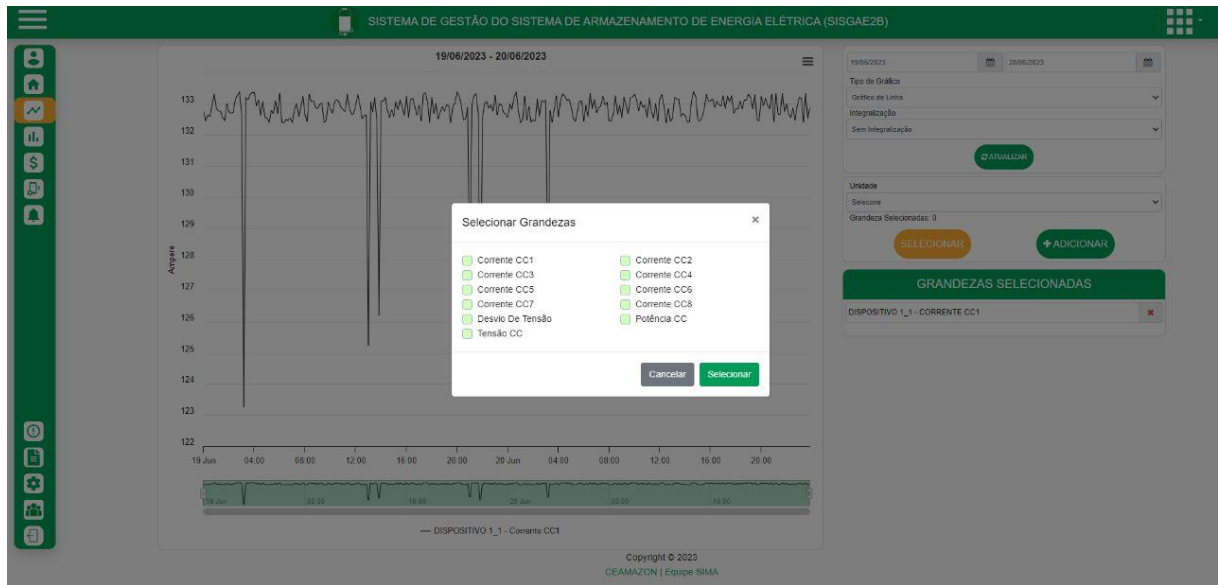
Figura 43 – Menu de navegação do GSAE



Fonte: autora

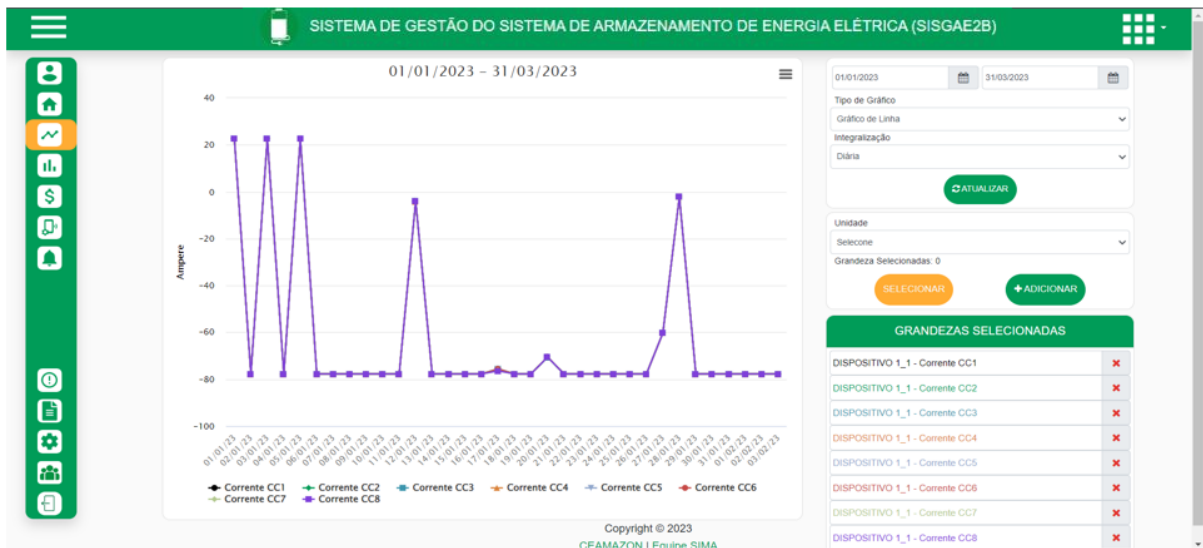
A opção de grandezas monitoradas apresenta a corrente de carregamento para cada um dos 08 gabinetes BYD PRO 13,8 kV que compõe o banco de baterias, assim como o nível de tensão CC no barramento CC, a potência CC e os possíveis desvios de tensão. A Figura 44 apresenta o menu de seleção das grandezas monitoradas, a Figura 45 mostra o monitoramento das correntes de carregamento dos gabinetes sobrepostas, a Figura 46 apresenta o monitoramento do nível de tensão. Por fim, a Figura 47 apresenta os alarmes monitorados pelo GSAE.

Figura 44 – Grandezas monitoras pelo GSAE



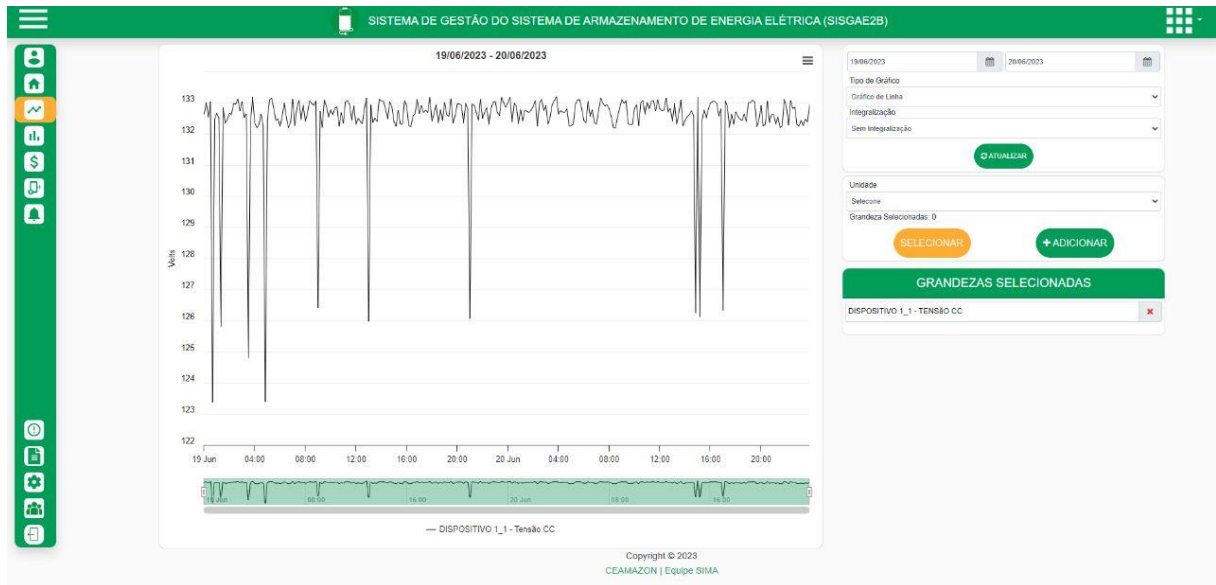
Fonte: autora

Figura 45 – Monitoramento do nível de carregamento do gabinete 08 do banco de baterias



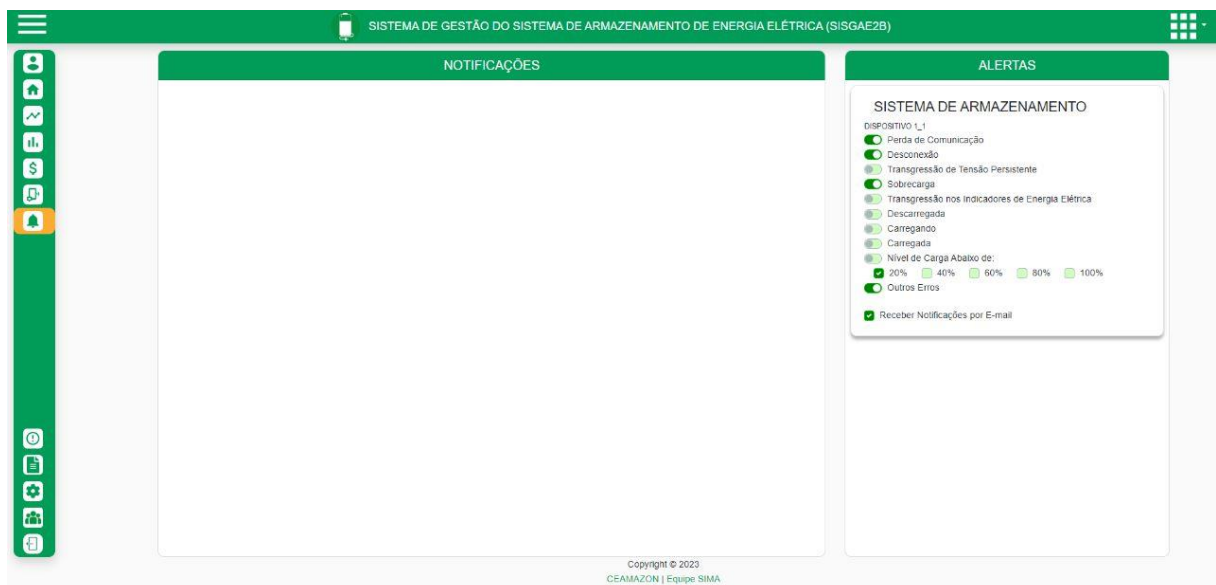
Fonte: autora

Figura 46 – Monitoramento da tensão no barramento CC



Fonte: autora

Figura 47 – Alarmes disponíveis no GSAE



Fonte: autora

O sistema também permite configurar os dados tarifários da rede da cidade universitária José Silveira Neto. A partir dessa configuração é possível fazer a análise econômica da mini rede, realizando estudos do impacto da mini rede, com armazenamento de energia, na fatura da demanda contratada da concessionária local. A Figura 48, mostra os parâmetros necessários para a configuração.

