



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

ALLAN MARCUS VALE

**OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM
UMA REDE REAL DE DISTRIBUIÇÃO: PERSPECTIVAS DO CONSUMIDOR,
DA DISTRIBUIDORA E DO OPERADOR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Niterói, RJ
Fevereiro de 2019

ALLAN MARCUS VALE

**OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM
UMA REDE REAL DE DISTRIBUIÇÃO: PERSPECTIVAS DO CONSUMIDOR,
DA DISTRIBUIDORA E DO OPERADOR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Corpo Docente do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica e de
Telecomunicações (PPGEET) da
Universidade Federal Fluminense, como
requisito parcial para obtenção do grau
de Mestre em Engenharia Elétrica e de
Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador: Prof. D.Sc Leonardo Willer de Oliveira

Niterói, RJ

Fevereiro de 2019

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

V149o Vale, Allan Marcus
OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UMA
REDE REAL DE DISTRIBUIÇÃO: PERSPECTIVAS DO CONSUMIDOR, DA
DISTRIBUIDORA E DO OPERADOR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO / Allan
Marcus Vale ; Bruno Soares Moreira Cesar Borba, orientador ;
Leonardo Willer De Oliveira, coorientador. Niterói, 2019.
101 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2019.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2019.m.12783821788>

1. Armazenamento de energia. 2. Sistemas de baterias. 3.
Rede de distribuição de baixa tensão. 4. OpenDSS. 5.
Produção intelectual. I. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar,
orientador. II. De Oliveira, Leonardo Willer, coorientador.
III. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia.
IV. Título.

CDD -

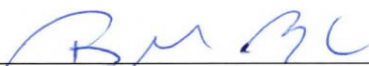
ALLAN MARCUS VALE

“Otimização de Sistemas de Armazenamento de Energia em uma Rede Real de Distribuição: Perspectivas do Consumidor, da Distribuidora e do Operador do Sistema de Distribuição”

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF



Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Rodrigo Flora Calili
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ

Niterói
(Fevereiro/2019)

*Dedico este trabalho à minha
mãe, mulher guerreira e de fibra que
me ensinou a sorrir e ter fé mesmo
nos momentos de dor.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, acima de tudo, pela oportunidade de existir e guiar meus passos, iluminando-me e conduzindo pelos melhores caminhos.

À minha avó Nilza e meu pai Waltair pelo simples fato de existirem e acreditarem nos meus sonhos. Mesmo com as dificuldades que encontramos no caminho, vocês, em momento algum, fizeram com que eu me sentisse sozinho no mundo. Amo vocês de forma incondicional.

À minha melhor amiga e noiva Pâmela, pela compreensão nos momentos difíceis, por aturar meus estresses durante esta caminhada, e por todo apoio e carinho, sem você ao meu lado seria mais difícil, muito obrigado. Te amo incondicionalmente.

Agradeço aos meus orientadores Bruno S. M. C. Borba e Leonardo Willer pela dedicação, paciência e disponibilidade em me orientar, mas, principalmente, pelas palavras amigas e conselhos. Sem vocês esta dissertação não seria possível.

Agradeço à empresa ENEL pelo compartilhamento de informações essenciais para a elaboração desse trabalho e ao colega Tiago Abud pelas discussões e ideias que ajudaram a enriquecer esta dissertação.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) por fornecer recursos financeiros para o desenvolvimento dessa dissertação (Código de Financiamento 001).

*“A mente que se abre a uma nova
ideia jamais voltará ao seu tamanho
original” - Albert Einstein*

RESUMO

Esta dissertação de mestrado apresenta uma análise holística do impacto da aplicação de sistemas de armazenamento de energia à base de baterias de íons de lítio em redes de distribuição de energia elétrica. A análise proposta é abrangente por envolver diferentes pontos de vista, de empresas distribuidoras e de unidades consumidoras, considerando o cenário brasileiro. O objetivo é determinar a viabilidade do investimento nos sistemas de armazenamento citados, conforme critérios econômicos e de confiabilidade através de um modelo de otimização. Cenários alternativos de mercado são avaliados, como a existência de um operador do sistema de distribuição, além de questões relevantes e intrinsecamente associadas ao armazenamento, como confiabilidade, custos de energia ao consumidor final e penetração de fontes renováveis intermitentes. Estudos de casos, envolvendo uma rede de distribuição real de uma concessionária brasileira, são utilizados para a análise proposta. São executados fluxos de potência na rede considerada através do OpenDSS utilizando a interface COM (Matlab). Desta forma é possível realizar o processo de otimização e determinar a viabilidade econômica do sistema de armazenamento sob diferentes óticas. Foi possível verificar a partir da metodologia que considerando diferentes perspectivas como do consumidor final, distribuidora e operador do sistema de distribuição, diferentes resultados foram obtidos quanto a viabilidade econômica do sistema de armazenamento.

Palavras-Chave: armazenamento de energia, geração distribuída, sistemas de baterias, redes de distribuição de baixa tensão, OpenDSS

ABSTRACT

This dissertation presents a holistic analysis of the impact of the application of energy storage systems based on lithium-ion batteries in electricity distribution networks. The proposed analysis is comprehensive because it involves different points of view, from distribution companies and consumer units, considering the Brazilian scenario. The objective is to determine the viability of the investment in the mentioned storage systems, according to economic and reliability criteria through an optimization model. Alternative market scenarios are evaluated, such as the existence of a distribution system operator, in addition to issues relevant and intrinsically associated with storage, such as reliability, energy costs to the final consumer and penetration of intermittent renewable sources. Case studies, involving a real distribution network of a Brazilian concessionaire, are used for the proposed analysis. Power flows are performed in the network considered through OpenDSS using the COM interface (Matlab). In this way it is possible to carry out the optimization process and determine the economic viability of the storage system under different optics. It was possible to verify from the methodology that considering different perspectives as the final consumer, distributor and operator of the distribution system, different results were obtained regarding the economical viability of the storage system.

Keywords: energy storage system, distributed generation, BESS, low voltage networks, OpenDSS.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Armazenamento de energia: serviços e grupos de aplicação (Adaptado, [15])	15
Tabela 2 - Taxas de falha utilizadas no cálculo de confiabilidade [22].....	53
Tabela 3 - Custos de interrupção conforme tipo de consumidor. Adaptado de [98]..	53
Tabela 4 - Parâmetros utilizados para o SAEB	54
Tabela 5 - Parâmetros utilizados na análise econômica.....	55
Tabela 6 - Barras candidatas de acordo com o nº de consumidores ([85], adaptado)	57
Tabela 7 - Resultados de alocação e dimensionamento para a Perspectiva 1	58
Tabela 8 - Comparação entre a Energia SE e perdas nas linhas	60
Tabela 9 - Parcelas do custo total - Perspectiva 1	61
Tabela 10 - Custos totais para a Perspectiva 1	61
Tabela 11 - Parcelas do custo total - Perspectiva 2	63
Tabela 12 - Resultados de alocação e dimensionamento para a Perspectiva 2	63
Tabela 13 - Consumo médio por mês	64
Tabela 14 - Energia gerada pela GDFV	65
Tabela 15 - Sistema fotovoltaico (Sem SAEB)	65
Tabela 16 - Características dos sistemas da Perspectiva 3	68
Tabela 17 - Resultados de VPL para o sistema com SAEB (em R\$) - Custo por energia x Custo por potência da bateria	69
Tabela 18 - Resultados de VPL para o sistema com SAEB (em R\$) - Aumento na tarifa de ponta x Taxa de desconto	69
Tabela 19 - Aspectos importantes associados aos obstáculos do ponto de vista do sistema do Brasil.....	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Expansão Indicativa de Referência	2
Figura 2. Capacidade de Armazenamento em 2017	2
Figura 3. Sumário de aplicações de armazenamento de energia	4
Figura 4. Armazenamento de energia para transição do modelo energético.....	5
Figura 5. Principais Tecnologias de Armazenamento de Energia	11
Figura 6. Perfil de demanda com sistema de armazenamento de energia	17
Figura 7. Alívio de rede com armazenamento de energia	18
Figura 8. Fluxograma geral da metodologia proposta	28
Figura 9. Receita de uma distribuidora de energia elétrica.....	36
Figura 10. Sistema de Compensação de Energia Elétrica Tradicional	39
Figura 11. Sistema de Compensação de Energia Elétrica com Armazenamento de energia.....	39
Figura 12. Consumo do mês de janeiro.....	41
Figura 13. Aplicação do fator de ajuste no mês de janeiro	42
Figura 14. Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional	44
Figura 15. Representação dos processos do AG	48
Figura 16. Interface do Matlab-AG e OpenDSS (Perspectivas 1 e 2)	50
Figura 17. Alimentador estudado do município de Armação de Búzios	52
Figura 18. Tarifa Branca e Tarifa Convencional	54
Figura 19. Curvas de SOC das baterias durante o período de 48h de operação – Perspectiva 1	59
Figura 20. Comparação da potência da SE sem SAEB e com SAEB após a otimização	60
Figura 21. Convergência do algoritmo proposto.....	62
Figura 22. VPL da Perspectiva 3.....	67

LISTA DE ABREVIATURAS

SAE	Sistema de armazenamento de energia
SAEB	Sistema de armazenamento de energia a bateria
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
OSD	Operador do sistema de distribuição
SOC	Estado de carga da bateria (<i>State of Charge</i>)
SFV	Solar fotovoltaica
GD	Geração distribuída
AG	Algoritmo genético
VPL	Valor presente líquido
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
ENS	Energia Não Suprida

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Planejamento de Sistemas de Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição	6
1.2	Objetivos	8
1.3	Estrutura do Trabalho	9
2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: APLICAÇÕES E TECNOLOGIAS	10
2.1	SAE Tecnologias	11
2.1.1	Principais Características Técnicas dos SAE	12
2.2	SAE Aplicações	14
2.2.1	Aplicações nos Sistemas de Distribuição	16
2.3	Custo x Benefício de Sistemas de Armazenamento de Energia	20
2.4	Modelagem do Sistema de Armazenamento de Energia	22
2.4.1	Métodos de Solução Utilizados	24
2.4.2	Principais Funções Objetivo	25
3	METODOLOGIA	27
3.1	Formulação do Problema	29
3.1.1	Perspectiva do Operador do Sistema de Distribuição (Perspectiva 1)	29
3.1.2	Perspectiva da Distribuidora (Perspectiva 2)	36
3.1.3	Perspectiva do Consumidor (Perspectiva 3)	37
3.2	Processo de Otimização	47
3.2.1	Interface COM – OpenDSS/Matlab	49
4	ESTUDO DE CASO	52
4.1	Perspectiva 1: Perspectiva do Operador do Sistema de Distribuição	57
4.2	Perspectiva 2: Perspectiva da Distribuidora	62

4.3	Perspectiva 3: Perspectiva do Consumidor	63
4.3.1	Análise de Sensibilidade.....	68
4.4	Implicações Políticas	69
5	CONCLUSÃO	72
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, cada vez mais países têm incorporado fontes de energia renovável em suas matrizes de energia elétrica, principalmente energia solar e eólica. As tecnologias de energia renovável podem auxiliar no atendimento de metas para redução de gases poluentes dos países, incluindo flexibilidade para acesso de comunidades isoladas ao recurso de eletricidade, para diversificar a matriz e aumentar a segurança energética, bem como para promover o desenvolvimento social e econômico [1].

Mundialmente, as participações de tecnologias de conversão de energia renovável em elétrica crescem desde 2001, atingindo um recorde de 161 GW de capacidade adicional em 2016 [2]. As políticas de suporte às fontes renováveis, em todo o mundo, tornaram-se cada vez mais eficazes, resultando em maior implantação, inovação tecnológica, ganho de escala e redução de custos. Todavia, a crescente participação de fontes renováveis na matriz de energia elétrica - com parcelas significativas de energia eólica e solar fotovoltaica (SFV) - está aumentando o nível de complexidade de operação dos sistemas de potência, principalmente devido ao fato dessas fontes possuírem comportamento intermitente.

À medida que a participação das energias renováveis intermitentes aumenta, a necessidade por tecnologias que possam facilitar a integração e dar flexibilidade ao sistema também aumenta e, quando o objetivo é fornecer essa flexibilidade a um custo mínimo, pode-se destacar a contribuição potencial dos sistemas de armazenamento de energia (SAE) como uma parte importante da transição energética, ou seja, com essa transição a rede passará a ter a presença de mais recursos distribuídos [3].

No Brasil, a participação da energia eólica e solar aumentará para 31% até 2030 e para 52% até 2050, em relação ao acréscimo da capacidade de potência instalada de diversas fontes de energia elétrica, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [4], conforme mostrado na Figura 1. Esse aumento de parcela não despachável exigirá novas abordagens para a operação e planejamento do sistema elétrico [5].

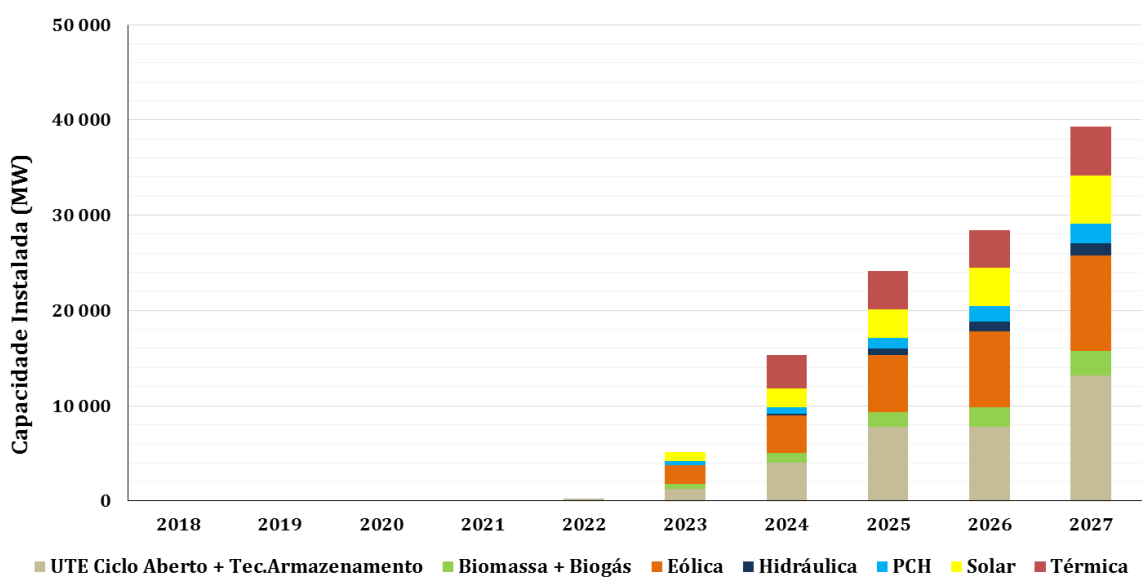


Figura 1. Expansão Indicativa de Referência

Fonte: PDE 2027 [4].

O armazenamento de energia elétrica terá um papel fundamental nesta transição energética. Segundo a International Energy Agency (IEA) [6], em 2017, as implementações anuais de armazenamento de energia elétrica envolvendo todas as aplicações em que foi utilizado e considerando todas as tecnologias disponíveis, excluindo o armazenamento hidrelétrico reversível, fez com que naquele ano fosse alcançado 15.300 MWh de capacidade de armazenamento. A Figura 2 apresenta os percentuais de participação de diferentes tecnologias de armazenamento na capacidade instalada no Mundo em 2017.