Figura 48 – Configuração tarifária do GSAE

The screenshot displays the 'CONFIGURAÇÕES' (Configurations) page for the GSAE system. The main section is titled 'POSTOS TARIFÁRIOS' (Tariff Rates) and contains several input fields for configuring a tariff post. The fields include:

- Conexional:** A dropdown menu.
- Demanda Ponta (kW):** A text input field with the value '5000'.
- Preço da Demanda Ponta (R\$/kW):** A text input field with the value '2.00'.
- Preço do Consumo Ponta (R\$/kWh):** A text input field with the value '2.00'.
- Tolerância de Ultrapassagem (%):** A text input field with the value '3.00'.
- Penalização de Ultrapassagem (%):** A text input field with the value '3.00'.

Below these fields, there are two checkboxes: 'Atualmente Vigente' (Currently Valid) and 'Valor Padrão' (Default Value), both of which are checked. To the right of the form is a 'Histórico' (History) table showing a list of active tariff periods with their respective start and end dates and status icons (checkmarks and red squares).

Período	Status
\$ 01/01/2020 - 31/07/2020	Ativo
\$ 01/01/2020 - 31/07/2020	Ativo
\$ 01/08/2020 - 31/12/2020	Ativo
\$ 01/08/2020 - 31/12/2020	Ativo
\$ 01/01/2021 - 31/07/2021	Ativo
\$ 01/01/2021 - 31/07/2021	Ativo
\$ 01/08/2021 - 31/12/2021	Ativo
\$ 01/08/2021 - 31/12/2021	Ativo

At the bottom of the configuration area, there is a green button labeled '+ SALVAR' (Save). The footer of the page includes the text 'Copyright © 2023 CEAMAZON | Equipe SIMA'.

Fonte: autora

De posse dos dados fornecidas pelo *software* de gerenciamento, é possível a formação de informações pertinentes a tomadas de decisão quanto ao gerenciamento da rede. Por exemplo, de acordo com os dados tarifários, a curva de consumo do prédio, a geração FV e carregamento do SAE, ter a tomada de decisão de estabelecer os horários de entrada e saída do armazenamento, ou ainda, dado o carregamento do SAE estimar o tempo de autonomia que o mesmo possui, para uma possível atuação de *backup* em falta da rede, ou de *peak shaving*, corte de demanda. Além disso, é possível fazer a gestão dessas informações para um plano de manutenção da mini rede, por exemplo, controlando as correntes de carregamento do banco de baterias, que afeta diretamente a saúde e ciclo de vida das mesmas. Entre várias outras aplicações.

3.5 Atendimento aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)

Em 2015, a Organização dos Países Unidos, ONU, propôs aos seus países membros uma nova agenda de desenvolvimento sustentável para os próximos 15 anos, a Agenda 2030. Esta é composta por 17 objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS), que podem ser observados na Figura 49.

Figura 49 – Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável




Fonte: (<https://brasil.un.org/pt-br>)

A agenda propõe um esforço conjunto de países, empresas, instituições e sociedade civil. Os ODS buscam assegurar os direitos humanos, acabar com a pobreza, lutar contra as desigualdades, alcançar a igualdade de gênero, bem como enfrentar as mudanças climáticas. O setor privado possui um papel de destaque nesse processo como grande detentor do poder econômico. Frente a isso, o mercado financeiro estabeleceu as metas e políticas de ESG (Ambiental, Social e Governança). As questões ambientais, sociais e de governança passaram a ser consideradas essenciais nas análises de riscos e nas decisões de investimentos, colocando forte pressão sobre o setor empresarial.

Segundo relatório da PwC, até 2025, 57% dos ativos da Europa estarão em fundos que consideram os critérios ESG. No Brasil, fundos do ESG captaram R\$ 2,5 bilhões em 2020 (ONU c., 2023).

Nesse aspecto, o projeto SIMA, atende fundamentalmente as ODS listadas abaixo:

<p>7 ENERGIA LIMPA E ACESSÍVEL</p> 	<p>Energia limpa e acessível Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos</p> <ul style="list-style-type: none"> Assegurar o acesso universal e confiável Aumentar substancialmente a participação de fontes renováveis na matriz energética global; Dobrar a taxa global de melhoria em eficiência energética
---	---



O projeto consiste em base energética sustentável e eficiente, integrada a rede convencional, possibilitando análises do comportamento da mini rede e desenvolvimento de estudos de fronteira. No entanto, a mini rede vai além com o seu sistema de armazenamento de energia, possibilitando estratégias de baixo carbono, diminuindo emissões de GEE, e estabelecendo equivalentes de sustentabilidade, como número de árvores cultivadas, restaurando o ecossistema. Por fim, os modais de mobilidade elétrica (eletro posto, ônibus e barco) estão diretamente ligadas a ODS cidades sustentáveis, possibilitando estudo de diversos cenários integrados as possibilidades de cidades sustentáveis e redes de distribuição do futuro.

4 ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES

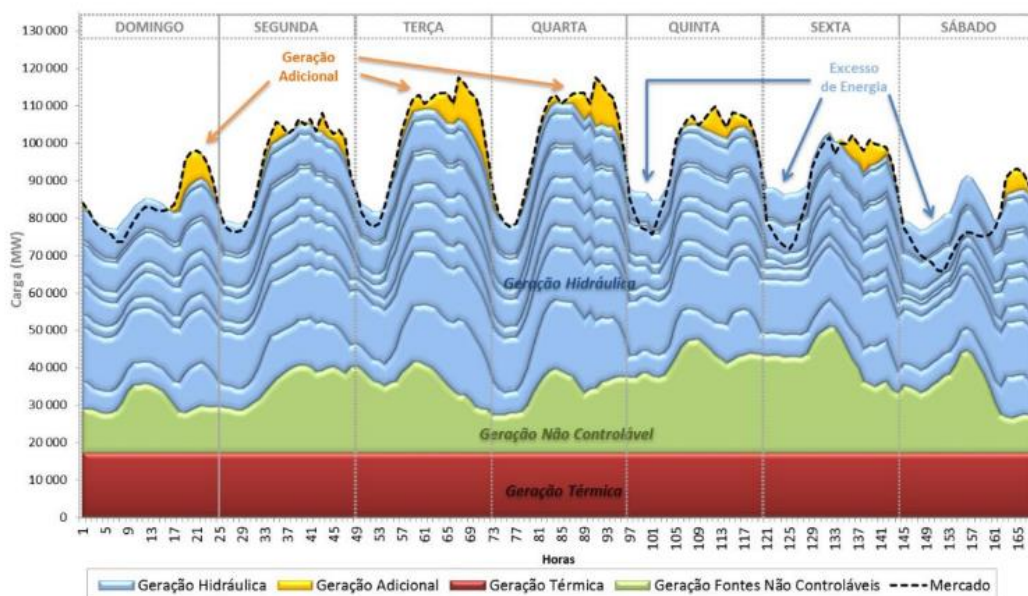
4.1 Introdução

Como já mencionado no Capítulo 02, os sistemas de armazenamento de energia (SAE) configuram-se como a possibilidade de garantir a despachabilidade das fontes geradoras de energia intermitentes.

A significativa variação, no curto prazo, da geração de energia por fontes renováveis, traz consigo novos conceitos importantes para o planejamento da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro, sendo eles a flexibilidade, capacidade e reserva operativa.

O conceito de capacidade está relacionado com a possibilidade do sistema atender a demanda a todo instante, e é projetado visando a demanda máxima que o sistema pode requerer no intervalo de tempo estudado. Por outro lado, a flexibilidade operativa deve atender a um amplo e abrangente cenário de escala e tempo, conforme a Figura 50.

Figura 50 – Adequação das metas mensais aos perfis horários considerando fontes não controláveis



Fonte: (EPE m., 2018)

Diferentemente da flexibilidade, a reserva operativa deve estar pronta para atender a contingências que afetem a estabilidade, resiliência e confiabilidade do SIN. Estas já fazem parte dos contratos de geração, com disponibilidade garantida incluindo os períodos de manutenção das usinas, e podem ser despachadas por medidas fora da ordem de mérito, ou seja, intervalos menores que o tempo entre os comandos de despacho.

A necessidade por flexibilidade surge das variações na demanda a ser suprida, que podem ocorrer, por exemplo, em momentos de carga baixa, e elevada geração, na Figura 50 descrito como excesso de energia. Por outro lado, a demanda por capacidade pode ocorrer em momentos onde a carga esteja estável, porém em valor muito elevado. Uma vez identificado os requisitos do sistema e os atributos desejáveis para que a demanda seja suprida, a alocação ótima de recursos como o armazenamento de energia, podem garantir confiabilidade a rede.

Portanto, segundo o estudo do PNE 2050, os SAE passam a compor o que se denominou de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), juntamente com a geração distribuída; inserção dos veículos elétricos e seus pontos de recarga; as respostas de demanda; e eficiência energética, como pode ser observado na Figura 51.

Figura 51 – Definição dos Recursos Energéticos Distribuídos

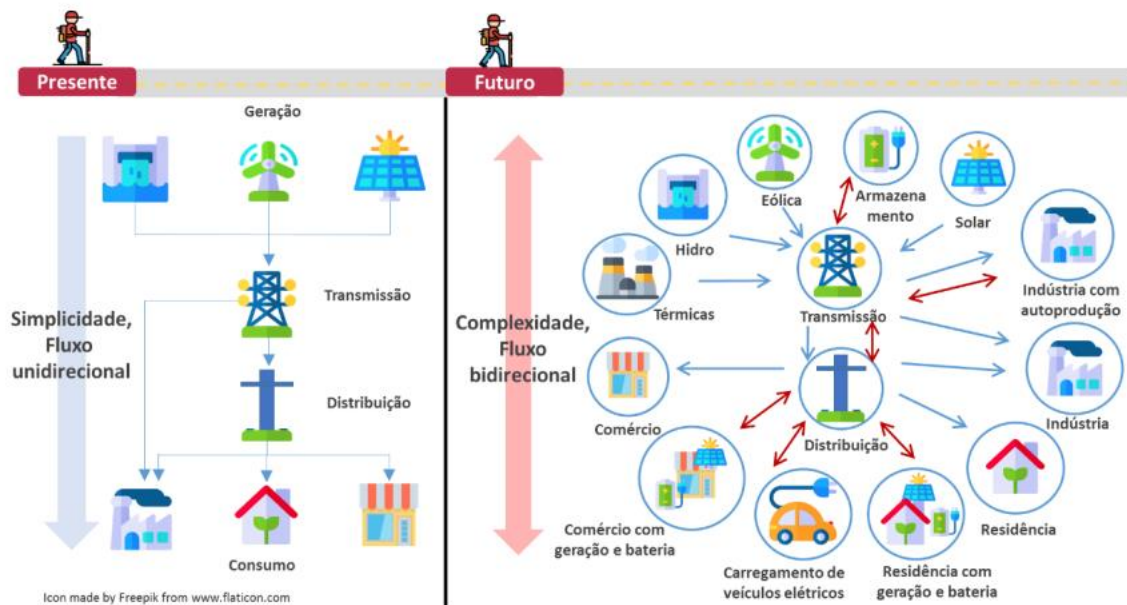


Fonte: (EPE h., 2020)

Nesses termos, os RED permitem a maior participação do consumidor, agora prossumidor, tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia. A difusão dos RED apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os

sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente. Nesse contexto a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos. A Figura 52, apresenta um panorama que compara a atual configuração dos SEP, e sua possível configuração futura.

Figura 52 – Atual configuração do sistema elétrico de potência e tendências futuras



Fonte: (EPE I., 2018)

Sendo assim, diante do cenário de profunda transformação do setor elétrico e inserção dos RED, em 2020, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) criou sua Governança em Assuntos Regulatórios (GAR), que a partir de 2022 estabeleceu cinco assuntos regulatórios prioritários, sendo eles: resposta em demanda; serviços ancilares; recursos energéticos distribuídos; operação e preço (PLD horária); e acesso ao sistema de transmissão.

Portanto, pelos aspectos já levantados neste trabalho sobre os SAE, percebe-se que seu papel é central nas novas configurações dos sistemas elétricos, visto que estes podem participar das respostas de demanda; na venda de serviços ancilares; e impactando na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) à nível de transmissão; e nas tarifas horo sazonais dos consumidores de média e baixa tensão.

Ao longo deste Capítulo 04, será discutido o gerenciamento dos sistemas de armazenamento a partir da ótica das respostas em demanda; do seu impacto financeiro ao ser utilizado em mini redes como a discutida neste trabalho; e por fim, o impacto nas políticas de

baixo carbono, alinhado aos cenários mais verdes estabelecidos nas agendas da ONU, como o *Net Zero*.

4.2 Respostas de Demanda com configuração de SAE

A introdução dos RED tem impactos nos níveis de distribuição, transmissão e geração. Do ponto de vista da expansão do SEP, é possível enxergar a postergação dos investimentos de rede. Do ponto de vista operativo, os RED podem vir a oferecer serviços ancilares, como flexibilidade, e reserva operativa.

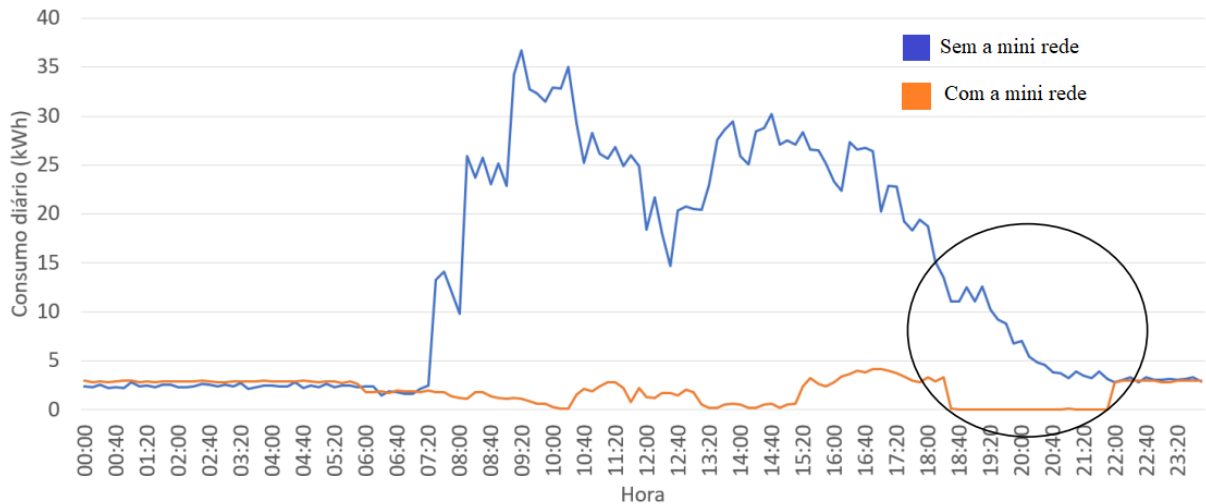
Nesse contexto, nos últimos anos a participação ativa da demanda vem conquistando um papel importante em diversos mercados de energia elétrica do mundo, por meio da utilização de mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), que buscam garantir o atendimento da demanda por eletricidade com qualidade, confiabilidade, economia e segurança. O termo GLD é bem abrangente e pode se referir tanto às ações de longo prazo, tais como programas de eficiência energética, como ações temporárias de Respostas de Demanda (RD) no curto prazo (ONS b., 2022).

Os mecanismos de RD representam uma fonte potencial de flexibilidade para o sistema elétrico e de uma forma geral podem resultar em aumento, redução, corte ou deslocamento temporal de carga (ONS b., 2022). Outra forma de RD ocorre quando o consumidor utiliza geração distribuída com armazenamento de energia, fazendo a gestão do seu próprio consumo de energia elétrica.

Nesse contexto o sistema de armazenamento existente na mini rede do projeto SIMA, e sua atual configuração de operação (carregamento do banco de baterias no horário fora ponta, e descarregamento no horário de ponta) consiste em uma estratégia de resposta de demanda em curto prazo, onde há o deslocamento da curva de carga. Assim como, na possível ausência do fornecimento pela rede elétrica da cidade universitária, e entrada plena do banco de baterias para sustentar a carga do prédio, também corresponde como uma resposta em demanda de curto prazo.

A Figura 53, apresenta a curva de carga em um dia típico no prédio CEAMAZON, com e sem a presença da mini rede do projeto SIMA.

Figura 53 – Curva de carga típica de um dia no prédio CEAMAZON



Fonte: (Andrade, 2021 – modificado pela autora)

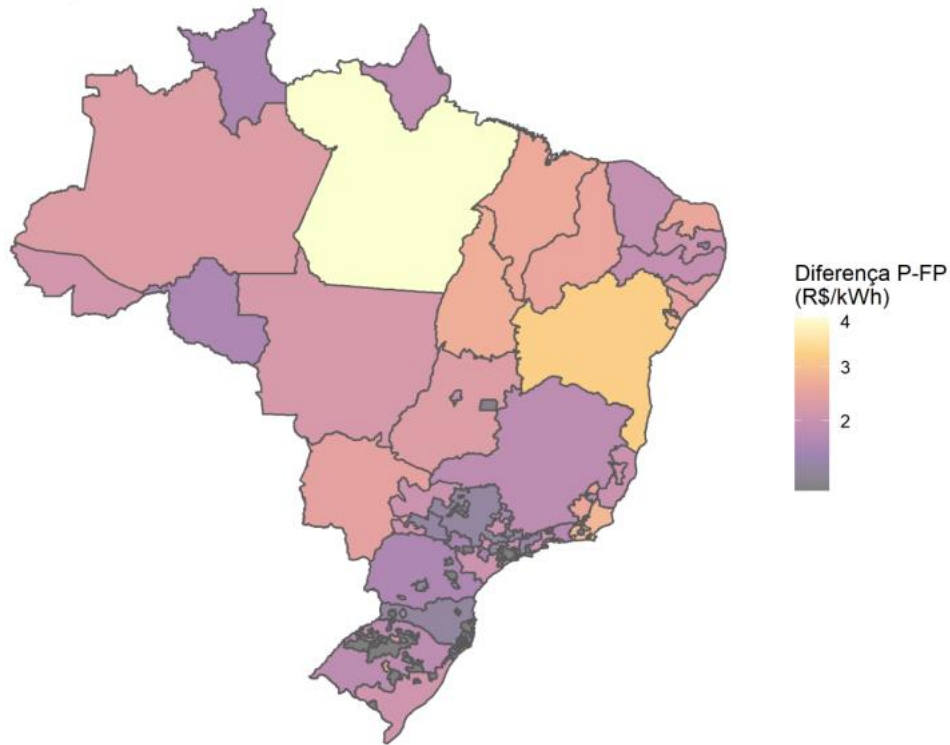
O prédio do CEAMAZON apresenta uma curva de carga típica de um prédio comercial, e sua instalação faz parte da unidade consumidora (UC) do *campus* universitário da UFPA. Por ser um prédio comercial, a sua demanda máxima não corresponde ao horário de ponta, como em uma curva de carga residencial. No entanto, percebe-se pela Figura 53, que no horário de ponta com a entrada do sistema de armazenamento da mini rede, o consumo que seria atendido pela rede CA do *campus*, é zerado; ou seja, impactando diretamente no consumo x fatura do *campus* universitário, correspondendo a uma estratégia de GLD.