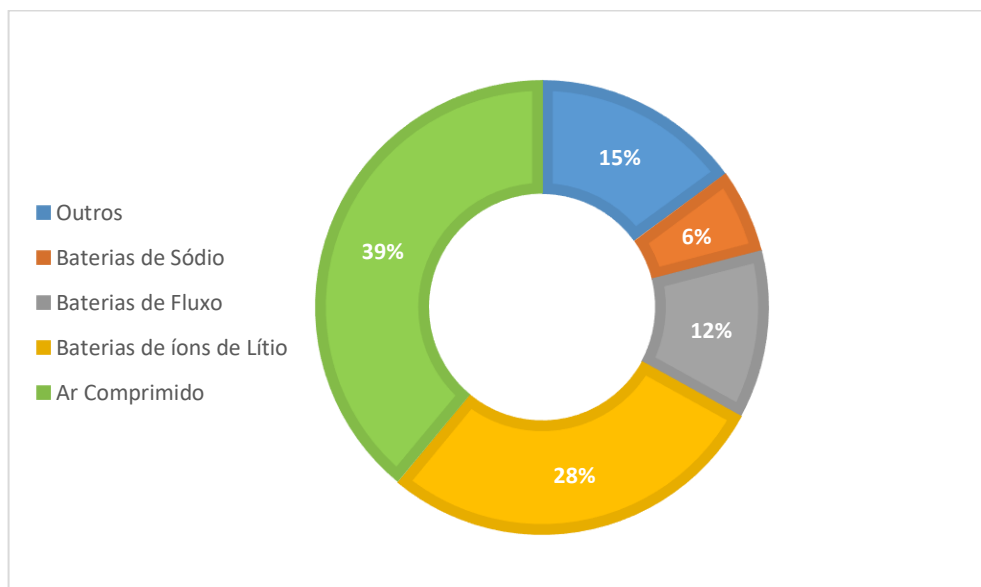


Figura 2. Capacidade de Armazenamento em 2017

Fonte: IEA, 2018 [6]. (Adaptado)

Na Austrália, a fabricação da megabateria de 100 MW da Tesla, no ano 2017, foi um importante marco, sendo um ponto positivo para o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento. Vários projetos de bombeamento hidráulico reversível foram anunciados em 2017, incluindo uma expansão de 2 GW de uma instalação nas Montanhas Nevadas. Se concluídos, todos os projetos de bombeamento hidráulico reversível anunciados forneceriam 50 vezes a capacidade da instalação da bateria Tesla [6].

No Reino Unido, apesar do forte interesse inicial em armazenamento de energia em 2017, pouco mais de 10% da capacidade de armazenamento pré-estabelecida foi aproveitada. Tendências mais positivas foram observadas na Alemanha e na Itália, onde os altos preços de energia elétrica a varejo e um quadro regulatório positivo levaram a um aumento no armazenamento de energia residencial [6].

Um sistema de armazenamento pode dar suporte às fontes renováveis em diferentes segmentos do setor elétrico, seja na geração, transmissão ou distribuição e por meio de diferentes serviços. Contudo, o local em que um sistema de armazenamento é colocado e o serviço fornecido por ele pode variar. Isso significa que um sistema residencial de armazenamento de baterias acoplado a um sistema de geração distribuída fotovoltaica pode, a qualquer momento, também funcionar como um gerador, fornecendo serviços auxiliares para suportar a rede. Da mesma forma, o armazenamento acoplado a um parque eólico pode atuar para garantir a capacidade firme de geração. De fato, o armazenamento de eletricidade pode fazer muito mais do que facilitar a integração ou a transição para energias renováveis, conforme Figura 3, que fornece uma visão geral de 13 serviços diferentes que este recurso pode fornecer à rede [7].

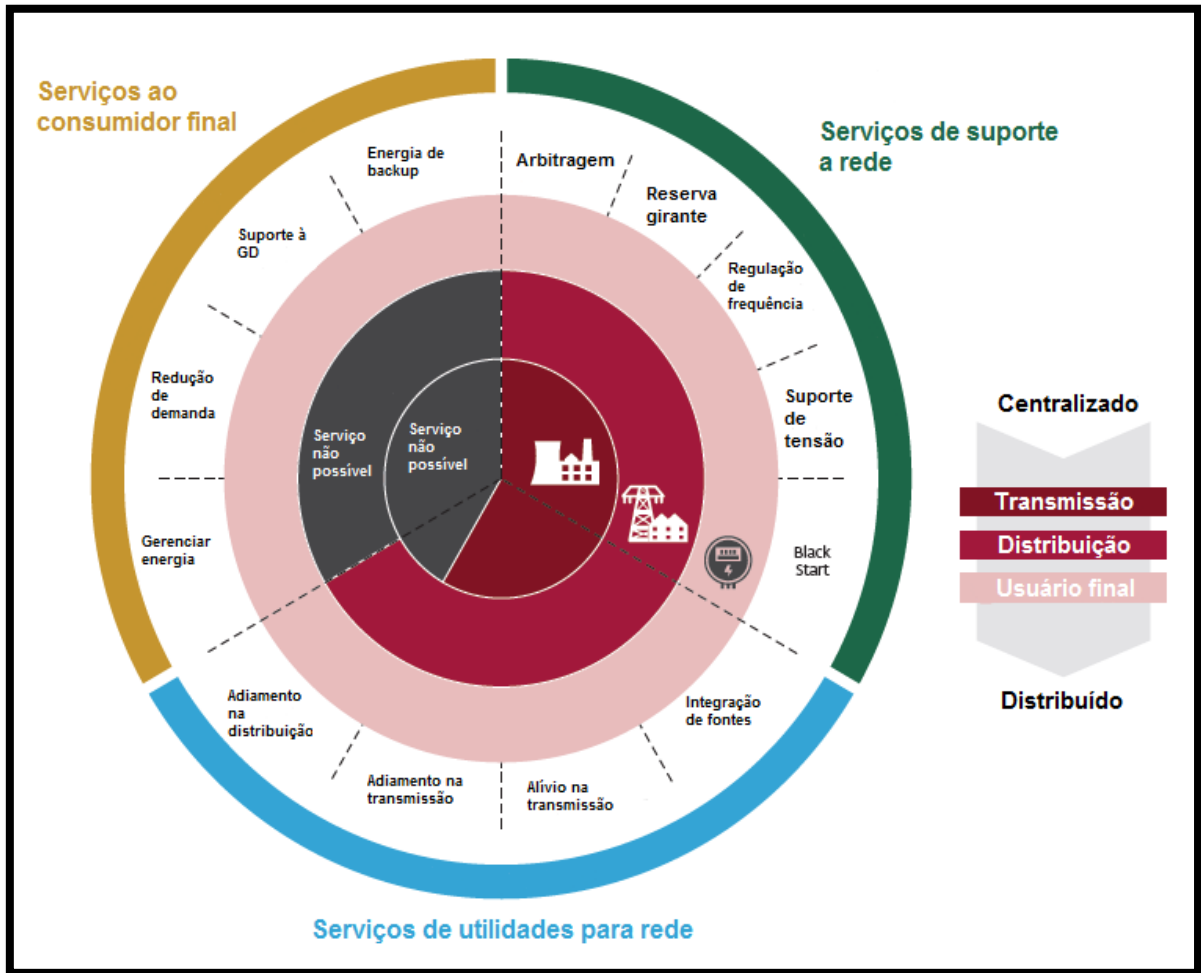


Figura 3. Sumário de aplicações de armazenamento de energia
 Fonte: IFC, 2017 [7]. (Adaptado)

A importância do SAE depende, portanto, do setor, aplicação, disponibilidade; além do desempenho e custos das tecnologias. A Figura 4 destaca a contribuição potencial das tecnologias de SAE para a transição de energia por setor e sua importância relativa.

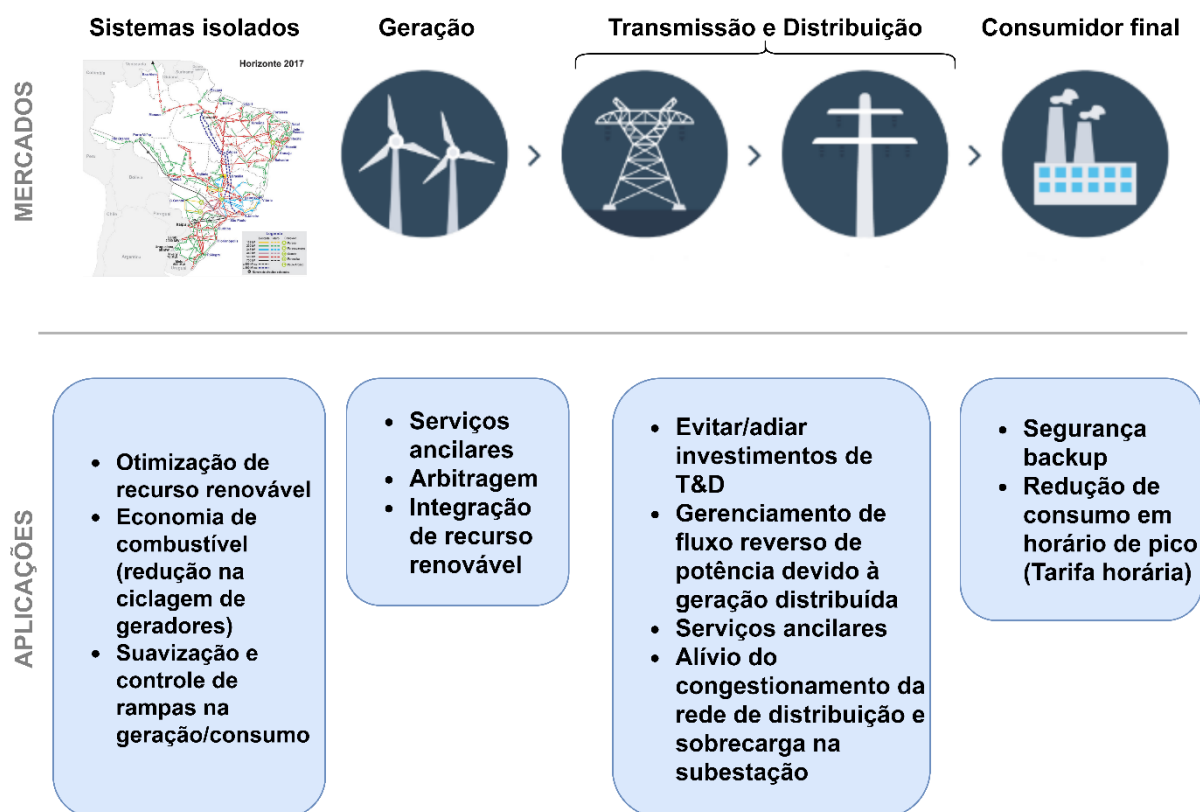


Figura 4. Armazenamento de energia para transição do modelo energético

Fonte: IFC, 2017 [7]. (Adaptado)

Dos vários tipos de tecnologia de armazenamento disponíveis, o Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria (SAEB) atraiu atenção considerável devido a algumas vantagens, como resposta rápida e controlabilidade [8]. Além das vantagens mencionadas, o SAEB também tem um amplo escopo de aplicações que vão desde o aprimoramento de qualidade de energia em curto prazo até o gerenciamento de energia ao longo prazo, bem como o aprimoramento da confiabilidade, fornecimento ininterrupto de energia e adiamento do reforço em sistemas de distribuição e transmissão [9].

Embora certas tecnologias de armazenamento de baterias possam ser maduras e confiáveis do ponto de vista tecnológico [7], a questão econômica dos sistemas de baterias ainda é uma importante barreira a ser superada antes que o SAEB possa ser totalmente utilizado como uma solução de armazenamento no setor de energia, ainda que resoluções de custo adicionais sejam esperadas para os próximos anos [10]. Portanto, avaliar a relação custo x benefício do SAEB para melhorar o desempenho do sistema de energia renovável e para obter um investimento lucrativo é uma tarefa importante para os tomadores de decisão

envolvidos. Nesse sentido, a otimização de dimensionamento e posicionamento de SAEB é uma questão importante para equilibrar essa relação de custo x benefício, obtendo a melhor solução para requisitos múltiplos.

1.1 Planejamento de Sistemas de Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição

Apesar de possuir diversas aplicações em redes de distribuição, uma unidade de SAEB é considerada um equipamento elétrico caro em comparação com outros presentes na rede. O emprego de múltiplas aplicações do SAEB ajuda a melhorar sua relação custo x benefício. Para extrair o máximo da aplicação de uma unidade de SAEB na rede de distribuição, tanto quanto possível, primeiro deve-se fazer um planejamento de forma otimizada. Este planejamento pode ser subdividido em três partes principais [11]:

- (i) o local em que o SAEB será instalado na rede elétrica;
- (ii) o dimensionamento em relação à capacidade de armazenamento (energia) e potência instalada;
- (iii) planejamento da operação diária.

A inserção de um SAEB em uma rede elétrica é um passo significativo devido ao elevado investimento de capital requerido, e sua instalação em redes de distribuição deve, portanto, ser parte de uma cuidadosa avaliação [12]. A priori, um SAEB pode ser instalado em qualquer ponto de um sistema de distribuição, porém, o posicionamento adequado pode facilitar sua operação otimizada para melhoria da qualidade de energia, redução da demanda de ponta, redução geral do custo da rede, integração de energias renováveis e eficácia do sistema [13].

O dimensionamento ótimo do SAEB é importante para uma rede de distribuição, pois SAEBs maiores que o necessário impõem maiores investimentos e custos de manutenção na rede, e caso sejam menores que o ideal podem não fornecer os benefícios econômicos desejados e podem não atender a objetivos de confiabilidade pré-definidos para a rede. O dimensionamento ideal do SAEB para uma rede de distribuição deve incluir todos os custos diretamente relacionados aos benefícios da rede [13].

Os benefícios do armazenamento de energia no planejamento serão fornecidos por concessionárias, residências com geração distribuída, e Operador do Sistema de Distribuição (OSD) (ou terceiros que forneçam armazenamento como um serviço). Para o consumidor final, o principal benefício do armazenamento com geração distribuída é possibilidade na redução na conta de eletricidade, nos casos em que houver tarifação diferenciada ao longo do dia. Para as distribuidoras, os benefícios incluem a redução da energia adquirida e melhoria nos indicadores de confiabilidade da rede, enquanto que para o OSD o principal benefício é a redução do custo da energia elétrica.

Diversos trabalhos [14–19] analisam os benefícios dos SAEs sob uma perspectiva de negócios ou sob uma visão de benefícios técnicos para o sistema, principalmente em redes de distribuição, onde há elevada participação de energias renováveis e geração distribuída. Nestes casos, os estudos consideram a perspectiva de um operador do sistema de distribuição ao analisar a relação custo x benefício do armazenamento de energia. Essa análise pode ser adequada para algumas regiões, mas dependendo do modelo econômico do setor, esta análise pode levar a interpretações equivocadas sobre o potencial econômico de entrada do sistema de armazenamento. Por isso, uma análise que permita identificar diferentes perspectivas, como da distribuidora e do usuário final, pode fornecer uma estrutura sólida para analisar a relação custo x benefício do armazenamento de energia e avaliar se devem haver incentivos para inserção de SAE em determinados setores.

A complexidade das técnicas para resolução do problema de planejamento de SAEB varia dependendo da abordagem adotada, através de métodos que se enquadram em categorias como probabilística, analítica ou clássicos. Uma tendência crescente é o uso de métodos heurísticos inspirados na natureza, como algoritmos genéticos, com um corpo crescente de literatura detalhando abordagens de otimização híbrida combinando heurísticas e outras técnicas [20].

De forma geral, a solução desse tipo de problema torna-se cada vez mais difícil à medida que a complexidade do sistema aumenta, pois em redes maiores (principalmente redes reais) o número de possíveis soluções cresce consideravelmente e, conseqüentemente, os esforços computacionais. Considerando as limitações operativas dos sistemas de distribuição como níveis de tensão, corrente e potência de vários equipamentos, e somando isto às restrições inerentes as

baterias, a resolução deste tipo de problema tornou-se foco de inúmeras pesquisas e um tema amplamente investigado pela comunidade científica [14,21–25].

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo avaliar a inserção de armazenamento de energia sob diferentes perspectivas para orientar eficazmente o investimento em projetos de SAEB e discutir implicações políticas e possíveis reformas do mercado de eletricidade. Para tal, este estudo propõe uma metodologia de análise técnico-econômica do uso de sistema de armazenamento sob três diferentes perspectivas: do consumidor final (consumidor residencial), da distribuidora e de um operador do sistema de distribuição.

Para as perspectivas do OSD e da distribuidora, propõem-se uma metodologia de otimização meta-heurística via Algoritmos Genéticos, aplicada e executada utilizando o software Matlab, com intuito de determinar os melhores locais de instalação dos bancos de baterias e suas capacidades de potência e energia. Enquanto o software OpenDSS, através da interface COM, é utilizado para executar as simulações de fluxo de potência para cada solução candidata do Algoritmo Genético.

Para a perspectiva do OSD, os objetivos são minimizar o custo total de investimento e operação do SAEB, minimizar o custo associado ao critério confiabilidade, juntamente com a redução do custo total com a energia oriunda da subestação durante um horizonte de planejamento de longo prazo. Enquanto a metodologia sob a perspectiva da distribuidora procura analisar a viabilidade econômica do SAEB para se reduzir os custos associados ao critério confiabilidade.