4.3 Análise de viabilidade econômica

Desde 1988, consumidores atendidos em alta tensão são submetidos às tarifas horazonais, com a diferença entre horário de ponta e fora ponta. Como mencionado no item anterior, e aplicado no projeto SIMA; o SAE pode ser utilizado para deslocar a curva de carga e impactar no consumo da instalação. Para justificar a aplicação do banco de baterias e gerenciamento da demanda, a diferença entre as tarifas ponta e fora ponta deve ser relevante.

A UC da cidade universitária da UFPA, enquadra-se na modalidade tarifária A4 – Verde, ou seja, está na faixa de atendimento entre 2,3 kV a 25 kV. Segundo o caderno de mini e microgeração distribuída & baterias, do PDE 2032, a diferença entre a tarifa ponta e fora ponta para essa modalidade, consta em torno de R\$ 4/kWh. A Figura 54, apresenta o mapa com distribuição entre as diferenças nas tarifas pelo Brasil.

Figura 54 – Diferença entre Tarifa A4 Verde ponta e fora ponta com impostos



Fonte: (EPE e, 2022)

Analisando o mapa da Figura 54, infere-se que o estado com maior atratividade para implementação de SAE utilizando unicamente o critério das diferenças de tarifas ponta-fora ponta, seria o estado do Pará. A Tabela 5 apresenta os valores atualizados das tarifas com a inserção dos tributos de ICMS, PIS e CONFINS referentes a junho de 2023, no estado do Pará.

Tabela 5 – Tarifa Subgrupo A4 Verde

Subgrupo A4 Verde (2,3 a 25kV)		
Variável	Unidade	Valor com Tributos (R\$/kWh)
Demanda	kW	39,20000
Consumo Ponta	kWh	3,59112
Consumo Fora Ponta	kWh	0,32654

Fonte: (Equatorial Energia Pará, 2023)

Para análise do impacto econômico do SAE aplicado no projeto SIMA, utilizou-se o método de faturamento da seção IV da Resolução Normativa nº 1000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para o grupo A, conforme a memória de cálculo abaixo:

$$FEA_{(p)} = EA_{(p)} \times T_{(p)}$$

$$FEA_{(p)} = [(EA_{(P)} \times T_{(P)}) + (EA_{(FP)} \times T_{(FP)})]$$

Onde:

$FEA_{(p)}$ (R\$): faturamento de energia ativa em posto tarifário;

$EA_{(p)}$ (kWh): energia ativa em posto tarifário;

$T_{(p)}$ (R\$): tarifa em posto tarifário;

$EA_{(P)}$ (kWh): energia ativa em horário de ponta;

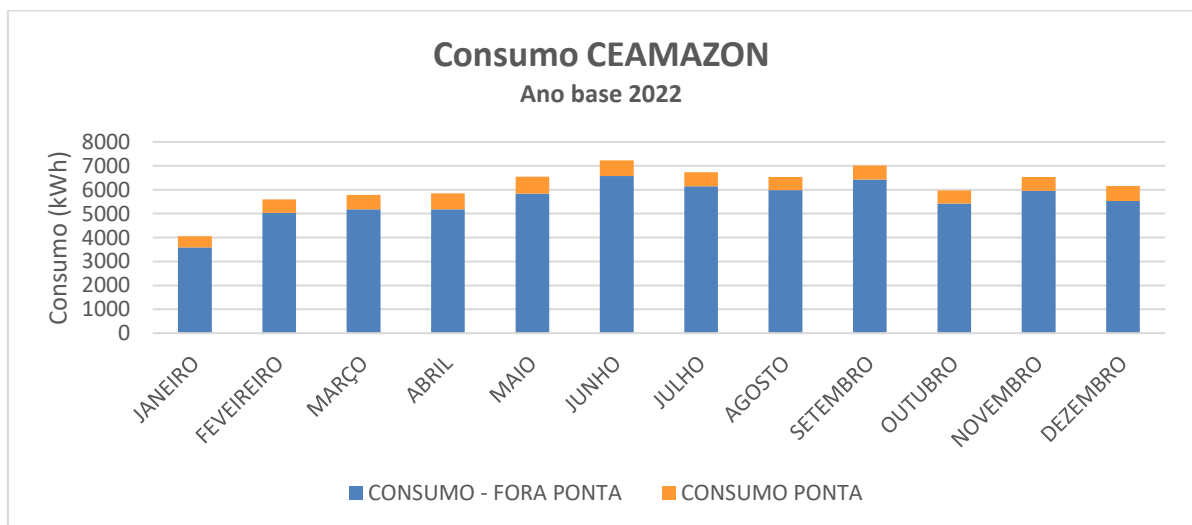
$T_{(P)}$ (R\$): tarifa em horário de ponta;

$EA_{(FP)}$ (kWh): energia ativa entregue em horário fora de ponta;

$T_{(FP)}$ (R\$): tarifa no horário de ponta.

Além disso, utilizou-se a descrição de consumo ao longo do ano 2022 do prédio do CEAMAZON, obtida através da ferramenta de monitoramento em tempo real das grandezas elétricas em regime permanente dos prédios do *campus*, o Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica da Cidade Universitária Prof. José da Silveira Netto (SISGEE). A Figura 55 apresenta a curva de carga anual do CEAMAZON ao longo de 2022, com os consumos de ponta e fora ponta indicados.

Figura 55 – Consumo do prédio CEAMAZON ao longo do ano de 2022



Fonte: (SISGEE, 2022)

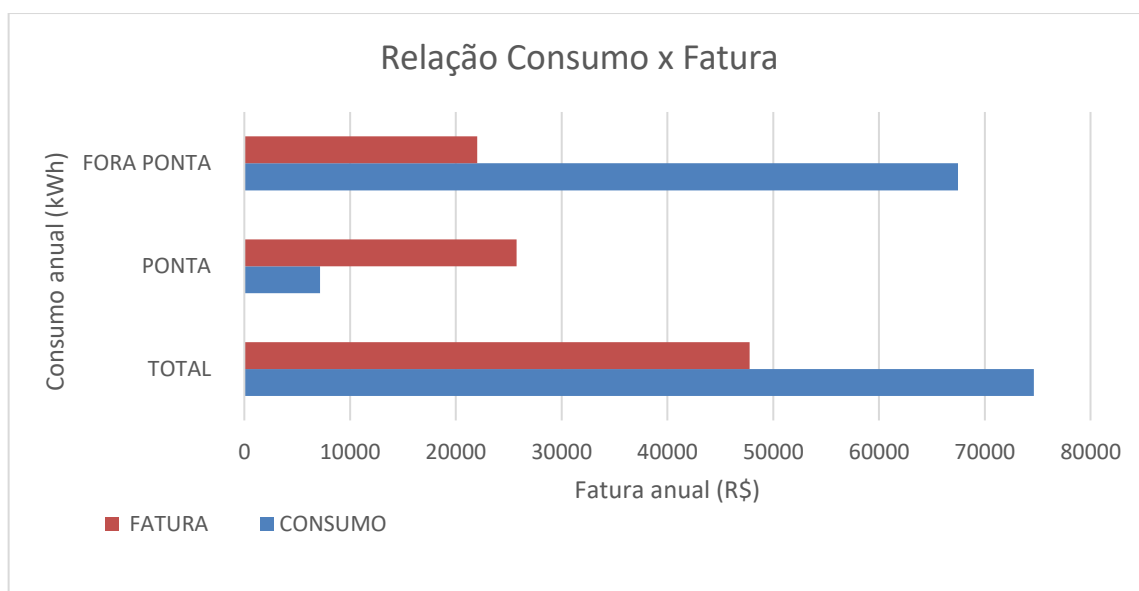
De posse dos dados do consumo anual do prédio do CEAMAZON em 2022 na Figura 55; dos valores tarifários da concessão do estado do Pará presente na Tabela 5; e a memória de cálculo para faturamento presente na resolução 1000 da ANEEL, estimou-se o impacto do SAE na fatura do prédio do CEAMAZON.

Tabela 6 - Consumo x Fatura - CEAMAZON

CENÁRIO ANUAL 2022 (kWh)	CONSUMO	FATURA
Consumo Total	74628,83105	R\$ 47.757,10
Consumo Ponta	7164,10794	R\$ 25.727,17
Consumo Fora Ponta	67464,72311	R\$ 22.029,93

Fonte: autora

Figura 56 – Relação consumo x fatura



Fonte: autora

Pelo gráfico da Figura 56 e dados da Tabela 06, estima-se que do consumo total do prédio do CEAMAZON em 2022, de aproximadamente 7,5 kWh, apenas 9,5% correspondem ao consumo no horário de ponta. Todavia, adotando o valor tarifário da Tabela 5, o valor do consumo no horário de ponta, corresponde a 53,87% do valor total anual, pago pelo prédio do CEAMAZON.

Considerando que o SAE, a partir do banco de baterias implantado no projeto SIMA, entre conforme a estratégia de GLD nos horários de ponta; idealmente, a redução na tarifa coincidiria com o consumo apenas no horário fora de ponta, reduzindo o custo a um valor inferior a metade da fatura anual. Ressaltando, que esta análise está concentrada no sistema de armazenamento, portanto com as entradas dos arranjos FV durante o dia, conforme a curva de

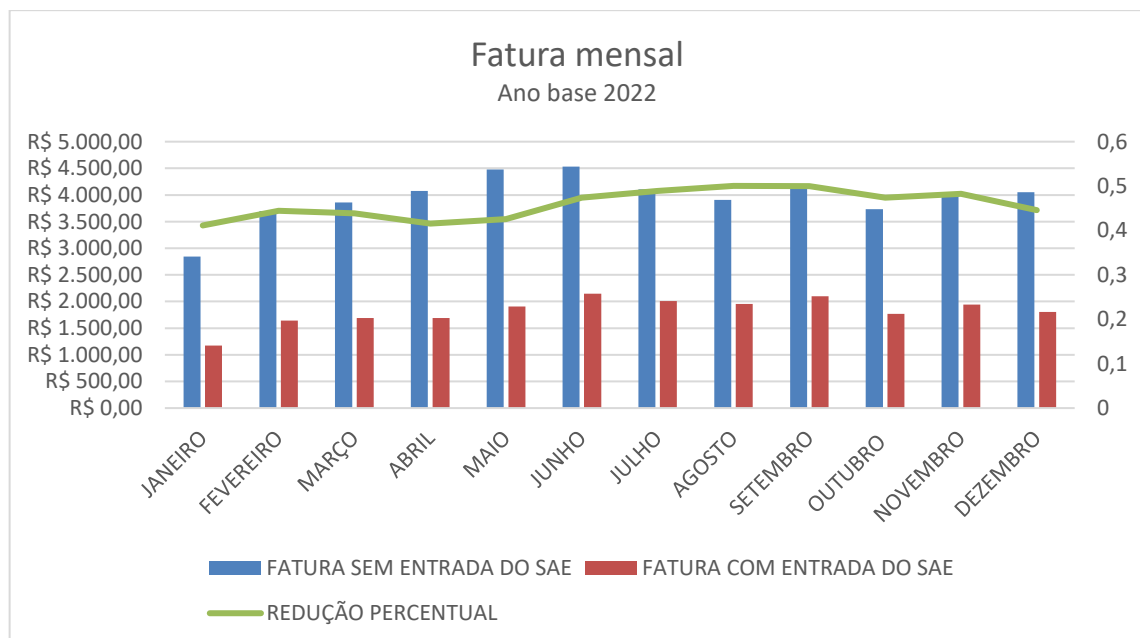
carga diária da Figura 53, a redução dos custos e demanda da rede pode ser ainda menor. A Tabela 7 e Figura 57 apresentam o faturamento mensal referente ao ano de 2022, com os cenários com SAE e sem SAE, e as respectivas reduções percentuais mensais com presença do armazenamento de energia.

Tabela 7 – Fatura mensal

CENÁRIO MENSAL 2022	FATURA SEM ENTRADA DO SAE	FATURA COM ENTRADA DO SAE	REDUÇÃO PERCENTUAL
JANEIRO	R\$ 2.846,01	R\$ 1.170,62	0,411318992
FEVEREIRO	R\$ 3.696,01	R\$ 1.642,42	0,444376267
MARÇO	R\$ 3.860,27	R\$ 1.692,29	0,438386375
ABRIL	R\$ 4.074,66	R\$ 1.692,95	0,415483092
MAIO	R\$ 4.478,56	R\$ 1.904,72	0,42529685
JUNHO	R\$ 4.530,90	R\$ 2.145,77	0,473584994
JULHO	R\$ 4.105,01	R\$ 2.007,73	0,489093695
AGOSTO	R\$ 3.907,92	R\$ 1.955,45	0,500381764
SETEMBRO	R\$ 4.203,77	R\$ 2.099,92	0,499532749
OUTUBRO	R\$ 3.735,24	R\$ 1.771,26	0,474202958
NOVEMBRO	R\$ 4.024,08	R\$ 1.943,32	0,482922298
DEZEMBRO	R\$ 4.052,95	R\$ 1.806,87	0,445815729

Fonte: autora

Figura 57 – Fatura mensal x redução percentual com a presença do SAE



Fonte: autora

Pelos dados mensais apresentados, percebe-se que o valor da fatura com a presença do SAE corresponde a uma média de 45% do valor total estimado sem a presença do armazenamento, ou seja, correspondendo a 55% de economia com esta aplicação.

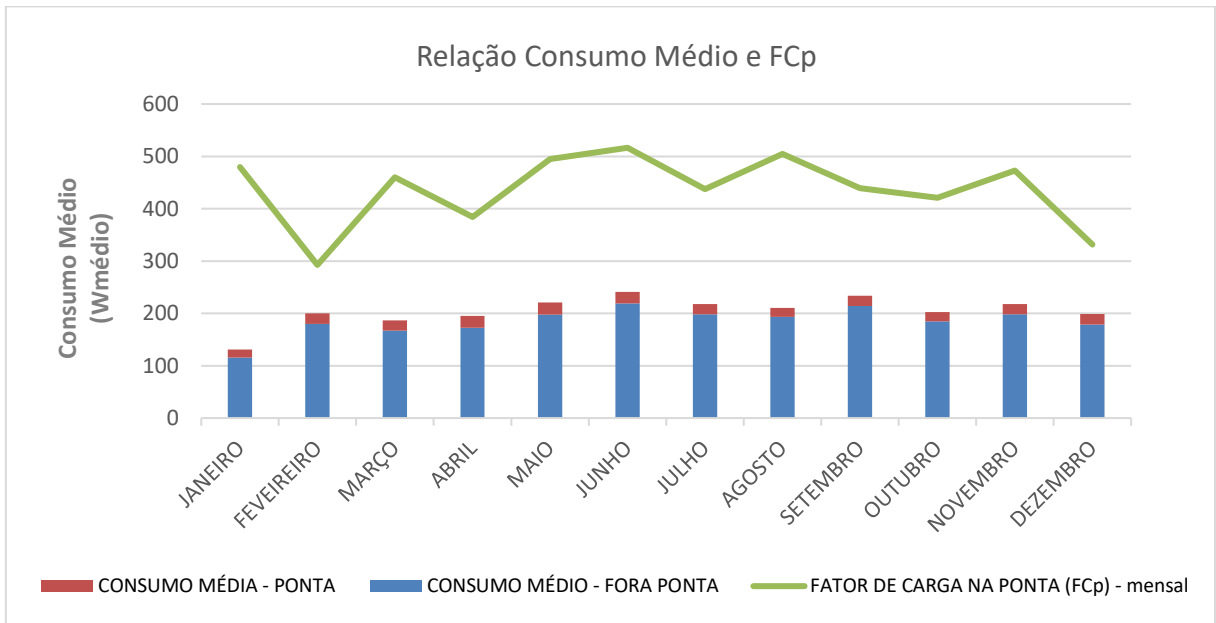
Além da análise puramente tarifária, o PDE 2032 introduz o conceito do Fator de Carga na Ponta (FCp) para justificar a aplicação de sistemas de armazenamento de energia à bateria. Para gestão de consumo com Tarifa A4 – Verde, analisando exclusivamente a opção do uso de banco de baterias para atendimento no horário de ponta, enxerga-se viabilidade econômica para consumidores com alto fator de carga na ponta. O estudo afirma que para consumidores com alto FCp, já pode ser viável a instalação de baterias em algumas distribuidoras com grandes diferenças em tarifa em horários de ponta e fora ponta. De posse do mapa tarifário da Figura 54, e valores da Tabela 5, constata-se a viabilidade de análise pelo FCp.

Segundo o mesmo estudo, entende-se o FCp como um fator onde apresenta a relação de consumo médio no horário de ponta ($W_{méd}$), pela sua demanda máxima (W) no mesmo período. Um baixo FCp indica que a bateria ficaria ociosa na maior parte do tempo, diminuindo a atratividade do investimento.

Realizando uma análise mensal, e considerando o conceito de FCp do PDE 2032, chega-se a seguinte memória de cálculo, cujo resultados constam no gráfico da Figura 58.

$$FC_p = \frac{W_{méd}}{W_{máx} * n^o \text{ de horas (mensal)}}$$

Figura 58 – Análise de FCp

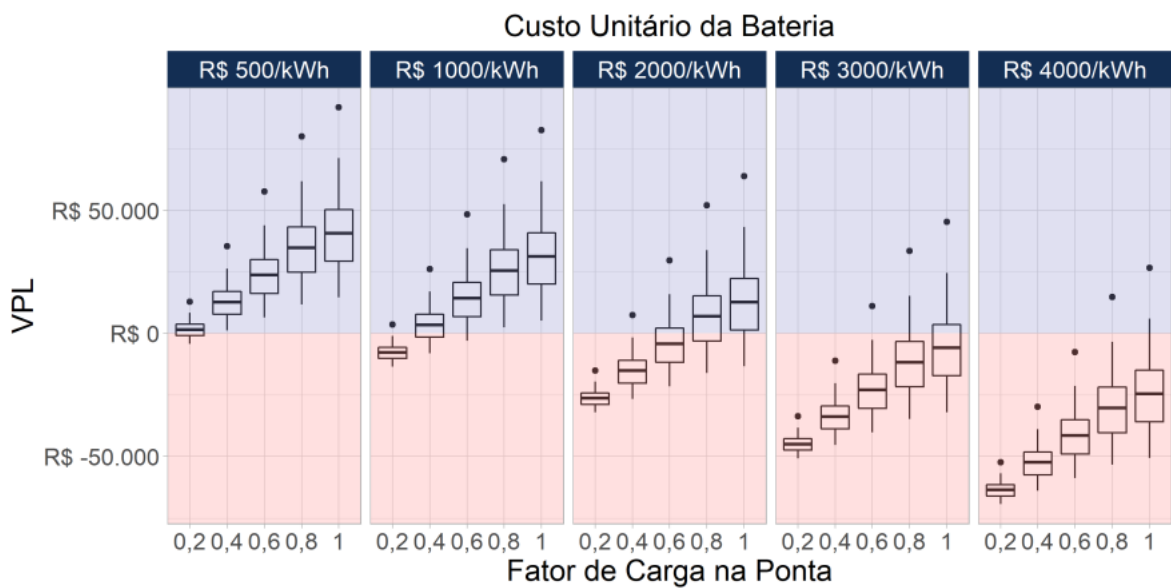


Fonte: autora

Para análise mensal de FCp, constatou-se um valor médio de 0,43 ao longo do ano de 2022, com um FCp alto em praticamente todos os meses, exceto em fevereiro 2022.