Para a perspectiva do consumidor, o principal objetivo é reduzir o custo de energia do consumidor através da energia armazenada na bateria, ou seja, na hipótese de que a energia proveniente da geração distribuída fotovoltaica, em sua maioria em períodos fora ponta, possa ser utilizada para carregar a bateria e, posteriormente, ser usada para geração de créditos no horário de ponta. Neste caso, não há processo de otimização.

Todas as simulações são realizadas para uma rede real com dados reais obtidos a partir do projeto Cidade Inteligente de Búzios [26].

Por fim, este trabalho busca:

- Verificar se os agentes envolvidos na tomada de decisão em mercados sem o OSD possuem a mesma perspectiva econômica;
- Verificar se a solução ótima em estudos com OSD [27], seria possível de se obter em mercados sem OSD, sem incentivo econômico público.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado da forma descrita a seguir.

No capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica dos sistemas de armazenamento de energia e está organizado em quatro subseções. A primeira subseção apresenta as principais tecnologias de armazenamento e suas características técnicas. A segunda mostra as aplicações do armazenamento no sistema elétrico, com foco na rede de distribuição. A terceira aborda a relação custo x benefício do dispositivo de armazenamento. A quarta subseção apresenta como o sistema de armazenamento é modelado nos problemas em redes elétricas.

No capítulo 3, é apresentada a metodologia proposta neste trabalho para a otimização de sistemas de armazenamento de energia considerando as perspectivas do consumidor, da distribuidora e do operador do sistema de distribuição.

No capítulo 4, a metodologia é aplicada a uma rede real de distribuição, utilizando dados reais. Os resultados são então obtidos para as três perspectivas analisadas.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho.

2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: APLICAÇÕES E TECNOLOGIAS

O recente interesse em armazenamento de energia está sendo motivado por pelo menos cinco fatores: avanços em tecnologias de armazenamento, aumento de preços de combustíveis fósseis, desenvolvimento de mercados de energia desregulamentados, desafios à implantação de novos modelos de redes de transmissão e distribuição, e aumento da penetração de fontes de energia renováveis variáveis [28]. Parte da atenção atual para os SAEs é baseada em suas possíveis aplicações com fontes de energia renováveis, principalmente recursos de energia eólica e solar.

As expectativas para os SAEs são otimistas e consideram o aprimoramento de diversas tecnologias, como baterias de Lítio, baterias de fluxo redox e *flywheels*. As oportunidades econômicas para aplicações nas redes elétricas fazem o armazenamento de energia atrativo em performance e custo, embora este ainda tenha que competir com outras alternativas [2]. Para avaliar as vantagens e desvantagens de um SAE, de modo a poder considerá-lo uma solução técnica e econômica, é preciso entender as tecnologias de armazenamento disponíveis, como elas são classificadas, que serviços podem oferecer, seus custos, etc.

Embora muitas tecnologias tenham sido desenvolvidas para fins de armazenamento de energia em larga escala, como instalações de armazenamento de energia de ar comprimido, bombeamento hidráulico, *flywheels*, supercapacitores e armazenamento baseado em espiras magnéticas supercondutoras, muitas dependem de espaço para instalação, outras são limitados em suas capacidades de energia, ou tempo de resposta [29].

Os dispositivos de armazenamento de energia baseados em processos eletroquímicos oferecem flexibilidade quanto à capacidade, tamanho e rápida resposta, qualidades necessárias para atender uma gama maior de aplicações do que outros tipos de armazenamento [30]. Embora os sistemas de armazenamento de energia a baterias (SAEBs) representem atualmente apenas uma pequena parte do armazenamento de energia em redes elétricas, sua participação está aumentando recentemente devido à sua versatilidade, alta densidade de energia e eficiência [31]. Mais aplicações para redes de distribuição tornaram-se adequadas para SAEBs, já

que os custos da bateria estão diminuindo, enquanto o desempenho e a vida útil continuam a aumentar [32].

2.1 SAE Tecnologias

A definição mais ampla de armazenamento de energia inclui qualquer sistema capaz de absorver energia de alguma forma e a liberar em um momento posterior. O foco desta dissertação é sobre dispositivos de armazenamento de energia elétrica em que a energia elétrica é absorvida por um período de tempo e liberada em algum momento posterior sob o controle de um operador. A maioria dessas tecnologias converte energia elétrica em outra forma de energia a ser armazenada.

Existem diferentes técnicas possíveis para armazenamento de energia, encontradas em praticamente todas as formas de energia: mecânica, química, eletroquímica, térmica e elétrica [29]. As tecnologias de armazenamento possuem critérios técnicos e econômicos inerentes a seus tipos, que podem variar consideravelmente em função das aplicações e necessidades. A Figura 5 mostra as principais tecnologias de armazenamento de energia.

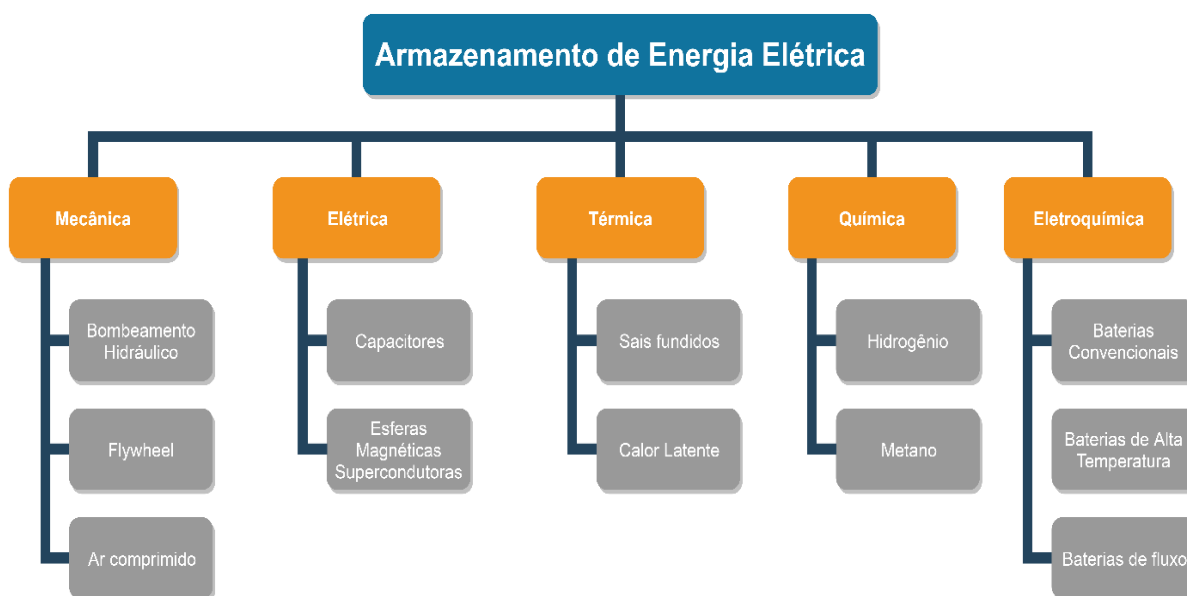


Figura 5. Principais Tecnologias de Armazenamento de Energia
Fonte: ECOFYS, 2017 [29]. (Adaptado)

Cada um dos tipos de tecnologias possui seus próprios custos econômico e operacional. Em geral, muitas tecnologias de SAEs existentes não são viáveis economicamente e necessitam de mais desenvolvimento para diminuir o custo de

investimento. A tecnologia de armazenamento de energia mais madura é a de bombeamento de água (usinas reversíveis), geralmente utilizada em ciclos longos de carga e descarga. O bombeamento de água é a tecnologia mais amplamente usada, representando aproximadamente 96% do armazenamento no mundo [33]. Outras tecnologias emergentes de armazenamento de energia como armazenamento de energia em ar comprimido, armazenamento eletromecânico e supercapacitores podem ser destacadas. Dentre as tecnologias atuais, o armazenamento de energia em baterias é a que mais está em desenvolvimento, por isso neste capítulo serão abordadas suas principais características técnicas e econômicas assim como algumas de suas aplicações recentes.

2.1.1 Principais Características Técnicas dos SAE

As tecnologias utilizadas para armazenar energia elétrica são bastante diversificadas. Para melhor avaliar o benefício que uma tecnologia de armazenamento de energia pode fornecer, faz-se necessário conhecer algumas características fundamentais. Existem duas grandezas elétricas importantes para entender a tecnologia e as aplicações de armazenamento, potência e energia. A potência está relacionada com a taxa que o dispositivo de armazenamento entrega ou absorve energia, geralmente expressa em quilowatt (kW) ou megawatt (MW), enquanto que a energia pode ser considerada como o volume de armazenamento. Algumas aplicações, como nivelamento de carga, exigem um grande volume de energia armazenada, enquanto outras, como suporte à frequência, precisam de elevada capacidade de potência para atender a rápida resposta. Portanto, é importante distinguir entre as tecnologias de armazenamento mais adequadas para aplicações que precisam de maior energia e as mais adequadas para aplicações de maior potência [34].

Outros fatores que influenciam a escolha da tecnologia do SAE para uma aplicação específica incluem profundidade da descarga (*Depth of Discharge - DoD*), eficiência, tempo de descarga, ciclo de vida e custos. Segue uma breve definição desses parâmetros:

1) *Profundidade de descarga*

Profundidade de descarga é a porcentagem de energia descarregada em relação à capacidade total antes que o armazenamento seja recarregado. Algumas tecnologias são sensíveis à profundidade de descarga. A descarga total de algumas baterias eletroquímicas reduz sua expectativa de vida e pode causar danos físicos às células da bateria. Outras tecnologias operam melhor sob 100% ou profundidade total de descarga.

2) *Eficiência*

É a relação entre a energia despachada e a armazenada. Esta definição é simplificada pois faz relação com apenas um determinado instante, pois os sistemas possuem perdas de carregamento, autodescargas e perdas quando estão em *standby* [35]. Por isso a definição de eficiência deve, portanto, ser baseada em um ou mais ciclos. Para que o sistema de armazenamento seja realmente competitivo, ele deve ter uma boa eficiência geral. Isso significa que, para uma operação otimizada, a energia transmitida deve ter perdas limitadas em termos de transferência de energia e autodescarga.

3) *Tempo de descarga*

Esta é a duração de tempo em que o SAE pode fornecer potência máxima. Depende da profundidade de descarga e condições operacionais do sistema.

4) *Ciclo de vida*

Refere-se ao número de ciclos de carga e descarga que o dispositivo de armazenamento pode operar sem perder seu desempenho. Todos os sistemas de armazenamento estão sujeitos a fadiga ou desgaste pelo uso. Esta é geralmente a principal causa do envelhecimento, antes da degradação térmica. O design de um sistema de armazenamento que considere a resistência da unidade em termos de ciclos deve ser um fator importante para a escolha do sistema mais adequado à aplicação.

5) Custos

Como qualquer outro investimento, um sistema de armazenamento é um empreendimento interessante quando os ganhos totais excedem as despesas totais. O capital investido e os custos operacionais (manutenção, energia perdida durante o ciclo, envelhecimento) são os fatores mais importantes a serem considerados durante toda a vida útil do sistema [35].

Os custos com SAE, incluindo o custo total de investimento e o custo anual de operação e manutenção (O&M), geralmente são definidos como uma equação linear igual à potência planejada e a capacidade de energia do SAE multiplicada pelos custos associados conforme declarado por (2.1) e (2.2) [36].

$$C_{SAE}^{Inv} = P_{SAE}^{Inv} \times CP_{SAE}^{Inv} + E_{SAE}^{Inv} \times CE_{SAE}^{Inv} \quad (2.1)$$

$$C_{SAE}^{O\&M} = P_{SAE}^{Inv} \times CP_{SAE}^{O\&M} + E_{SAE}^{Inv} \times CE_{SAE}^{O\&M} \quad (2.2)$$

Em (2.1) e (2.2), C_{SAE}^{Inv} e $C_{SAE}^{O\&M}$ representam o custo total de investimento do SAE e o custo anual de O&M, respectivamente. P_{SAE}^{Inv} e E_{SAE}^{Inv} representam a potência e capacidade de energia planejadas do SAE, respectivamente. Além disso, CP_{SAE}^{Inv} , CE_{SAE}^{Inv} , $CP_{SAE}^{O\&M}$ e $CE_{SAE}^{O\&M}$ representam o custo do investimento por unidade de potência e energia planejada para o SAE e o custo de O&M por unidade de potência e energia planejada para o SAE, respectivamente.

Mais características e parâmetros dos SAE podem ser considerados dependendo dos objetivos do planejamento realizado. Uma lista mais extensa de características a serem consideradas é encontrada em [35].

2.2 SAE Aplicações

Aplicações de armazenamento de energia elétrica estão relacionadas ao uso de um ou vários serviços. Nesta dissertação, assim como em [21], apenas são consideradas as aplicações conectadas à rede, que são subdivididas em aplicações localizadas no local de geração, nas redes de transmissão e distribuição (T&D), e no consumidor final.

Os SAEs podem ser aplicados para fornecer alguns serviços de apoio ou dar suporte para recursos de geração de energia [37]. Os SAEs quando localizados próximos de Geração Distribuída (GD) podem auxiliar para manter a capacidade de energia, contribuir para regulação de frequência, etc., facilitando assim uma melhor integração das energias renováveis e garantindo estabilidade para o sistema. Outras aplicações estão sumarizadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Armazenamento de energia: serviços e grupos de aplicação (Adaptado, [21])

Grupo de Aplicação	Serviço	Descrição
Local da Geração	Deslocar pico de demanda	Transferir energia elétrica de um período para outro
	Reserva de energia	Injetar energia na rede para cobrir desequilíbrios na geração e demanda
	<i>Black-start</i>	Reenergizar a rede após uma interrupção abrupta
Sistemas T&D	Nivelamento de carga	Nivelar ou suavizar a curva de carga na área do SAE
	Suporte de tensão	Injetar/absorver potência reativa (também ativa no caso da distribuição) na rede
	Adiar investimentos	Reduzir sobrecargas nos equipamentos existentes e assim aumentar seu tempo de vida
Consumidor final	Confiabilidade do fornecimento	Garantir suprimento de energia ininterrupto
	Limitação do pico	Limitar o pico máximo de demanda
	Tarifação diferenciada	Armazenar energia durante baixa demanda para descarregar durante alta demanda
Integração das renováveis	Capacidade firme	Produzir uma potência quase constante, absorvendo picos e suprimindo vales na geração
	Controlar a rampa de geração	Limitar a taxa de mudança na potência de saída
	Transferir energia	Armazenar a energia em excesso da GD e usá-la em períodos de tarifas mais caras

Os SAEs localizados na rede de transmissão podem reduzir o congestionamento da transmissão, dar suporte a infraestrutura da rede para prolongar a vida útil dos equipamentos e adiar investimentos [15]. Eles também podem fornecer serviços ancilares semelhantes aos conectados no local de geração, por exemplo, reservas, regulação de frequência, nivelamento de carga, etc. Isso aumenta a confiabilidade do sistema e reduz a necessidade de recursos de geração adicionais.

O armazenamento de energia na rede de distribuição perto do lado da demanda pode fornecer serviços auxiliares como nivelamento de carga, suporte a tensão e qualidade de energia. Além disso, é capaz de aliviar equipamentos da rede de distribuição e adiar investimentos, apoiando dessa forma o aumento da penetração de GD [38].

Os SAEs instalados na unidade consumidora podem ajudar a reduzir a conta de eletricidade através da limitação de pico e, assim, reduzir as cobranças de demanda. Também podem ser utilizados para garantir a confiabilidade da rede elétrica e a qualidade da energia para equipamentos sensíveis, por exemplo, em centros de dados, hospitais ou aeroportos [21]. Em combinação com a GD, os SAEs também podem aumentar o autoconsumo da energia gerada ou garantir que um possível excesso de energia possa ser armazenado e utilizado posteriormente em um período de tarifa mais elevada.

2.2.1 Aplicações nos Sistemas de Distribuição

Entre as aplicações redes de distribuição de média tensão ou de baixa tensão, a mais utilizada é o nivelamento da carga ou arbitragem [39]. O nivelamento de carga refere-se a carregar o SAE em períodos que a demanda é mais baixa e a tarifa de eletricidade é mais barata, em contrapartida procura-se atender a carga quando a tarifa é maior, durante períodos de alta demanda através de ações de descarga do SAE. A prática do nivelamento de carga é similar ao corte dos picos de demanda, como demonstrado na Figura 6 [40]. Kloess et. al, analisam os lucros com arbitragem no mercado Austríaco de 2007 a 2011 e encontraram um decréscimo de cerca de 60% nas receitas ao longo do horizonte analisado [41].

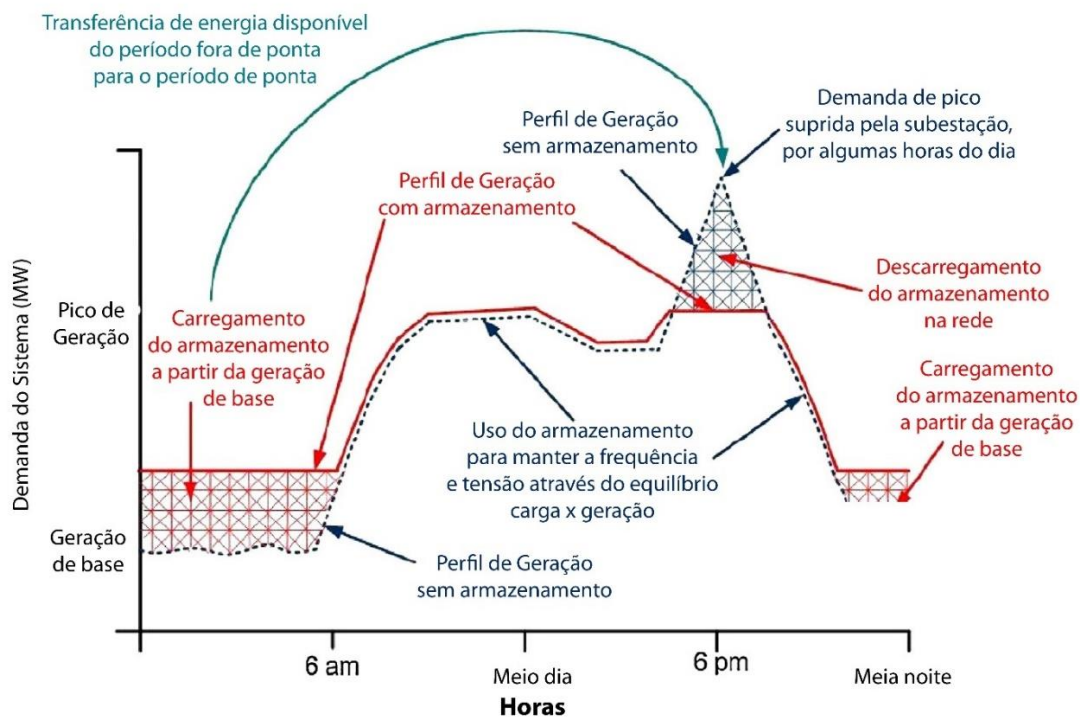


Figura 6. Perfil de demanda com sistema de armazenamento de energia

Fonte: Rohit, 2017 [40]. (Adaptado)

Durante o processo de equilíbrio entre a geração e demanda de energia elétrica, pode ocorrer sobrecarga nos condutores que, geralmente, acontece em períodos de alta demanda ou em condições de emergência [42]. Uma rede sobrecarregada tem uma redução em sua confiabilidade considerando que os condutores estarão operando em seus limites térmicos, ficando sujeitos a ações dos dispositivos de proteção. O alívio da rede pode ser realizado simplesmente reduzindo-se a carga do sistema ou instalando-se um novo condutor de tal forma que haja um aumento na capacidade de transmitir energia, construindo novas linhas e/ou transferindo o pico de demanda para um período com menos carga. A redução de perdas alcançada pelo nivelamento de carga através da utilização dos SAEs ocorre nas linhas, transformadores, barramentos e outros dispositivos da rede por onde há fluxo de corrente Figura 7.

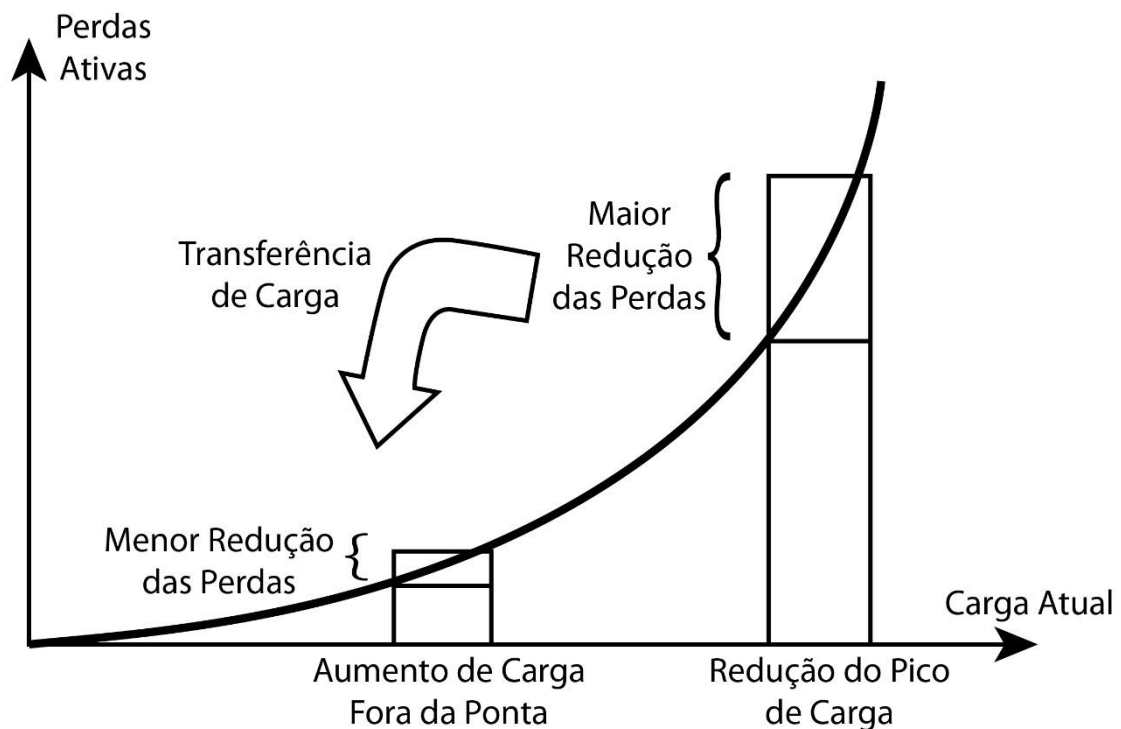


Figura 7. Alívio de rede com armazenamento de energia

Fonte: Elaborado pelo autor

O alívio durante sobrecarga ou atraso em investimentos para melhorar a rede é uma aplicação dos SAEs frequentemente estudada. Anula K. et al avaliaram os benefícios do SAE na rede de distribuição de Queensland. O SAE foi analisado para retardar as melhorias na rede à medida que dava suporte a outras aplicações como serviços ancilares e redução na tarifa diferenciada [43]. Em [44] é proposta uma abordagem para analisar o custo-benefício da otimização de dimensionamento e local de sistemas de armazenamento distribuídos para reduzir o congestionamento no sistema e aumentar a segurança. É discutido em [45] uma estrutura para avaliar os investimentos em sistemas de armazenamento de energia por bateria para o planejamento de expansão da distribuição, considerando alta penetração de geração distribuída fotovoltaica. Os resultados iniciais indicam que a principal contribuição do SAE está na flexibilidade proporcionada ao planejamento da expansão da distribuição, adiando grandes reforços na rede.

O controle e suporte de tensão é uma outra aplicação dos SAEs consideradas em diversos problemas de planejamento da distribuição. Na maioria desses trabalhos, para controlar a tensão nas barras, a capacidade do SAE de fornecer potência reativa

é levada em consideração, enquanto em outros, o suporte a tensão através do SAE ocorre somente por produção de energia ativa. Sistemas de armazenamento de energia tem sido foco de várias pesquisas que visam regular o perfil de tensão em redes que possuem alta penetração de geração distribuída, principalmente fotovoltaica.

Os autores em [46] propuseram um método para regular a tensão através de sistemas de armazenamento de energia distribuído (SAED) em redes de distribuição de baixa tensão (BT) com elevada presença de geração distribuída fotovoltaica. A partir dos resultados, os autores conseguiram demonstrar a eficácia do método de controle proposto, mantendo assim as tensões da rede dentro do limite durante a operação diária do sistema. Em [47] a fim de melhorar a qualidade da tensão em uma rede BT, os autores apresentam uma estratégia de gerenciamento para SAED de forma a aumentar a capacidade de geração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição. Cada ciclo de carga/descarga da bateria é otimizado para minimizar as perdas e custos da mesma, e assim melhorar o perfil de tensão. Em [48] uma estratégia de controle coordenado de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) alocada com SAE é apresentada e uma simulação de Monte Carlo é realizada a fim de avaliar possíveis benefícios ao operador do sistema de distribuição (OSD) para controlar o perfil de tensão. A operação coordenada de SAEs com dispositivos tradicionais de controle de tensão, como transformador de tap variável e reguladores de tensão, é apresentada pelos autores em [49], porém a análise é realizada apenas por um dia com o objetivo de aliviar o estresse gerado pelas mudanças de tap devido às variações na carga e na geração distribuída.

A inserção ampliada de recursos renováveis nas redes de distribuição está apresentando vários desafios para os OSD, especialmente em redes com capacidade restrita. Em alguns casos poderá ocorrer excesso de energia gerada, por isso a aplicação de SAE pode auxiliar a maximizar o uso das energias solar e eólica. Em outras palavras, o excesso de energia gerada pelas turbinas eólicas ou painéis solares pode ser usado como alternativa para recarregar o SAE, e posteriormente utilizar a energia armazenada em período de baixa geração. Algumas pesquisas [50,51] apresentam técnicas para encontrar a solução ótima para alocação de dispositivos de armazenamento de energia (capacidades de potência e energia) para reduzir o corte de energia eólica.

2.3 Custo x Benefício de Sistemas de Armazenamento de Energia

O benefício do armazenamento de energia pode ter uma das duas formas fundamentais:

1. Custo evitado, ou
2. Receita adicional recebida pelo proprietário/operador do armazenamento.

Existem três principais formas de custo evitado. Primeiro, se o armazenamento é a única alternativa viável, o custo evitado envolve os resultados negativos associados à alternativa de não fazer nada. Segundo, o custo evitado com a utilização de armazenamento em vez de uma solução convencional, incluindo compra, instalação e operação. Finalmente, se existem várias alternativas viáveis, o custo evitado é o custo da alternativa com o menor custo total.

Considerando alguns exemplos de custos evitados associados ao uso de armazenamento. Os benefícios da receita adicional incluem pagamentos recebidos por vendas de energia, capacidade de fornecimento de eletricidade e prestação de serviços auxiliares. Se o armazenamento for usado em vez de alguns equipamentos de transmissão e distribuição, o custo evitado poderá estar relacionado ao adiamento em reforços na rede. Para um usuário final que usa armazenamento para reduzir uma conta de eletricidade, o benefício é o custo reduzido de energia e / ou cobranças de demanda e, se o usuário final usar uma fonte de alimentação ininterrupta (UPS), o benefício é o custo incorrido durante interrupções no serviço elétrico sem o *no-break*, como perda de produtividade dos funcionários e perda de vendas.

O valor quantitativo de muitos benefícios de armazenamento pode ser avaliado. Por exemplo, se o armazenamento for usado em vez do equipamento de geração, o benefício principal é o custo evitado com a geração. No entanto, existem vários benefícios de armazenamento que são difíceis de quantificar, são difusos (isto é, envolvem muitas partes interessadas) ou não podem ser quantificados (benefícios qualitativos).

Alguns benefícios não podem ser quantificados porque não há experiência com eles e, para outros, as condições atuais nos mercados de eletricidade não fornecem

“sinais de preço” adequados que reflitam o valor total que o armazenamento poderia proporcionar.

No entanto, é importante incluir esses benefícios qualitativos e menos quantificáveis - pelo menos informalmente - ao caracterizar proposições de valor, porque esses benefícios menos quantificáveis ainda podem ser importantes para algumas partes interessadas, como formuladores de políticas. Avaliar e quantificar que “importância” e “atratividade” requerem uma avaliação e quantificação de benefícios específicos e uma caracterização de proposições de valor específicas.

Diferentes estudos avaliam os custos e benefícios dos sistemas de armazenamento de energia. Em [12], os autores avaliam os benefícios do armazenamento de energia em uma rede de distribuição na Grã-Bretanha. Os benefícios do SAE são avaliados com base na resposta de vários eventos que exigem controle e tensão e gerenciamento de fluxo de carga. Através dos resultados, os autores concluíram que a inserção do SAE na rede de distribuição teve um impacto positivo para os objetivos propostos. Shcherbakova et al. analisam os aspectos econômicos das baterias de íons de lítio e sódio-enxofre para o nivelamento de carga em um sistema na Coreia do Sul [16], verificando que nenhuma dessas tecnologias de armazenamento é economicamente viável com base nas condições do mercado local. Eles também reconhecem que a inclusão de outros benefícios em serviços auxiliares e outras aplicações podem tornar a opção viável financeiramente. Os autores em [52] estimam os benefícios financeiros de um sistema de armazenamento a bateria (conectado à rede de média tensão) no fornecimento de energia reativa em relação a outras opções convencionais. Eles sugerem que o SAEB para lidar com problemas de tensão é economicamente mais viável do que reforçar a rede, porém menos viável do que reduzir a injeção de potência ativa. No entanto, esta viabilidade pode aumentar considerando-se a natureza múltiplas aplicações do SAEB, que não se limita apenas ao suporte de reativo, e ao fato das baterias apresentarem uma tendência de redução em seus custos.

É importante perceber que trabalhos como os citados anteriormente consideram em sua análise a existência de um OSD, que enxerga todos os benefícios do armazenamento, tratando-se de uma ótica social. Neste caso, mostram que por uma análise custo x benefício o armazenamento é vantajoso.

Todavia, em mercados sem OSD, os agentes tomadores de decisão não enxergam os mesmos benefícios que o OSD enxerga, o que pode levar a baixa utilização do armazenamento [17,18].

2.4 Modelagem do Sistema de Armazenamento de Energia

Atualmente, a utilização de fontes renováveis, como energia eólica e solar fotovoltaica (SFV), vem crescendo rapidamente devido às preocupações ambientais, redução de preços e incentivos governamentais [53]. O uso adequado dos Sistemas de Armazenamento de Energia pode aumentar a capacidade de exploração destes recursos energéticos renováveis, de forma eficiente e confiável. De acordo com [54], nos próximos anos, o armazenamento de energia será importante para dar suporte para geração distribuída (GD) e para os futuros processos de planejamento da rede elétrica de distribuição.

Os SAEs são caracterizados por vários aspectos econômicos e técnicos. A maioria dessas propriedades pode ser definida para todos os tipos de SAEs, como densidade de potência, densidade de energia, ciclo de vida, taxa de auto descarga, durabilidade do equipamento, e duração da descarga [36]. Além disso, as características econômicas geralmente são representadas pelo custo de instalação por potência, custo de instalação por capacidade de energia, custo de operação e manutenção, e custo de reposição de equipamentos [55].

Os estudos que têm como foco o planejamento de SAE em redes de distribuição consideram a modelagem do sistema em vários aspectos diferentes. Alguns trabalhos, por exemplo, modelam o SAE de forma geral, sem relatar o uso de uma tecnologia específica. Mustafa Nick et. al. [56] adotaram uma modelagem para o SAE de forma generalizada para lidar com a formulação do problema de ótima alocação de dispositivos de armazenamento distribuídos, com objetivo de reduzir as perdas e melhorar o perfil de tensão na rede de distribuição. Em [57], a metodologia proposta aborda um planejamento ótimo para indicar o local e o tamanho dos SAEs em redes elétricas de distribuição radial. O planejamento proposto visa melhorar a confiabilidade da rede minimizando o custo da energia não suprida. Os autores em [58] desenvolveram uma modelagem para determinar simultaneamente a capacidade, o local e o período para alocação de SAEs e equipamentos para suporte de energia

reativa, assim como fontes de geração distribuída em redes de distribuição. O principal objetivo de otimização desse trabalho é maximizar a energia da GD que é absorvida pelo sistema a um custo mínimo, mantendo a qualidade de energia e estabilidade. Giannitrapani et. al. propuseram uma técnica para encontrar a melhor estratégia para minimizar o custo de instalação de SAE, para fornecer suporte de tensão a rede de baixa tensão (BT) [59].