Afim de analisar a viabilidade do FCp, o PDE 2032 cruza essa informação com o VPL (Valor Presente Líquido) apresentado na Figura 59.

Figura 59 – Relação entre custo de baterias com fator de carga na ponta



Fonte: (EPE e, 2022)

Para aplicação no horário de ponta, não há necessidade do uso dos 08 gabinetes do banco de baterias, mas sim apenas 02. Considerando que o preço um gabinete é de R\$ 44.743,78; o custo inicial para esta aplicação de GLD é de R\$ 89.487,78. Ou seja, para a demanda em kWh do ano de 2022, o valor de FCp encontrado justifica a aplicação do SAE à bateria, pois enquadra-se na faixa de VPL R\$ 500/kWh, com FCp positivo, conforme a Figura 59.

Sendo assim, pelas duas análises apresentadas justifica-se a viabilidade da implantação do SAE na mini rede do SIMA.

4.4 Mecanismos de Carbono

A redução das emissões de gases do efeito estufa (GEE) e da intensidade de carbono têm sido apontados como os principais objetivos associados a uma transição para uma economia de baixo carbono, definida como aquela que possui uma produção mínima de GEE na biosfera, com baixo consumo de energia, baixa poluição ambiental e baixas emissões de carbono (EPE h., 2020). A construção de uma estratégia de descarbonização deve considerar diversos aspectos, entre eles o energético. Uma política energética consistente para descarbonização deve priorizar a busca por fontes não emissoras e por maior eficiência energética. No Brasil, existem mecanismos mandatórios, e outros diversos, voltados para a redução de emissões, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), leilões com fontes incentivadas (renováveis), o *net metering*, programas de eficiência energética e o selo PROCEL.

A matriz de geração elétrica brasileira possui o perfil baixo de emissões de carbono, comparada com a maioria dos países. A elevada participação de renováveis na matriz elétrica brasileira se reflete em baixíssimos fatores médios de emissão no SIN (EPE o., 2018). Em 2021, a oferta interna de energia atingiu 301,5 Mtep, registrando um avanço de 4,5% em relação ao ano anterior. Neste ano, a participação de renováveis na matriz energética foi marcada pela queda da oferta hidráulica, associada à escassez hídrica e ao acionamento de usinas termoelétricas. No entanto, o incremento das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica, e o biodiesel contribuíram para que a matriz energética brasileira se mantivesse em um patamar renovável de 44,7%, muito superior ao resto do mundo (EPE d, 2022).

Ainda em 2021, o total de emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira atingiu 445,4 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_{2-eq}$), sendo a

maior parte ($197,8 \text{ Mt } CO_{2-eq}$) gerada no setor de transporte. O setor elétrico emitiu, em média, apenas $118,5 \text{ kg } CO_2$ para produzir 1 MWh, um índice muito baixo quando se estabelece comparações com países da União Européia, EUA e China (EPE d, 2022).

Por outro lado, quando se trata da geração de energia, o armazenamento de energia elétrica permite o desacoplamento da geração da demanda, e é um dos itens chaves para a descarbonização com segurança energética em sistemas mais integrados e otimizados (EPE o., 2018).

A partir da assinatura do Protocolo de Quioto em 11 de dezembro de 1997, houve o marco nos esforços internacionais para o enfrentamento das mudanças climáticas, estabelecendo um compromisso legal de redução das emissões antrópicas de gases do efeito estufa. O referido protocolo, entre vários outros elementos, trouxe a possibilidade de utilização de mecanismos de mercado para que os países desenvolvidos pudessem cumprir os compromissos quantificados de redução e limitação de emissão de GEE. O Brasil, porém, passou a participar desses mecanismos de redução de emissão a partir dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL), por ser o único mecanismo que admitia participação voluntária de países em desenvolvimento.

A partir do MDL, estabeleceu-se os fatores de emissão médios de CO_2 para energia elétrica, a serem utilizados em inventários que tem como objetivo estimar a quantidade de CO_2 associada a uma geração de energia elétrica. Ele calcula a média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas que estão gerando energia, e não somente aquelas que estejam funcionando a margem. Portanto, se todos os consumidores de energia elétrica do SIN calculassem as suas emissões, multiplicando a energia consumida (kWh) pelo fator de emissão, o somatório corresponderia às emissões do SIN.

Sendo assim, a partir dos dados de consumo do CEAMAZON com o ano base de 2022, e a base do fator médio de emissão do mesmo ano, disponibilizada pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, pode-se estimar o nível de emissão de CO_2 nos cenários sem a presença do SAE, e com a presença do SAE na mini rede, e posterior avaliação de impacto. As Tabelas 8 e 9 apresentam os fatores de emissão médio mensais e anual, referentes ao ano de 2022.

Tabela 8 – Fator de emissão de CO₂ médio mensal

Fator de emissão médio ANO 2022	
Mês	Emissão (tCO₂/MWh)
Janeiro	0,0732
Fevereiro	0,0503
Março	0,0406
Abril	0,0216
Mai	0,0280
Junho	0,0441
Julho	0,0419
Agosto	0,0491
Setembro	0,0491
Outubro	0,0471
Novembro	0,0402
Dezembro	0,0294

Fonte: (MCTI b., 2023)

Tabela 9 – Fator médio anual de emissão de CO₂

Fator Médio Anual (tCO₂/MWh)
ANO - 2022
0,0426

Fonte: (MCTI b., 2023)

Com base nos valores dos fatores médios mensais da Tabela 08, e consumo em kWh do ano 2022 do prédio do CEAMAZON, chega-se a seguinte estimativa de emissão de CO₂ nos cenários com e sem SAE, da mini rede, apresentados na Tabela 10 e Figura 60.

Tabela 10 – Estimativa de emissão de CO_2 (tCO_2) na mini rede do CEAMAZON

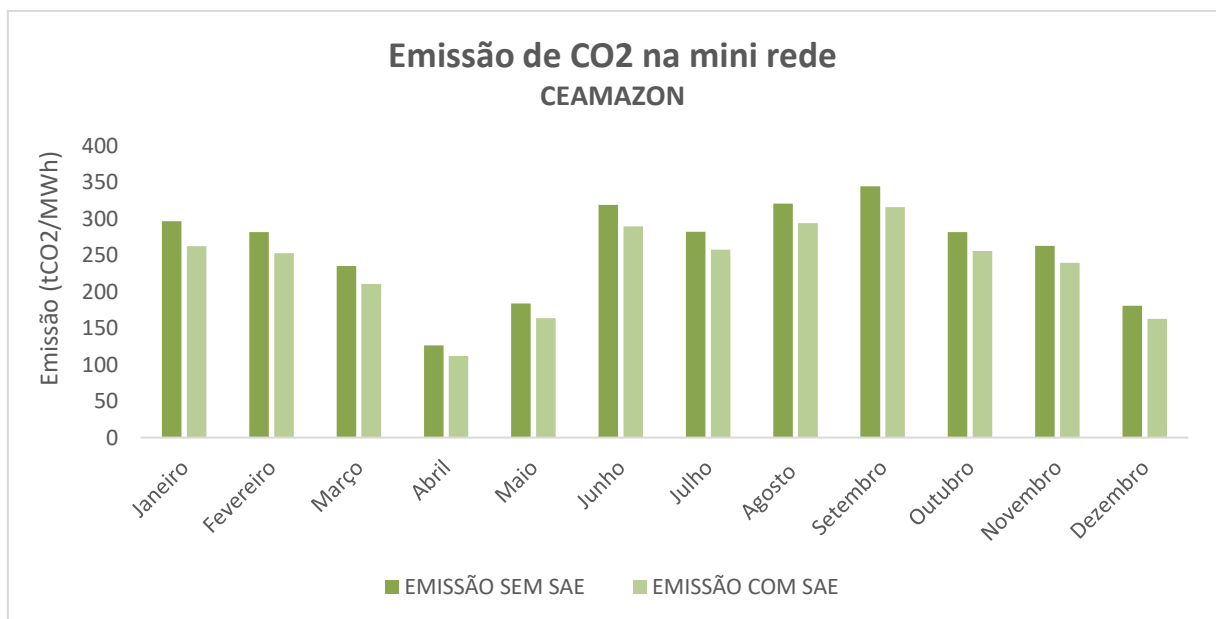
MÊS / 2022	EMIÇÃO SEM SAE	EMIÇÃO COM SAE	Δ PERCENTUAL	Δ EMISSÃO
Janeiro	296,5663496	262,4157989	0,115153155	34,15055073
Fevereiro	281,5037836	252,7658937	0,102087047	28,73788985
Março	235,0072656	210,4876489	0,104335569	24,51961667
Abril	126,241803	111,9240867	0,113415018	14,31771633
Mai	183,5582101	163,4718659	0,109427654	20,08634423
Junho	318,79625	289,5322466	0,091795319	29,26400337
Julho	281,8618196	257,4115476	0,086745598	24,45027202
Agosto	320,638263	293,9502009	0,083234178	26,68806212
Setembro	344,4243817	315,6671208	0,083493685	28,75726092
Outubro	281,3949593	255,6223077	0,091588889	25,77265157
Novembro	262,8158026	239,4980347	0,088722853	23,31776793
Dezembro	180,8753532	162,5067291	0,101554047	18,36862415
Total (2022)	3113,684241	2815,253481	1,17155301	298,4307599

Fonte: Autora

Tabela 11 – Tonelada equivalente de CO_2 evitada em 2022 no prédio do CEAMAZON

E(tCO_2) ano (2022)	298,4307599
---	-------------

Fonte: autora

Figura 60 – Estimativa de emissão de CO_2 

Fonte: autora

A partir dos resultados apresentados na Tabela 10, infere-se uma redução, em média, de 9,7% na emissão de CO_2 com a aplicação do armazenamento de energia (SAE), se comparado a mini rede sem atuação do mesmo.