Outros trabalhos, no entanto, têm considerado sistemas de armazenamento de energia utilizando baterias. Vários sistemas de baterias, cada um com certo grau de maturidade para aplicações em redes elétricas, são considerados por pesquisadores para aplicação no planejamento das redes de distribuição [36]. Algumas modelagens analisam qual tecnologia de sistemas com baterias são mais factíveis para solução do problema, e, neste caso, o problema de planejamento, além da localização e capacidade, otimiza a tecnologia de bateria ideal entre uma lista de possíveis candidatas. Em [60], a metodologia para alocação e estratégia de controle do SAE propõe a análise de baterias de íons de lítio e chumbo-ácido, para auxiliar a distribuidora de energia elétrica a mitigar os riscos da comercialização de energia em mercados de preços regulados, especialmente em redes de distribuição com alta penetração de fontes renováveis. Em [61], a modelagem para inserção de armazenamento de energia com objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição, considerou a utilização de três tecnologias de bateria, chumbo-ácido, sal fundido e redox de vanádio. Os autores em [62] utilizam uma otimização estocástica para encontrar o melhor local e capacidade do sistema de armazenamento de energia a bateria (SAEB), com o propósito de facilitar a integração da energia eólica. No trabalho, é feita a comparação de resultados entre duas tecnologias de baterias, chumbo-ácido e zinco-bromo. Em [63], é apresentada uma comparação, baseada no planejamento ótimo, entre diversas tecnologias de baterias para encontrar a melhor opção para aplicações em sistemas de distribuição.

Outro aspecto importante na modelagem das baterias que deve ser devidamente considerado durante o processo de planejamento é seu tempo de vida útil. O problema é observado na maioria dos trabalhos considerando que a expectativa de vida ou o custo com reposição é proporcional ao número de ciclos de carga/descarga, ou seja, quanto mais ciclos, maior será o desgaste do equipamento e conseqüentemente precisará ser substituído mais cedo.

2.4.1 Métodos de Solução Utilizados

A escolha dos locais e tamanhos ideais de SAEs em uma rede de distribuição é um problema complexo. Para tornar eficiente o desempenho da rede de distribuição, a seleção apropriada de métodos de otimização é outro ponto de referência importante. Existem várias categorias de métodos de otimização, como clássica, analítica e meta-heurística [64,65]. Embora essas técnicas de otimização sejam adequadas para diversas aplicações, elas também apresentam suas desvantagens. O Fluxo de potência ótimo, uma abordagem clássica, é adequado para problemas altamente complexos, mas tem limitações para sistemas de potência com alta dimensão [66]. Da mesma forma, embora a programação linear seja fácil de implementar [67], geralmente é difícil representar alguns modelos como um conjunto de equações lineares [68]. As abordagens analíticas são adequadas para sistemas simples e de pequeno porte com poucas variáveis de estado, e fornecem resultados muito precisos com relativa rapidez. No entanto, sua seleção não é apropriada para sistemas grandes e complexos, especialmente em aplicações com complicações de tamanho e características variadas das redes de distribuição [65]. Abordagens meta-heurísticas são mais apropriadas para resolver problemas complexos em redes de distribuição e são capazes de fornecer soluções precisas, eficientes e ótimas [13]. No entanto, as técnicas meta-heurísticas também têm algumas limitações, pois nem sempre oferecem a solução ideal e, na maioria dos problemas da vida real, algumas suposições não podem ser satisfeitas. Algoritmos nesta categoria incluem algoritmos genéticos (AG), enxame de partículas (PSO), colônia de abelhas artificiais (CAA), otimização de colônia de formigas (ACO), busca de harmonia, entre outros.

Técnicas meta-heurísticas são consideradas em vários estudos para otimizar o posicionamento, dimensionamento e operação de SAEs em redes elétricas. Um AG é usado em [69] para posicionar e dimensionar um único SAE para obter benefícios de rede em relação à redução de desvio de tensão, perdas e custos. Os autores de [70] apresentaram um método híbrido integrando programação dinâmica com AG para encontrar a melhor localização e estratégia de controle para SAE, a fim de minimizar os investimentos globais, custo de energia e perdas. Os algoritmos genéticos também são aplicados em [71] para determinar estratégias de controle para sistemas de

geração de energia híbrida e em [19] dimensionamento e operação de SAE para ajudar a adiar investimentos e reduzir os custos de acesso para rede de transmissão. O PSO é usado em [72] para alocação ótima de SAEs de reserva para minimizar os custos da rede de distribuição. Em [73], o PSO é aplicado ao dimensionamento do SAE e à minimização do custo total nivelado, enquanto avalia o custo-benefício para um SAE usado em um sistema fotovoltaico autônomo conectado à rede. As características e detalhes de cada método meta-heurístico nos problemas de otimização, especialmente o planejamento de distribuição, estão fora do escopo deste trabalho e são bem revisados em literaturas anteriores [74–76].

2.4.2 Principais Funções Objetivo

A função objetivo definida deve representar as aplicações consideradas nos SAEs. Esta função normalmente é expressa como uma minimização da soma de vários termos de custo, como demonstrado em (2.3).

$$Obj = Min \sum C_{SAE} \quad (2.3)$$

Na Equação 2.3, o C_{SAE} refere-se ao custo líquido total da operação e custos de planejamento da rede. Os termos de custo estão relacionados a aplicação considerada, além do próprio custo do SAE. Segundo Saboori, devido à natureza do problema, os principais termos que devem ser considerados em problemas que envolvem SAEs são os custos de planejamento, investimento e custos de operação e manutenção [36].

Outros custos presentes na função objetivo estão associados às aplicações explicadas na subseção 2.1. Estes termos incluem custos de operação ou compra de energia (da subestação ou de micro geração local), e estão presentes na maioria dos trabalhos [36]. Alguns trabalhos consideram custos relacionados a índices de confiabilidade como DEC e FEC [57,77,78]. Os custos relacionados as perdas na rede também é um termo presente em diversos estudos [79–81].

O planejamento dos SAEs na rede de distribuição pode ser combinado com o planejamento de outros equipamentos, dispositivos e soluções. O principal problema de planejamento na rede de distribuição é a atualização da rede e / ou planejamento de expansão que se refere a definir a localização e capacidade das novas linhas

adicionadas ou atualizadas para lidar com o crescimento de carga e congestionamento da rede, considerando o custo mínimo de investimento. Para redes de distribuição convencionais, este problema é investigado e bem revisado em [20].

Finalmente, o problema de otimização pode ser formulado como um problema de estágio único ou em múltiplos estágios. No planejamento de estágio único, somente a localização, capacidade potência e energia poderão ser definidos de maneira otimizada [82]. No planejamento de múltiplos estágios, o tempo ideal para instalações também é determinado, geralmente entre intervalos de anos [58].

3 METODOLOGIA

Esta dissertação propõem uma metodologia para planejamento de sistemas de armazenamento de energia a baterias (SAEBs) na rede de distribuição de energia elétrica, que tem como base o trabalho apresentado em [27], porém sob diferentes óticas a fim de prover uma análise holística sobre a questão de armazenamento. Estas perspectivas podem resultar em diferentes soluções de planejamento e, para uma implementação prática, deve-se buscar um equilíbrio entre os mesmos. Neste sentido, a dissertação visa identificar os potenciais resultados sob cada cenário/perspectiva, definidos a seguir através de casos de estudo, de forma tecnicamente embasada através de modelos matemáticos de otimização.

- Perspectiva 1 - considerando a existência de um OSD;
- Perspectiva 2 - considerando a ótica da distribuidora; e
- Perspectiva 3 - considerando a ótica do consumidor residencial.

Para as Perspectivas 1 e 2 é proposta uma metodologia de otimização que tem como objetivo determinar a localização, capacidades de potência e energia, e operação de bancos de baterias enquanto minimiza os custos de investimento e operação, considerando as restrições da bateria e rede, ao longo de um horizonte de planejamento de 15 anos. A localização é determinada considerando um conjunto de barras candidatas pré-determinadas, utilizando-se como critério o número de consumidores atendidos, pois quando maior a quantidade de clientes maior o potencial do benefício social.

Para a Perspectiva 3 será feita uma análise de viabilidade econômica da inserção do SAEB em conjunto com GDFV. Os parâmetros econômicos com Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) serão os balizadores para analisar a atratividade do projeto. Será feita a análise de 3 consumidores residenciais, com ligação trifásica em baixa tensão, cujo perfil de consumo mensal são diferentes. Além disso é considerada a hipótese que esses consumidores possam optar pela tarifa branca e que possam realizar arbitragem do uso da eletricidade, ou seja, a energia gerada pelo painel fotovoltaico será armazenada na bateria no momento de tarifa baixa e posteriormente será injetada na rede no horário de ponta.

Para as Perspectivas 1 e 2, a modelagem da bateria no problema leva em consideração que elas podem tanto fornecer energia para rede quanto armazenar,

conforme a necessidade operacional. Assim, ora a bateria pode ser vista como um gerador distribuído, ora como cargas. Para as Perspectivas 1 e 3 são consideradas duas tarifas de energia diferentes; tarifa convencional e tarifa branca. A Figura 8 mostra o fluxograma geral da metodologia proposta, sendo os detalhes da metodologia referente ao Perspectiva 3 abordados na subseção 3.1.3, enquanto os detalhes para as Perspectivas 1 e 2 nas subseções 3.1.1 e 3.1.2, respectivamente. Cabe ressaltar que não há correlação entre as Perspectivas 1, 2 e 3, elas são independentes entre si, ou seja, os eventos de uma perspectiva não alteram a análise da outra.

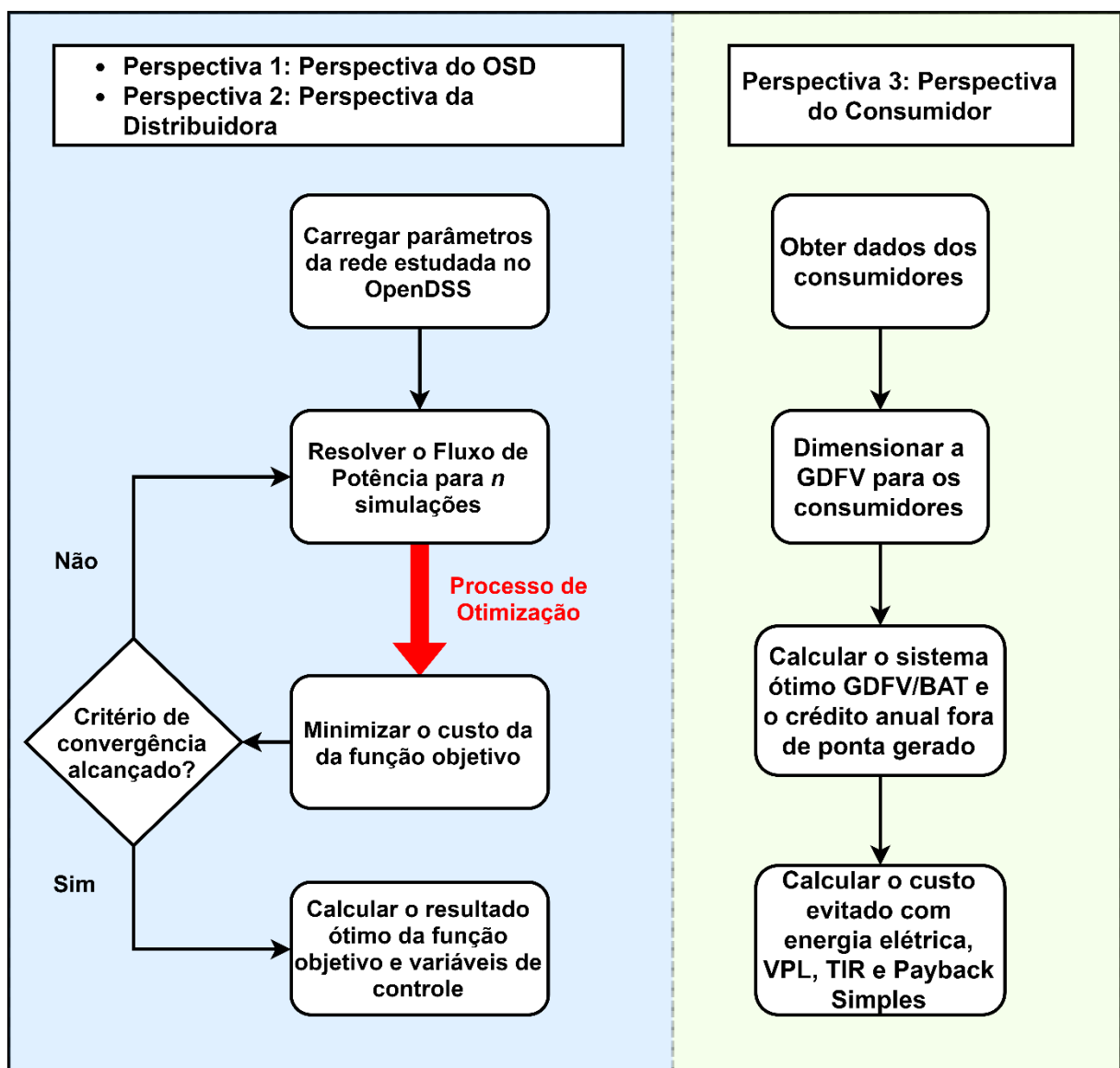


Figura 8. Fluxograma geral da metodologia proposta

Fonte: Elaborado pelo autor.

As simulações de fluxo de potência realizadas para as Perspectivas 1 e 2 são realizadas através da interface COM do OpenDSS/Matlab, sendo o Algoritmo Genético executado no Matlab para a otimização. Dados de uma rede real, disponibilizados pelo projeto Cidade Inteligente de Búzios [26], são utilizados para os estudos.

Considerando as premissas acima citadas, o foco da metodologia é verificar se há diferenças significativas de percepção econômica entre os diferentes agentes envolvidos.

3.1 Formulação do Problema

3.1.1 Perspectiva do Operador do Sistema de Distribuição (Perspectiva 1)

A metodologia proposta nesta dissertação para o cenário de existência de um OSD é descrita nesta subseção. Esta análise segue as premissas gerais da subseção 2.3 e a mesma orientação da análise realizada pela referência [27], considerando todos os benefícios possíveis do armazenamento. Por isso esta análise traz uma perspectiva ótima para a relação custo x benefício da sociedade. Atualmente, nos sistemas de distribuição do Brasil, não há um OSD e, por isso, sua existência é hipoteticamente considerada neste caso.

Para auxiliar na tomada de decisão dos investimentos, pretende-se determinar a melhor localização do SAEB entre barras pré-selecionadas da rede elétrica, os melhores horários para carregar e descarregar o sistema de baterias, bem como a capacidade otimizada de potência e energia. Os objetivos são minimizar o custo total de investimento e operação do SAEB, minimizar o custo associado ao critério confiabilidade, juntamente com a redução do custo total com a energia oriunda da subestação durante um horizonte de planejamento de longo prazo. Para alcançar tais objetivos, propõem-se uma modelagem onde o comportamento da bateria possa ser representado durante o fluxo de potência. Com isso será possível, através desta metodologia, avaliar quantitativamente como o dimensionamento e a alocação do SAEB pode contribuir para a redução dos custos com energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento.

Em suma, a metodologia para a Perspectiva 1 pretende avaliar o quanto um SAEB pode ser capaz de beneficiar a sociedade e, portanto, a instalação do sistema

de armazenamento de energia pelo OSD visa ao benefício social. Em outras palavras, a inserção do SAEB não tem a pretensão direta de agregar possíveis benefícios técnicos para a rede de distribuição, como melhora no perfil de tensão e incremento na confiabilidade. A função objetivo e restrições nesta abordagem são apresentadas a seguir.

3.1.1.1 Função Objetivo

A função objetivo para o planejamento de sistemas de armazenamento envolve os custos relacionados a estes sistemas, e os custos associados à operação da rede de distribuição. A função objetivo é baseada em [27], e pode ser formulada como:

$$\text{Min FunObj} = CSE + CINPB + CINEB + COM + CONF \quad (3.1)$$

Onde:

- *FunObj* é a função objetivo do modelo de otimização (R\$);
- *CSE* é o custo da energia oriunda da subestação injetada no sistema de distribuição (R\$);
- *CINPB* é o custo de investimento em capacidade de potência (R\$);
- *CINEB* representa o custo de investimento em capacidade de energia (R\$);
- *COM* é custo de operação e manutenção do sistema de armazenamento (R\$);
- *CONF* representa o custo associado a confiabilidade da rede.