Uma forma mais palpável de demonstrar a sustentabilidade ambiental e impacto da redução da emissão de CO_2 é relacionando a quantidade de emissão de CO_2 evitada com equivalentes de sustentabilidade. Dentre esses equivalentes, o número de árvores cultivadas é um dos mais interessantes e utilizados.

As árvores, são classicamente conhecidas como “pulmões” do ecossistema, por serem capazes de remover e sequestrar os gases do efeito estufa, em especial o CO_2 , para mitigação dos efeitos do aquecimento global.

Para o cálculo do número equivalente de árvores cultivadas, considera-se a quantidade de CO_2 removida por uma árvore plantada e cultivada. O fator de retenção de CO_2 depende da espécie da árvore (Vasconcelos, 2017). Portanto, os cálculos são aproximados, uma vez que os tipos de espécies em diferentes biomas, podem variar bastante.

Normalmente, no replantio de florestas nativas utiliza-se cerca de 2000 árvores para cada hectare a ser recuperado; e uma floresta pode demorar cerca de 30 a 40 anos para atingir o estágio próximo de uma estabilidade de biomassa. Florestas de Mata Atlântica e Cerrado, quando maduras, possuem um estoque ou teor de carbono de aproximadamente 100 toneladas de C/hectare; Floresta Amazônica possui um estoque de aproximadamente 170 toneladas de C/hectare. Portanto, estima-se que em 30 anos a floresta possa ter crescido 70% da sua estrutura madura, implicando em um teor de 70tC/hectare em Mata Atlântica e Cerrado; e 120tC/hectare em Floresta Amazônica (Manfrinato, *et al.* 2023).

A unidade dos créditos de carbono nos Certificados de Emissões Reduzidas (CER's) é padronizada em toneladas de carbono equivalente, pois considera além das emissões de CO_2 , a emissão dos outros gases do efeito estufa como metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), entre outros. Portanto, adota-se a seguinte medida de conversão:

$$CO_{2-eq} = GPW_{relativo} * 0,2727 \text{ , sendo assim:}$$

$$1kg CO_2 \text{ — — — — — } 0,2727 C$$

∴

$$3,667 tCO_2 \text{ — — — — — } 1 tC$$

Onde C , corresponde a massa da molécula de carbono, e GPW (*Global Warming Potential*), ao potencial de dano global, que permite saber quantitativamente o efeito gerado quando se emite a mesma quantidade entre os GEE, adotando-se sempre 1 para CO_2 .

Sendo assim, o sequestro de carbono para 70 tC/hectare na Mata Atlântica e Cerrado, equivale a $260 \text{ tCO}_2/\text{hectare}$. Enquanto, 120 tC/hectare na Floresta Amazônica, equivale a $444 \text{ tCO}_2/\text{hectare}$. Logo, dividindo o estoque pelas 2000 árvores plantadas, pelo período de 30 anos, o carbono estocado por árvore na Mata Atlântica e Cerrado é de $130 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}$, e $222 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}$ na Floresta Amazônica; resultando em um sequestro de carbono (C) anual de $4,3 \text{ kg}$ para Mata Atlântica e Cerrado; e $7,4 \text{ kg}$ para Floresta Amazônica.

De posse dos dados de emissão na Tabela 10, conclui-se que a emissão anual de 2022 do Δ absoluto na mini rede do SIMA, corresponde a $298,43 \text{ tCO}_2$, logo:

$$\begin{aligned} tC_{SIMA} &= 298,43 * 0,2727 \\ tC_{SIMA} &= 81,38 \therefore \\ n^{\circ} \text{ de } \textit{árvores cultivadas}_{2022} &= \frac{81,38}{7,4} \\ n^{\circ} \text{ de } \textit{árvores cultivadas}_{2022} &= 10,99 \\ &\cong 11 \textit{ árvores nativas da Floresta Amazônica} \end{aligned}$$

Portanto, com a aplicação do SAE na mini rede, em termos de sequestro de carbono, e equivalente de sustentabilidade, ao longo do ano de 2022, foram cultivadas 11 árvores nativas da Floresta Amazônica no campus da cidade universitária Prof^o José Silveira Neto.

Outra análise a ser considerada, consiste em valores absolutos de crédito de carbono, para comercialização. Para esta finalidade, utiliza-se a unidade em equivalente de carbono (tCO_2), onde $1tCO_2$ equivale a 1 crédito de carbono. Sendo assim, no ano de 2022, o CEAMAZON possuía um crédito de $298,43 \text{ tCO}_2$.

Dado que o crédito de carbono para cotação do dia 30/12/2022 estava em R\$ 441,9; convertendo de euro para real. Haveria um crédito comercial de R\$ 131.902,4 para o mercado de carbono, no fim de 2022.

Logo, conclui-se que pelos mecanismos de políticas de baixo carbono, e atendendo as ODS 07, 11, 13 e 15; o SAE aplicado no SIMA, também é justificado.

5 CONCLUSÃO

O Capítulo 5 apresenta as considerações finais deste trabalho, assim como sugestões de aplicações e trabalhos futuros.

Apresenta, também, produções acadêmicas originadas a partir do tema abordado nesta dissertação.

5.1 Considerações Finais

A presente dissertação propôs-se a discutir sobre as tecnologias que despontam para aplicação do armazenamento de energia, gestão desses sistemas integrados com fontes renováveis e intermitentes, assim como a viabilidade econômica do estudo de caso, e estratégias de mecanismos de carbono.

Como apresentado, atualmente a modalidade de armazenamento mais consolidada consiste, ainda, nas usinas hidrelétricas reversíveis. Todavia, dada a acelerada mudança de configuração do setor elétrico, as formas de armazenamento que despontam são as baterias íons-lítio; impulsionadas, principalmente, pelo setor da eletromobilidade que tem diminuído o seu custo. Os supercapacitores, que podem fornecer uma resposta mais rápida da requisição de potência; ou seja, uma saída degrau, ao passo que as baterias configuram como saída em rampa. E as células combustíveis, à partir de hidrogênio verde. Todavia, para maior eficiência dos sistemas de armazenamento, propõe-se a integração dessas diferentes tecnologias, como baterias e supercapacitores, unindo seus pontos fortes e fracos.

Além das modalidades de armazenamento de energia, também foram apresentadas as suas possíveis aplicações nos sistemas elétricos. Estes foram definidos como um dos recursos energéticos distribuídos (RED) dos sistemas elétricos do futuro.

Pela análise apresentada, fica claro o amplo espectro de aplicabilidade desse recurso garantindo, principalmente, a flexibilidade operativa dos sistemas elétricos com forte projeção de expansão da oferta de energia por fontes renováveis e intermitentes. No entanto, esta aplicação exige modernização dos modelos de despacho do SIN, com maior granularização de

dados temporais e análises estocásticas da previsibilidade da oferta de energia dessas fontes intermitentes por parte do operador do sistema.

Além disso, durante a escrita dessa dissertação, frente ao avanço de estudos de aplicações de SAE à banco de baterias, e por essa ser a modalidade empregada no projeto de P&D SIMA, que é estudo de caso desse trabalho, focou-se na modalidade de armazenamento de energia à baterias ao longo do texto.

Para análise de viabilidade econômica do banco de baterias instalado na mini rede do SIMA, buscou-se focar no impacto da sua aplicação no horário de ponta, como estratégia de GLD. De posse dos resultados apresentados, com a atuação do SAE no horário de ponta no consumo do prédio CEAMAZON no ano de 2022, houve uma redução de 55% em relação ao custo total de consumo que seria demandada da rede, totalizando uma economia de R\$ 22.029,93.

Além disso, seguindo a metodologia aplicada para grupo tarifário A4-Verde, presente no PDE 2032, analisou-se o fator de carga na ponta FCp, para justificar a aplicação do banco de baterias. De acordo com os resultados apresentados, encontrou-se um FCp de 0,43. Este valor de FCp para um VLP de R\$ 500/ kWh, enquadra-se como positivo, segundo o PDE 2032. Logo, por esta análise, também justifica-se a aplicação do SAE.

Por fim, a análise de mecanismos de carbono apresentou uma redução de 9,7% na emissão de CO_2 . Em equivalentes de sustentabilidade, essa redução representa 11 árvores nativas da Floresta Amazônica sendo replantadas e sequestrando carbono no ano de 2022.

Em valores absolutos de crédito de carbono para comercialização, no ano de 2022 haveria o crédito de 298,43 tCO_2 , resultando em um crédito comercial de R\$ 131.902,4.

Logo, pela análise sustentável, diretamente ligada aos objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS 7, 11, 13 e 15), também justificou-se a aplicação do SAE no projeto SIMA.

Portanto, pelos resultados apresentados, entende-se como positiva a aplicação do SAE na mini rede do SIMA, e principalmente na concessão de distribuição de energia do estado do Pará, classificada como a mais vantajosa para esta aplicação, segundo o PDE 2032.

5.2 Trabalhos Futuros

Propõe-se como trabalhos futuros, o estudo da viabilidade técnica na rede, com o armazenamento de energia, sendo eles:

- Análise de estabilidade (tensão e frequência);
- Impactos na qualidade de energia;
- Impactos na eficiência energética;
- Serviços ancilares e modelos de negócios

Além disso, propõe-se a extensão da análise dos mecanismos de carbono, para todos os modais do projeto SIMA, assim como aos prédios da cidade universitária que possuem geração própria (fotovoltaica); e a partir disso propor modelos de negócio.

Por fim, propõe-se a aplicação e implementação dos cálculos de equivalentes de sustentabilidade, no *software* de gestão do sistema de armazenamento do projeto SIMA, SISGA2B.

5.3 Produções Acadêmicas

Como base dessa dissertação de mestrado, foram desenvolvidos os seguintes trabalhos:

1. Vinicius Andrade; Jonathan Munoz Tabora; Ulisses Júnior Paixão; Maria Emília de Lima Tostes; Bruno Silva de Abulquerque; Ana Rosa Carriço de Lima Montenegro; Andreia A. do Nascimento; Wuanda Moraes. **“Estimativa de impacto na fatura de energia em um prédio comercial utilizando sistemas fotovoltaicos e banco de baterias.”**. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, CBQEE, 2021.
2. TOSTES, Emília; BEZERRA, Ubiratan; MUNIZ, João; CARVALHO, Izídio; **LOBATO, Elen**; ANDRADE, Vinícius; DUARTE, Ana; LIMA, Áthila; MORAES, Wuanda. **Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia Elétrica em Banco de Baterias**. Titular: Norte Energia S.A; Universidade Federal do Pará; BYD Energy do Brasil LTDA; ABB Eletrificação LTDA. Procurador: José Carlos Vaz e Dias. BR nº BR512021003139-3. Pedido: 20 dez. 2021.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR a. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em 13 de fevereiro de 2023.

ABSOLAR b. **Estudo de Inserção de Tecnologia de Armazenamento ao SIN**. 2021.

ANDREEV, M. K. **An Overview of Supercapacitors as New Power Sources in Hybrid Energy Storage Systems for Electric Vehicles**. 2020.

ANEEL a. BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 06 de janeiro de 2022. Institui o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída.

ANEEL b. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2022>>. Acesso em 29 de março de 2023.

ANEEL c. **Projetos de Chamada Estratégica**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/pesquisa-e-desenvolvimento/projetos-de-chamada-estrategica>>. Acesso em: 20 de Fevereiro de 2023.

ANDRADE, Vinicius *et al.* **Estimativa de impacto na fatura de energia em um prédio comercial utilizando sistemas fotovoltaicos e banco de baterias**. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2021.

ANDRADE, Vinicius *et al.* **Modelagem e simulação de cenários da operabilidade de uma minirrede híbrida com geração fotovoltaica-diesel, armazenamento de energia conectada à rede elétrica**. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020.

BYD. **B-BOX PRO 13,8 Para armazenamento de energia solar**. 2023.

BYD. **Catálogo Intersolar**. 2021.

ZHANG, Chao *et al.* **Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.

CREDITOS DE CARBONO FUTUROS - DADOS HISTÓRICO. Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>>. Acesso em 26 de junho de 2023.

EPE a. **Mudanças climáticas e Transição Energética.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/clima-e-energia>>. Acesso em 10 de fevereiro de 2023.

EPE b. **Fontes de Energia.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>>. Acesso em 10 de fevereiro de 2023.

EPE c. **Eletromobilidade - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.** PDE 2032. Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2023.

EPE d. **Balanco Energético Nacional 2022.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2022.

EPE e. **Micro e Minigeração Distribuídas & Baterias - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2022.

EPE f. **Nota Técnica PR 04/18: Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte de 2050.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2018.

EPE g. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Nota Técnica voltada a Estudos de Inventário no Brasil.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/usinas-hidreletricas-reversiveis-uhr-epe-publica-nota-tecnica-voltada-a-estudos-de-inventario-no-brasil>>. Acesso em 28 de fevereiro de 2023.

EPE h. **PNE 2050: Plano Nacional de Energia. Plano Nacional de Energia.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2020.

EPE i. **Sistemas de Armazenamento em Baterias. Aplicações e Questões Relevantes para o planejamento.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2019

EPE j. **EPE participa da inauguração do primeiro sistema de armazenamento por bateria em larga escala do país.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-participa-da-inauguracao-do-primeiro-sistema-de-armazenamento-por-bateria-em-larga-escala-do-pais->>. Acesso em 26 de Março de 2023.

EPE k. **Bases para a consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2019

EPE l. **Mecanismos de Carbono. Documento de Apoio ao PNE 2050.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2018.

EPE m. **Flexibilidade e Capacidade: conceitos para a incorporação de atributos do planejamento.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2018.

EPE n. **Atlas de Eficiência Energética. Brasil 2022. Relatório de Indicadores.** Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2022.

Equatorial Energia Pará. **Valor de tarifas e serviços.** Disponível em: <<https://pa.equatorialenergia.com.br/informacoes-gerais/valor-de-tarifas-e-servicos/#tarifas-grupo-a>>. Acesso em 18 de junho de 2023.

CANALES, Fausto *et al.* **Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil e mundo: aplicação e perspectivas.** Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental. 2015.

CAMPOS, Felipe *et al.* **Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil.** IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022.

GREENER a. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico.** 2022.

GREENER b. **Estudo Estratégico: Mercado de Armazenamento. Aplicações, tecnologias e análises financeiras.** 2021.

LI, Guangqiang *et al.* **Research on Energy Management Strategy of Hydrogen Fuel Cell Vehicles.** Chinese Automation Congress, 2020.

LUND, Henrik; SALGI, Georges. **The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems.** ELSEVIER, 2009.

IEA. **Technology Roadmap: Energy Storage.** International Energy Agency. Paris, 2014.

INTERNATIONAL WATER POWER & DAM. **International Water Power & DAM Construction Yearbook.** Londres, 2012.

MARIANO, Juliana D. A. *et al.* **PV - Battery Energy Storage Progress in Brazil: A Review.** 2021.

ZHANG, Lei *et al.* **A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.

LINARDI, M. **Hidrogênio e célula a combustível: programa brasileiro de I&D**. Workshop "Advances in Fuel Cells and Hydrogen", 2010.

BELLINASO, Lucas; MICHELS, Leandro. **Inversores fotovoltaicos híbridos com armazenamento de energia em baterias - classificação, modos de operação e princípios de funcionamento**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

PASTUCH, Luiz Fernando *et al.* **Small Scale Compressed Air Energy Storage - (SS-CAES) Strategies Overview**. IEEE, 2020.

DEEPIKA, M *et al.* **MPPT-Based Charge Controller for Battery Fast Charging**. 9th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS), 2023.

LAWDER, Matthew T. *et al.* **Battery Energy Storage System (BEES) and Battery Management System (BMS) for Grid- Scale Applications**. Proceeding of the IEEE, 2014.

MCTI a. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Disponível em: <https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/mecanismo_de_desenvolvimento_limpo/Mecanismo_de_Desenvolvimento_Limpo.html>. Acesso em: 25 de junho de 2023.

MCTI b. **Fator Médio - Inventários Corporativos**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>>. Acesso em: 25 de junho de 2023.

NETO, J. R. **Influência da Intermitência Solar na Vida Útil do Sistema de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Geração Fotovoltaica**. Universidade Federal do Maranhão. São Luís, 2019.

ONS a. **O sistema em Números**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2023.

ONS b. **Plano da Operação Energética 2022/2026**. Relatório das Condições de Atendimento, 2022.

ONU a. **ODS 07 - Affordable and Clean Energy**. Sustainable Development Goals. Disponível em: <<https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>>. Acesso em: 10 de fevereiro de 2023.

ONU b. **Relatório ODS 2022**. Organização dos Estados Unidos. 2023.

ONU c. **ESG**. Disponível em: < <https://www.pactoglobal.org.br/pg/esg>>. Acesso em 06 de agosto de 2023.

SIGNORINI, Paula; SILVA, Thanuci. **Rastro de Carbono**. Science Blogs. Ciência, Cultura, Política. Disponível em: <<https://www.blogs.unicamp.br/rastrodecarbono/2007/08/28/o-que-e-carbono-equivalente/>>. Acesso em 28 de Agosto de 2007.

MOLDRÍK, Petr; SEBESTA, Robert. **Hydrogen Fuel Cells as a Part of the System for Accumulation of Electric Energy**. Electrical Power Quality and Utilisation, 2009.

PATHOMCHAIWAT, Pratchaya; NEAMMANEE, Bunlung. **Control of Power Management in the Renewable Energy System by using Flywheel Energy Storage**. International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications , 2017.

PROENÇA, R. M. **Tecnologias de volantes de inércia, enquanto sistemas de Armazenamento de energia, aplicados à Fontes Renováveis de Energia**. Dissertação de Mestrado. Universidade Beira Interior, janeiro de 2022.

REN 21. **Renewables 2022, Global Status Report**. Paris, França, 2022.

REITER, René *et al.* **Controlador de carga de acordo com a portaria 396 do INMETRO**. Seminário de Eletrônica de Potência e Eletrônica (SEPOC), 2014.

SANTOS, M. C. **Preparação e caracterização de Supercapacitores utilizando carbonos nanoestruturados, eletrólitos aquosos, orgânico e líquidos iônicos**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2020.

SISGEE. **Sistema de Gestão de Energia Elétrica (SISGEE)**. Versão 2. 2022: CEAMAZON. Disponível em: <<http://10.107.1.70/sisgeeweb/>>. Acesso 20 de junho de 2023.

VASCONCELOS, L. B. **Análise de viabilidade técnica-econômica para a instalação de grupo gerador a etanol no horário de ponta no campus Itumbiara do IFG**. Instituto Federal de Goiás. Itumbiara, 2017.

VICTRON ENERGY a. **Inversor/Carregador Quattro 120V**. 2023.

VICTRON ENERGY b. **Controladores de Carga BlueSolar e SmartSolar MPPT**. 2023.

MANFRINATO, Warwick; VIDAL, Edson ; BRACALION, Pedro . **Como compensar suas emissões no transporte do dia a dia** . LASTROP - Laboratório de Silvicultura Tropical. USP. Disponível em :

https://esalqlastrop.com.br/capa.asp?pi=calculadora_emissoes#:~:text=Assim%2C%20o%20c%20arbo%20n%20o%20estocado%20por%20kg%20por%20%C3%A1rvore%20ao%20ano. Acesso em 26 de junho de 2023.

LI, Xiaojun; PALAZZOLO, Alan. **A review of flywheel energy storage systems: state of the art and opportunities**. Journal of Energy Storage, 2022.