Explicitando cada parcela da função objetivo, a primeira é referente ao custo da energia horária da subestação e pode ser calculada conforme 3.2:

$$CSE = \sum_{t=1h}^{24h} (PSE_t * CUE_t) * 365 * n_{anos} \quad (3.2)$$

Onde:

- PSE_t é a potência fornecida pela subestação em cada período horário (kW);
- CUE_t representa o custo unitário da energia oriunda da subestação (R\$/kWh);
- n_{anos} é o número de anos considerado no horizonte de planejamento.

A parcela $CINPB$ da equação 3.3 representa o custo de investimento por capacidade de potência, conforme 3.3:

$$CINPB = \sum_{nb=1}^{n_{bat}} PBmax_{nb} * CPB_{nb} \quad (3.3)$$

Onde:

- $PBmax_{nb}$ é a máxima potência ativa (kW) entregue pela bateria durante sua operação;
- CPB_{nb} é o custo unitário por capacidade de potência da bateria (R\$/kW);
- n_{bat} é o número de baterias.

A parcela referente ao custo por capacidade de energia é dada por:

$$CINEB = \sum_{nb=1}^{n_{bat}} E_{nb}^{bat} * CEB_{nb} \quad (3.4)$$

Onde:

- E_{nb}^{bat} é a capacidade de energia armazenada da bateria (kWh);
- CEB_{nb} é o custo unitário por capacidade de energia armazenada da bateria (R\$/kWh).

A parcela COM refere-se aos custos de operação e manutenção, e é dada por:

$$COM = \sum_{nb=1}^{n_{bat}} PBmax_{nb} * COM_{nb} \quad (3.5)$$

Onde:

- COM_{nb} representa o custo unitário de operação e manutenção da bateria por capacidade de potência (R\$/kW)

Por último, a equação 3.6 representa o custo associado a confiabilidade do sistema.

$$CONF = \sum_{i \in NA} CENS_i \quad (3.6)$$

Onde:

- NA é o conjunto de alimentadores do sistema de distribuição; e
- $CENS_i$ é o custo da energia não suprida (ENS) no alimentador i.

O custo da energia não suprida em cada alimentador pode ser dado por:

$$CENS_i = n_{anos} * \sum_{n \in N_n} \lambda_n * FD_n * (PD_n - CINPB_n) \quad (3.7)$$

Onde:

- N_n é o conjunto de barras do alimentador i ;
- λ_n é a taxa anual de falhas (falha/ano) associadas à barra n ;
- FD_n é a função de dano aos clientes conectados à barra n (R\$/kW);
- PD_n é o pico de demanda na barra n (kW); e
- $CINPB_n$ é a potência nominal (kW) da bateria conectada à barra n , caso exista.

Para efeitos de simplificação, não serão considerados os custos de reposição das baterias, pois o intuito é verificar seu benefício durante a sua vida útil no âmbito do planejamento a longo prazo da rede de distribuição.

Considera-se ainda, como premissa, que um SAEB conectado à barra n pode apenas fornecer energia aos consumidores a ela conectados. Esta premissa é válida apenas para o cálculo do custo da confiabilidade. Desta forma, a equação (3.7) é válida para PD_n maior ou igual a $CINPB_n$.

A função de dano ao cliente, FD_n , é calculada da seguinte forma:

$$FD_n = CIR_n * LR_n + CIC_n * LC_n + CII_n * LI_n \quad (3.8)$$

Onde:

- CIR_n é o custo de interrupção a consumidores do tipo residencial (R\$/kW);
- CIC_n é o custo de interrupção a consumidores do tipo comercial (R\$/kW);
- CII_n é o custo de interrupção a consumidores do tipo industrial (R\$/kW);
- LR_n é o percentual de cargas residenciais conectadas à barra n ;
- LC_n é o percentual de cargas comerciais conectadas à barra n ; e
- LI_n é o percentual de cargas industriais conectadas à barra n .

Os custos de interrupção são distintos para cada tipo de consumidor e variam de acordo com o tipo e o tempo de reparo da interrupção.

3.1.1.2 Restrições

A seguir, são apresentadas as restrições do problema de otimização inerentes à rede de distribuição e ao sistema de armazenamento de energia, para a modelagem proposta.

As restrições de balanço de potência ativa e reativa, em que as leis de Kirchhoff devem se manter em equilíbrio a todo instante, são atendidas na solução do fluxo de potência. As potências ativa e reativa geradas das equações 3.9 e 3.10 podem ser fornecidas pelo SAEB, pela GD ou importadas da transmissão via subestação de distribuição, caso a barra terminal nb seja a subestação. As equações 3.9 e 3.10 representam os balanços de potência ativa e reativa, respectivamente.

$$PG_{nb,t}^{SE} + PG_{nb,t}^{GD} + \sum_{m \in \Omega_{nb}} P_{nb-m,t} = P_{nb,t}^{BAT} + P_{nb,t}^{carga} \quad (3.9)$$

Onde:

- $PG_{nb,t}^{SE}$ é a potência ativa importada da subtransmissão, no período t , caso a barra nb seja a subestação;
- $P_{nb-m,t}$ é o fluxo de potência ativa no trecho ' $nb - m$ ', no período t , onde m pertence ao conjunto de barras conectadas à barra nb através de linhas de distribuição;
- $P_{nb,t}^{BAT}$ é a potência ativa desenvolvida pela bateria na barra nb , no período t ; e
- $P_{nb,t}^{carga}$ é a demanda de potência ativa na barra nb , no período t ;
- $PG_{nb,t}^{GD}$ é a potência ativa desenvolvida pela GD na barra nb , caso haja, no período t .

$$QG_{nb,t}^{SE} + QG_{nb,t}^{GD} + \sum_{m \in \Omega_{nb}} Q_{nb-m,t} = Q_{nb,t}^{BAT} + Q_{nb,t}^{carga} \quad (3.10)$$

Onde:

- $QG_{nb,t}^{SE}$ é a potência reativa desenvolvida, no período t , caso esta barra seja a subestação;
- $Q_{nb-m,t}$ é o fluxo de potência reativa no trecho $nb - m$, no período t , onde m pertence ao conjunto de barras conectadas à barra nb através de linhas de distribuição;
- $Q_{nb,t}^{BAT}$ é a potência reativa desenvolvida pela bateria na barra nb , no período t ; e
- $Q_{nb,t}^{carga}$ é a demanda de potência reativa na barra nb , no período t ;
- $QG_{nb,t}^{GD}$ é a potência reativa desenvolvida pela GD na barra nb , caso haja, no período t .

É importante observar que o sistema de armazenamento de energia pode operar como gerador de energia ou carga. Neste quesito, suas condições operativas podem ser representadas por $P_{nb,t}^{BAT} < 0$ e $P_{nb,t}^{BAT} > 0$, respectivamente. Raciocínio análogo pode ser estendido para a potência reativa da bateria, que pode comportar-se de forma capacitiva, $Q_{nb,t}^{BAT} > 0$, ou indutiva, $Q_{nb,t}^{BAT} < 0$.

Os níveis de tensão nas barras também devem ser mantidos entre valores adequados, de tal modo que a qualidade da energia possa ser garantida. Esta restrição pode ser formulada da seguinte forma:

$$V_{min} \leq V_{nb,t} \leq V_{max} \quad (3.11)$$

Onde:

- V_{min} é o limite inferior de tensão na rede elétrica;
- V_{max} é o limite superior de tensão na rede elétrica; e
- $V_{nb,t}$ é a tensão na barra nb , no período t .

As baterias apresentam parâmetros denominados capacidade de energia e capacidade de potência, que correspondem, respectivamente, ao valor nominal máximo de energia que uma bateria consegue armazenar no início de seu ciclo de vida e à potência máxima que ela consegue despachar/absorver em uma hora de operação. Como citado anteriormente, os sistemas de armazenamento de baterias podem adaptar-se conforme necessidade da operação, atuando tanto como geradores quanto como consumidores. Sua modelagem utiliza uma variável denominada estado de carga (em inglês *State of Charge* - SOC), para representar a quantidade de energia interna à bateria durante cada período de tempo. O estado de carga da bateria é dependente de sua capacidade e potência máxima, além de aspectos inerentes à operação do SDE. Conforme trabalho desenvolvido por [83], a equação 3.12 formula o comportamento do SOC de uma bateria.

$$SOC_{nb,t+1} = \begin{cases} SOC_{nb,t} + \frac{P_{nb,t}^{BAT}}{\eta}, & \text{se } P_{nb,t}^{BAT} \leq 0 \\ SOC_{nb,t} + \eta * P_{nb,t}^{BAT}, & \text{se } P_{nb,t}^{BAT} > 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Onde:

- $SOC_{nb,t}$ é o estado de carga da bateria nb no período t ,
- η é a eficiência de carga/descarga da bateria.

Importante notar que para $P_{nb,t}^{BAT}$ negativo a bateria está em modo de descarga, reduzindo assim sua energia restante e diminuindo o $SOC_{nb,t+1}$ em relação a $SOC_{nb,t}$; para $P_{nb,t}^{BAT}$ positivo, por sua vez, a bateria está carregando, portanto o $SOC_{nb,t+1}$ aumenta em relação a $SOC_{nb,t}$. Além disso, por simplificação a eficiência de carga/descarga será mantida constante.

Geralmente o SOC possui limites operacionais para tentar aumentar a expectativa de vida útil da bateria. É comum a utilização de faixas de estado de carga de 40 a 90% da capacidade nominal da bateria. De forma mais geral, o limite pode ser formulado como:

$$SOC_{min} \leq SOC(t)_{nb} \leq SOC_{max} \quad (3.13)$$

Onde:

- SOC_{min} é o estado de carga mínimo permitido para a bateria; e
- SOC_{max} é o estado de carga máximo permitido para a bateria.

3.1.1.3 Modelo Completo de Otimização

A modelagem completa para a metodologia de otimização proposta na perspectiva de um OSD é composta pela função objetivo em conjunto com as restrições operacionais do sistema elétrico de distribuição e do sistema de armazenamento de energia a baterias, e sua formulação pode ser dada como:

$$Min FunObj = CSE + CINPB + CINEB + COM + CONF \quad (3.14)$$

Sujeito a:

$$V_{min} \leq V_{nb,t} \leq V_{max} \quad (3.15)$$

$$PG_{nb,t}^{SE} + PG_{nb,t}^{GD} + \sum_{m \in \Omega_{nb}} P_{nb-m,t} = P_{nb,t}^{BAT} + P_{nb,t}^{carga} \quad (3.16)$$

$$QG_{nb,t}^{SE} + QG_{nb,t}^{GD} + \sum_{m \in \Omega_{nb}} Q_{nb-m,t} = Q_{nb,t}^{BAT} + Q_{nb,t}^{carga} \quad (3.17)$$

$$SOC_{nb,t+1} = \begin{cases} SOC_{nb,t} + \frac{P_{nb,t}^{BAT}}{\eta}, & \text{se } P_{nb,t}^{BAT} \leq 0 \\ SOC_{nb,t} + \eta * P_{nb,t}^{BAT}, & \text{se } P_{nb,t}^{BAT} > 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

$$0 \leq SOC(t)_{nb} \leq E(t)_{nb}^{BAT} \quad (3.19)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t)_{nb} \leq SOC_{max} \quad (3.20)$$

3.1.2 Perspectiva da Distribuidora (Perspectiva 2)

O sistema elétrico brasileiro apresenta características de monopólio natural, ou seja, os investimentos necessários para o ingresso no mercado de geração, transmissão e distribuição de energia são elevados [84].

Antes da publicação da Lei nº 8631/93, as tarifas homologadas eram únicas para todas as concessões, desse modo não havia incentivos econômicos para as concessões buscarem eficiência no serviço prestado. Após a publicação da referida Lei, a homologação da tarifa passou a ser individual para cada concessão, levando em consideração a estrutura de custos de cada concessionária.

A homologação da tarifa de energia para cada concessionária é estabelecida a partir da composição de seus custos, assegurando o equilíbrio-financeiro de cada concessão. A Figura 9 apresenta os custos de uma concessionária do setor elétrico.

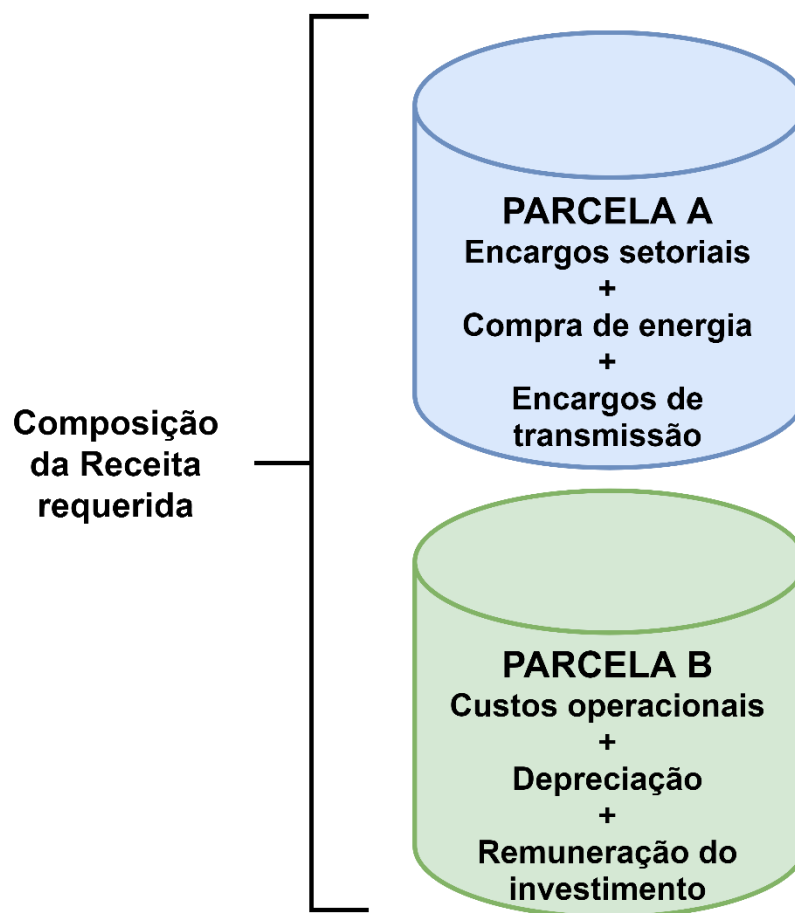


Figura 9. Receita de uma distribuidora de energia elétrica
Fonte: ANEEL [84].

Conforme evidenciado a partir da Figura 9, a receita de uma distribuidora de energia elétrica no país é composta de duas parcelas. A Parcela A refere-se aos custos não gerenciáveis, ou seja, os custos que independem das decisões das concessionárias. Esta parcela é diretamente repassada para o consumidor final nas revisões tarifárias anuais ou extraordinárias. A composição dessa parcela é dada basicamente por encargos setoriais, encargos de transmissão e custos com aquisição de energia elétrica. Já a segunda parcela, chamada de Parcela B, refere-se aos custos gerenciáveis, ou seja, custos diretamente gerenciados pelas concessionárias. Entre eles estão o custo operacional, a remuneração de ativos e a remuneração dos investimentos realizados.

Desta forma, a metodologia proposta de planejamento de sistemas de armazenamento sob a perspectiva de uma distribuidora pretende otimizar a alocação do SAEB para reduzir os custos com confiabilidade, considerando formulação similar à metodologia no cenário de um OSD. Destaca-se que a metodologia sob a perspectiva da distribuidora não procura analisar os benefícios para o sistema de distribuição, mas sim a viabilidade econômica do SAEB para se reduzir os custos associados ao critério confiabilidade. Diferentemente da ótica do OSD, o foco da distribuidora é maximizar o lucro, e, como a Parcela A é repassada diretamente ao consumidor, o principal benefício do armazenamento é o vinculado a Parcela B. A função objetivo a ser minimizada segue abaixo:

$$\text{Min FunObj} = \text{CONF} \quad (3.21)$$

$$V_{\min} \leq V_{nb,t} \leq V_{\max} \quad (3.22)$$

$$PG_{nb,t}^{SE} + PG_{nb,t}^{GD} + \sum_{m \in \Omega_{nb}} P_{nb-m,t} = P_{nb,t}^{BAT} + P_{nb,t}^{carga} \quad (3.23)$$

$$QG_{nb,t}^{SE} + QG_{nb,t}^{GD} + \sum_{m \in \Omega_{nb}} Q_{nb-m,t} = Q_{nb,t}^{BAT} + Q_{nb,t}^{carga} \quad (3.24)$$

$$SOC_{nb,t+1} = \begin{cases} SOC_{nb,t} + \frac{P_{nb,t}^{BAT}}{\eta}, & \text{se } P_{nb,t}^{BAT} \leq 0 \\ SOC_{nb,t} + \eta * P_{nb,t}^{BAT}, & \text{se } P_{nb,t}^{BAT} > 0 \end{cases} \quad (3.25)$$

$$0 \leq SOC(t)_{nb} \leq E(t)_{nb}^{BAT} \quad (3.26)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC(t)_{nb} \leq SOC_{\max} \quad (3.27)$$

3.1.3 Perspectiva do Consumidor (Perspectiva 3)

A metodologia proposta para planejamento de armazenamento sob a ótica do consumidor visa examinar o impacto e determinar a viabilidade econômica de sistema de armazenamento a bateria em consumidores residenciais que possuem geração distribuída. O principal objetivo é minimizar o custo de energia do consumidor através da energia armazenada na bateria, ou seja, na hipótese de que a energia proveniente da geração distribuída fotovoltaica, em sua maioria em períodos fora de ponta, possa ser utilizada para carregar a bateria e, posteriormente, ser usada para geração de créditos no horário de ponta. Para realizar a análise econômica do SAEB em sistema com geração distribuída, foram obtidos dados de consumo de três residências em Búzios, Rio de Janeiro, com diferentes consumos mensais [85]. Os dados de consumo encontram-se discretizados a cada 15 minutos, e foram obtidos do ano de 2016.

Para cada residência a viabilidade econômica será analisada considerando duas configurações possíveis: (1) configuração onde o consumidor possui apenas GDFV; (2) o consumidor possui armazenamento integrado à GDFV, e como premissa, toda energia proveniente de GDFV seja utilizada para carregar o sistema de armazenamento. As Figuras 10 e 11 representam os *layouts*, simplificados, considerados. Nenhuma das residências consideradas possui sistema prévio de armazenamento de energia e o objetivo é avaliar o potencial impacto do SAEB no uso de eletricidade e respectivos, e visando determinar a viabilidade econômica do armazenamento de energia.

Os consumidores possuem acordo *Net Metering*, que é a forma de compensação atual no sistema brasileiro onde os mesmos recebem um crédito em energia (kWh) devido ao montante entregue para a rede em determinado posto tarifário, a ser utilizado para abater o consumo em outro posto (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes, quando a energia injetada na rede for maior que a consumida [86]. Neste trabalho, adota-se a premissa que toda a energia gerada pela GDFV seja utilizada para alimentar o sistema de baterias.

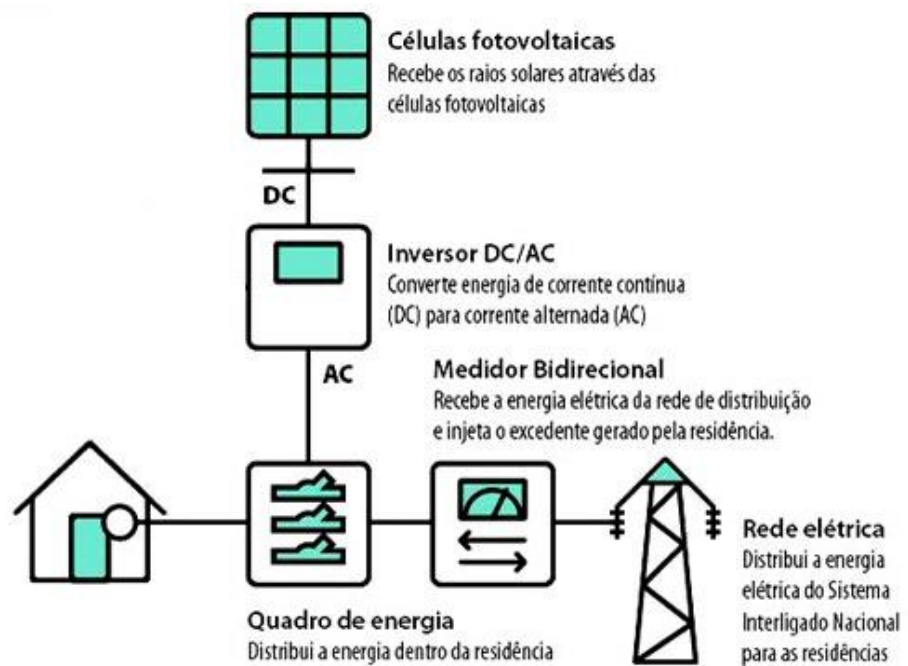


Figura 10. Sistema de Compensação de Energia Elétrica Tradicional
Fonte: Solenerg [87].

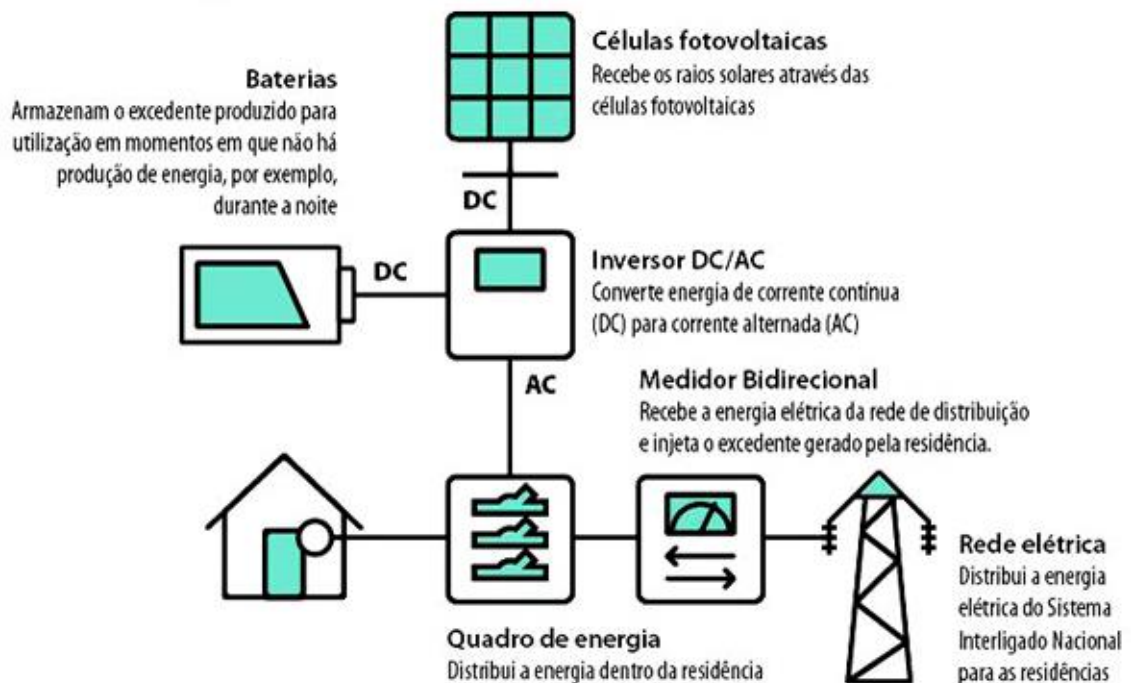


Figura 11. Sistema de Compensação de Energia Elétrica com Armazenamento de energia
Fonte: Solenerg [87].

3.1.3.1 Tratamento da Energia Solar

A metodologia proposta nesta dissertação considera a presença de geradores distribuídos fotovoltaicos nas residências que podem ser conectadas à rede de distribuição, a fim de avaliar o impacto dos sistemas de baterias perante geração renovável intermitente. Para estimar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, utiliza-se a Eq. 3.28. Além disso, para este estudo, a média mensal de radiação solar global para o período de julho de 1983 até junho de 2005 foi coletada da base de dados de meteorologia e energia solar da NASA [88]. Por simplicidade, assume-se que os módulos fotovoltaicos instalados estão voltados para o norte com uma inclinação que corresponde à latitude do local escolhido, de modo a obter a maior radiação possível.

$$E = H_{sp} \cdot P \cdot 30 \cdot TD \quad (3.28)$$

Onde E representa a energia gerada por mês (kWh); H_{sp} número de horas de Sol pleno durante o dia (h); P representa a potência de pico do painel solar (kWp) e TD é a taxa de desempenho do sistema.

A equação 3.28 foi obtida de [89], em que para estimar a produção de energia elétrica, é válido ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar o total de energia elétrica convertida em intervalos horários. Por haver forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser uma forma bastante conveniente para expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia.

3.1.3.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 define o Sistema de Compensação de Energia Elétrica como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa [90].

Importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, a fatura de energia será no mínimo definida pelo custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) [86].

Para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste. Segundo a ANEEL [86], esse saldo, para abater o consumo do período de ponta, deve ser submetido ao fator de ajuste. O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela tarifa fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta. O sistema de compensação pode ser exemplificado conforme Figura 12 [86].

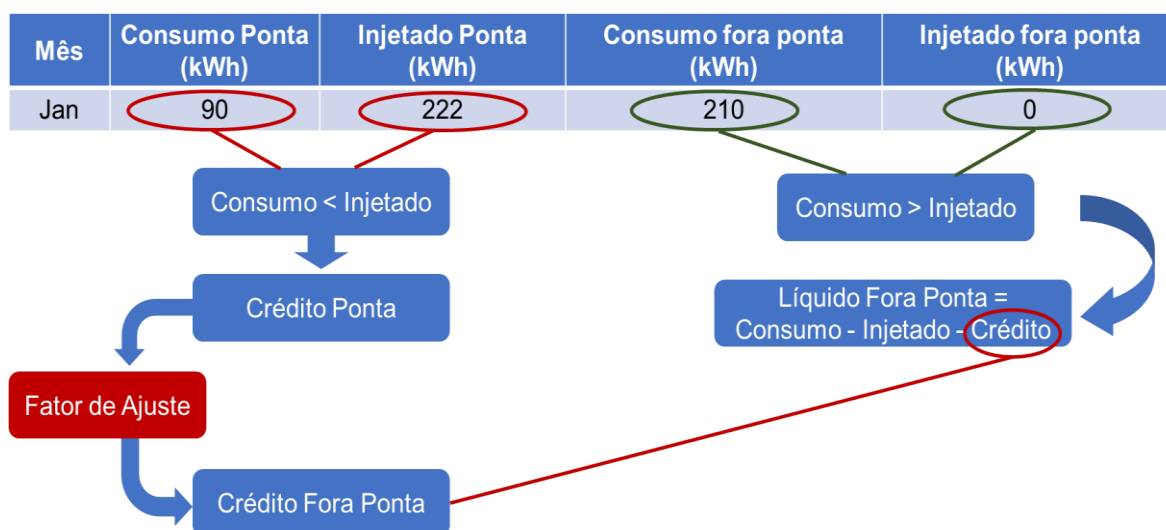


Figura 12. Consumo do mês de janeiro
Fonte: ANEEL [86]

Conforme exemplo da Figura 12, houve um excedente de energia injetada na rede no período fora de ponta. Esse saldo, para abater o consumo do período de ponta, deve ser submetido ao fator de ajuste. Aplicado o fator de ajuste no exemplo, obteve-se um crédito de 1.799 kWh a ser utilizado na ponta, a fim de abater o consumo daquele posto tarifário, conforme Figura 13.

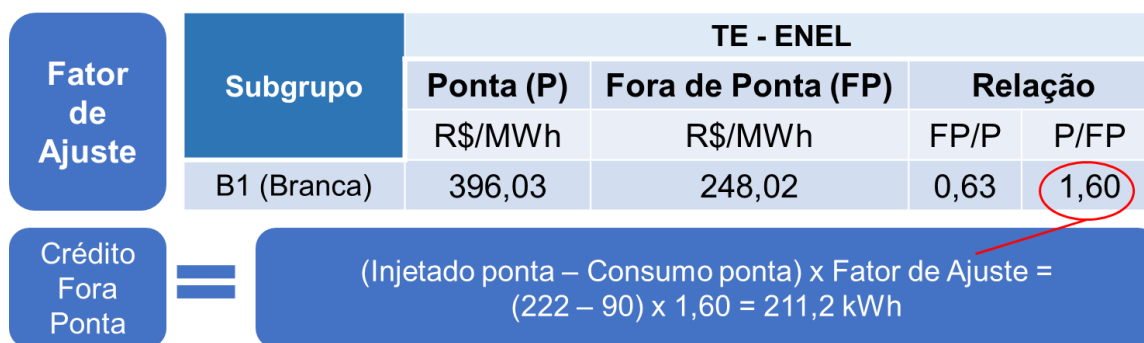


Figura 13. Aplicação do fator de ajuste no mês de janeiro

Fonte: ANEEL [86]

Assim, haverá créditos de energia excedente no horário fora de ponta no mês de janeiro, os quais serão utilizados para reduzir o consumo no horário de ponta, após a devida aplicação do fator de ajuste.

O cálculo da fatura de energia elétrica, com base no que foi mencionado acima, é formulado pelas seguintes equações:

$$Cred_P = E_P - C_P \quad (3.29)$$

$$Cred_{FP}^{Conv} = Cred_P \times Fator_{Ajuste} \quad (3.30)$$

$$Líquido_{FP} = C_{FP} - Cred_{FP}^{Conv} - Energia_{Disp} \quad (3.31)$$

$$Fatura \text{ de energia (R\$)} = Líquido_{FP} \times Tarifa_{FP} \quad (3.32)$$

Substituindo as Equações (3.29), (3.30) e (3.31) na equação (3.32), tem-se a equação capaz de estimar a fatura de energia.

$$Fatura \text{ (R\$)} = [(C_{FP} - Energia_{Disp}) - (E_P - C_P) \times Fator_{Ajuste}] \times Tarifa_{FP} \quad (3.33)$$

Onde:

- $Cred_P$ é o crédito gerado no horário de ponta, em kWh;
- E_P é a energia injetada na rede pela GD/bateria no horário de ponta, em kWh;
- C_P é o consumo da residência no horário de ponta, em kWh;
- C_{FP} é o consumo da residência no horário fora de ponta, em kWh;
- $Cred_{FP}^{Conv}$ representa o crédito gerado na ponta convertido para o horário fora de ponta, em kWh;
- $Fator_{Ajuste}$ é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa de ponta pela fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta.

- $Líquido_{FP}$ é a energia faturada fora de ponta, após abatimento dos créditos, em kWh;
- $Energia_{Disp}$ representa a energia equivalente ao custo da disponibilidade, em kWh;
- $Tarifa_{FP}$ é o valor da tarifa de energia no horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Através da equação 3.33, é possível calcular a fatura de energia para o caso em que o cliente possua um sistema de armazenamento de energia em conjunto com a GDFV, onde assim é possível armazenar a energia oriunda da GD no banco de baterias para posteriormente ser utilizada para gerar créditos no horário de ponta.

1) Modalidade Tarifária Horária Branca

Nesta dissertação será considerado que os consumidores possuem tarifa horária branca. A tarifa branca é uma nova modalidade tarifária que sinaliza para os consumidores a variação do valor no preço da energia conforme o dia e horário de consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (residências e pequenos comércios, por exemplo). Podem optar por esta tarifa diferenciada as novas ligações e consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Segundo a Resolução Normativa 733/2016, em 2019, deverão ser atendidas unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo [91].

Comparada com a Tarifa Convencional, a Tarifa Branca pode resultar em redução na conta de luz do consumidor na medida em que houver possibilidade de deslocar o consumo de energia elétrica do período de ponta para o de fora de ponta (dependendo da relação entre os valores da Tarifa Branca fora de ponta e o valor da Tarifa Convencional). Com a Tarifa Branca, o consumidor que possuir um sistema de armazenamento de energia em conjunto com GDFV terá a possibilidade de gerar créditos no horário em que o valor da tarifa é maior, pois nos dias úteis a tarifa branca tem três valores: ponta, intermediário e fora de ponta, conforme mostrado na Figura 14. Por simplificação, adota-se, na presente dissertação, somente os valores de ponta e fora de ponta.

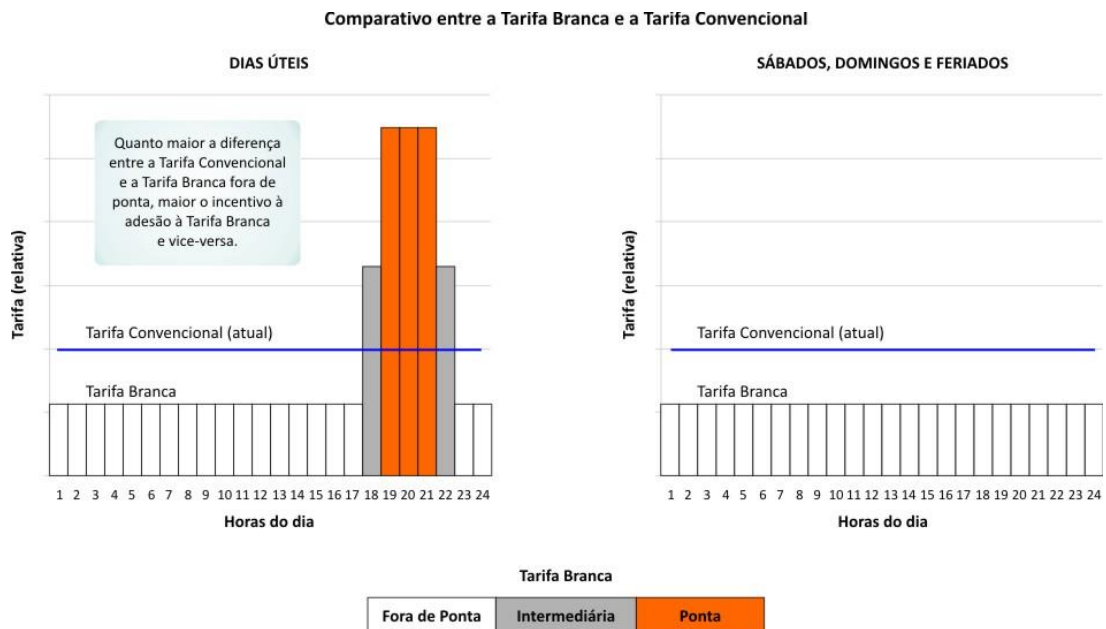


Figura 14. Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional

Fonte: ANEEL [86]

3.1.3.3 Aspectos Econômicos

Geralmente, a racionalidade dos resultados da avaliação econômica varia muito, dependendo da integridade do modelo de avaliação introduzido. Essa integridade é baseada na qualidade e quantidade de informações econômicas e de custos, que variam muito dependendo da tecnologia considerada, do status dos projetos de demonstração específicos e do potencial de redução de custos nos principais componentes do SAEB. No entanto, na presente dissertação, a avaliação econômica é realizada através do cálculo de *benchmarks* de investimentos financeiros, como valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e período inicial de retorno do investimento (*Payback*), parâmetros econômicos necessários para estimar os benefícios e riscos inerentes do SAEB [92].

O custo total de investimento inicial inclui o preço do sistema fotovoltaico, em R\$/Wp, e os custos com o sistema de armazenamento de energia, que correspondem aos custos de potência instalada e capacidade de energia, dependentes da dimensão do sistema. Além disso, considera-se que há uma limitação quanto à capacidade do sistema GDFV devido a área disponível no telhado das residências. De acordo com [93] cerca de 87% dos sistemas fotovoltaicos instalados no país possuem até 10 kWp. Assim para este estudo será adotado a premissa que a residência pode dispor de, no máximo, 10 kWp instalados. O dimensionamento dos sistemas GDFV e GDFV+BAT

(GDFV com SAEB) utiliza a lógica de geração de créditos de energia da subseção 3.1.3.2. Desta forma, o custo inicial CI_0 pode ser expresso conforme a equação 3.34:

$$CI_0 = C_{GDFV}^{Inv} + C_{SAEB}^{Inv} \quad (3.34)$$

Onde C_{GDFV}^{Inv} é o custo de investimento com o sistema fotovoltaico, incluindo os custos com painéis, inversores e instalação do sistema; e C_{SAEB}^{Inv} representa o custo do investimento com sistema de armazenamento a baterias. Estes custos podem ser expressos pela equação 3.35.

$$C_{SAEB}^{Inv} = P_{SAEB} \times CP_{SAEB}^{Inv} + E_{SAEB} \times CE_{SAEB}^{Inv} + C_{SAEB}^{O\&M} \quad (3.35)$$

Onde P_{SAEB} e E_{SAEB} representam a potência e capacidade de energia planejadas do SAEB, respectivamente. Além disso, CP_{SAEB}^{Inv} , CE_{SAEB}^{Inv} , $C_{SAEB}^{O\&M}$ representam os custos de investimento por unidade de potência (R\$/kW) e energia (R\$/kWh) planejada para o SAEB e o custo de operação e manutenção por unidade de potência para o SAEB, respectivamente.

A economia total de eletricidade (ETEn) ao longo da operação de n-anos, derivada da eletricidade produzida pelo SAEB e injetada na rede durante o horário de pico, para ser abatido no horário fora de ponta, pode ser calculada pela expressão 3.36:

$$ETE_n = \sum_{j=1}^{j=n} E_{SB_j} \times \frac{Tar_{FP_j}}{(1 + TMA)^j} \quad (3.36)$$

Onde j é o índice anual; E_{SB_j} é a quantidade de energia anual produzida pelo SAEB (kWh/ano); Tar_{FP_j} é o preço da eletricidade durante o horário fora de ponta (R\$/kWh); e TMA é a taxa mínima de atratividade (%).

A economia em relação à fatura de energia elétrica é a diferença entre a fatura convencional (sem GD) e a fatura com GD. Este saldo define o fluxo de caixa do investimento, pois reflete o quanto o consumidor deixará de pagar com energia elétrica anualmente. Assim, o fluxo de caixa (FC) pode ser expresso por:

$$FC_n = FE_{Sem GD_n} - FE_{Com GD_n} \quad (3.37)$$

Onde $FE_{Sem GD_n}$ é a fatura de energia sem geração distribuída (R\$) e $FE_{Com GD_n}$ é a fatura de energia com geração distribuída (R\$).

De acordo com os cálculos anteriores da economia total de energia elétrica com as despesas totais de investimento correspondentes, alguns índices financeiros

podem ser estimados. O VPL é definido como a soma do valor presente do fluxo de caixa líquido e reflete quanto valor um investimento agrega ao investidor. Investimentos arriscados apropriadamente com um VPL positivo poderiam ser aceitos ou rejeitados. Assim, pode-se escrever VPL para a operação n -anos conforme a equação 3.38:

$$VPL = -CI_0 + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{FC_n}{(1 + TMA)^j} \quad (3.38)$$

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é outro parâmetro importante para avaliar economicamente um investimento. A TIR é uma fórmula matemática e financeira usada para calcular a taxa de desconto que existiria se o valor presente líquido de um fluxo de caixa fosse igual a zero. Em outras palavras, seria a taxa de retorno do investimento em questão. Depois que a TIR é calculada, ela deve ser comparada com a TMA. Se a TIR for maior que a TMA, o investimento é economicamente viável. Por outro lado, se a TIR for inferior à TMA, o investimento não é economicamente interessante. Quando TIR e TMA são iguais, o investidor é economicamente indiferente entre o projeto e o custo de oportunidade. Semelhante ao VPL, o projeto com a maior TIR também é financeiramente mais interessante.

Os índices financeiros VPL e TIR consideram o valor do dinheiro no tempo (por exemplo, os juros após anos com base na taxa bancária atual), mas uma avaliação econômica completa deve incluir outros índices como o Payback, formulado na equação 3.39, que considera o valor futuro do investimento. Este índice pode não refletir os benefícios e despesas práticas do projeto durante todo o ciclo de vida, mas ser usado como um simples preditor de viabilidade de investimento. Ainda, o Payback pode ser usado como referência, mas não como um índice determinante durante a avaliação econômica do investimento. Trata-se de um índice necessário para a avaliação econômica estática e é definido de tal forma que o investimento privado inicial se divide pelo fluxo de caixa líquido médio anual responsável pelos benefícios e despesas.

$$Payback = \frac{CI_0}{Custo Evitado com energia} \quad (3.39)$$

3.2 Processo de Otimização

Neste trabalho, os modelos de otimização propostos para os Perspectivas 1 e 2 de planejamento de sistemas de armazenamento a baterias são resolvidos com auxílio de um Algoritmo Genético (AG), cuja aplicação é proposta para determinar a alocação e a capacidade dos SAEBs.

AG consiste em uma técnica de otimização de busca adaptativa estocástica global baseada nos mecanismos de seleção natural. Sua inicialização é feita com uma população de soluções candidatas ao problema de otimização, denominadas indivíduos, em que cada parâmetro de solução é designado como um cromossomo. O desempenho destas soluções candidatas é avaliado por uma função de adequação. Daí, a população inicial é submetida a um conjunto de mecanismos, cujo propósito é promover sua evolução até que um critério de convergência seja alcançado.

Basicamente, o AG envolve três estágios ou mecanismos evolutivos: seleção, cruzamento e mutação. A aplicação dessas operações básicas à população de indivíduos permite a criação de novos indivíduos que possam ser melhores do que seus antecessores [94]. Este algoritmo é conduzido iterativamente por muitas gerações, até critérios de convergência sejam alcançados. O AG foi aplicado com notável sucesso em diversos temas envolvendo sistemas de potência, devido à sua capacidade de lidar com problemas de grande espaço de busca e muitos parâmetros [82,95]. A Figura 15 mostra os processos que ocorrem na otimização via algoritmos genéticos.

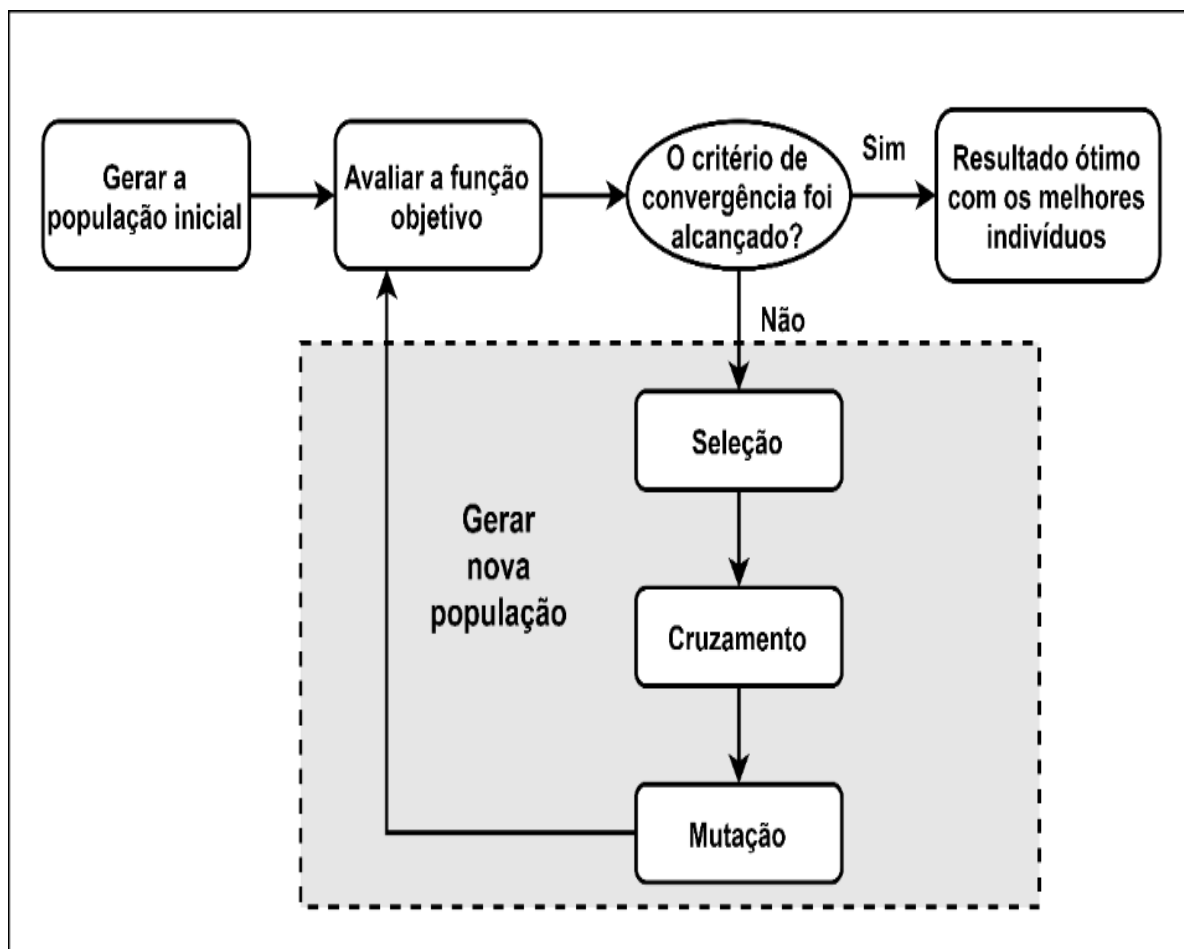


Figura 15. Representação dos processos do AG

Além disso, o software OpenDSS foi utilizado para executar as simulações de fluxo de potência para cada solução candidata do AG. O OpenDSS é uma ferramenta abrangente de código aberto desenvolvida pela EPRI para modelar e simular o comportamento elétrico de redes de distribuição [96]. Trata-se de um *software* aberto e largamente aplicado na análise de sistemas de distribuição, incluindo a integração de tecnologias alternativas, como baterias e GD, nessas redes. Através dessa ferramenta, é possível investigar grandezas elétricas como perdas, fluxo de potência, flutuações de tensão e distorção harmônica, bem como estudar a operação das redes elétrica em meio a condições de falta e quanto à atuação de controles de tensão. Embora seja um simulador baseado em script, ele pode ser conduzido de outras plataformas (por exemplo, VBA, Matlab, Python) através do servidor COM (Component Object Model). Nesta dissertação a interface COM foi utilizada através do software Matlab. Como o OpenDSS possui técnicas avançadas de modelagem e alta capacidade de desempenho computacional, pode lidar facilmente com milhares

de segmentos de linhas de média tensão (MT) e baixa tensão (BT), incluindo conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas, e têm a capacidade de executar estudos de fluxo de potência de séries temporais.

As simulações foram realizadas em um horizonte de 48 horas, com passo de 1 hora no modo anual (*yearly*), pois deste modo foi possível observar todo o processo de carga/descarga da bateria. O trabalho [96] apresenta um resumo da recente pesquisa da EPRI na modelagem de armazenamento de energia usando o OpenDSS e destaca sua aplicabilidade. Baseado nisso, o OpenDSS utiliza duas formas para representar o SAEB:

- Um elemento de armazenamento que representa o dispositivo que armazena a própria energia, neste caso o SAEB; e
- Um elemento controlador de armazenamento que controla um ou mais SAEB usando principalmente os seguintes modos básicos de controle: *Static, Time, Peakshave e Load Following*.

Nesta dissertação, o modo *Time* foi utilizado para controlar o SAEB no OpenDSS durante uma simulação de 48h. No modo de *Time*, todos os elementos de armazenamento são configurados para descarregar quando, no decorrer da simulação, a hora do dia passa a hora especificada pela propriedade *TimeDisChargeTrigger*. Os elementos de armazenamento se desligam quando o armazenamento diminui para o valor de reserva. A taxa de descarga é definida pela propriedade *%RateDisCharge*. O modo *Time* funciona de forma análoga para o carregamento do SAEB.

Na próxima subseção, é descrito o processo de otimização utilizando a interface OpenDSS/Matlab para resolução do problema.

3.2.1 Interface COM – OpenDSS/Matlab

Todas as simulações de fluxo de potência realizadas para as Perspectivas 1 e 2 são realizadas através da interface COM do OpenDSS/Matlab, sendo o Algoritmo Genético executado no Matlab para a otimização. A Figura 16 mostra a interação entre o mecanismo de otimização e o OpenDSS. Cabe ressaltar que o algoritmo acontece em dois ambientes: ambiente OpenDSS (representado pela linha tracejada azul) e ambiente Matlab (representado pela linha tracejada vermelha).

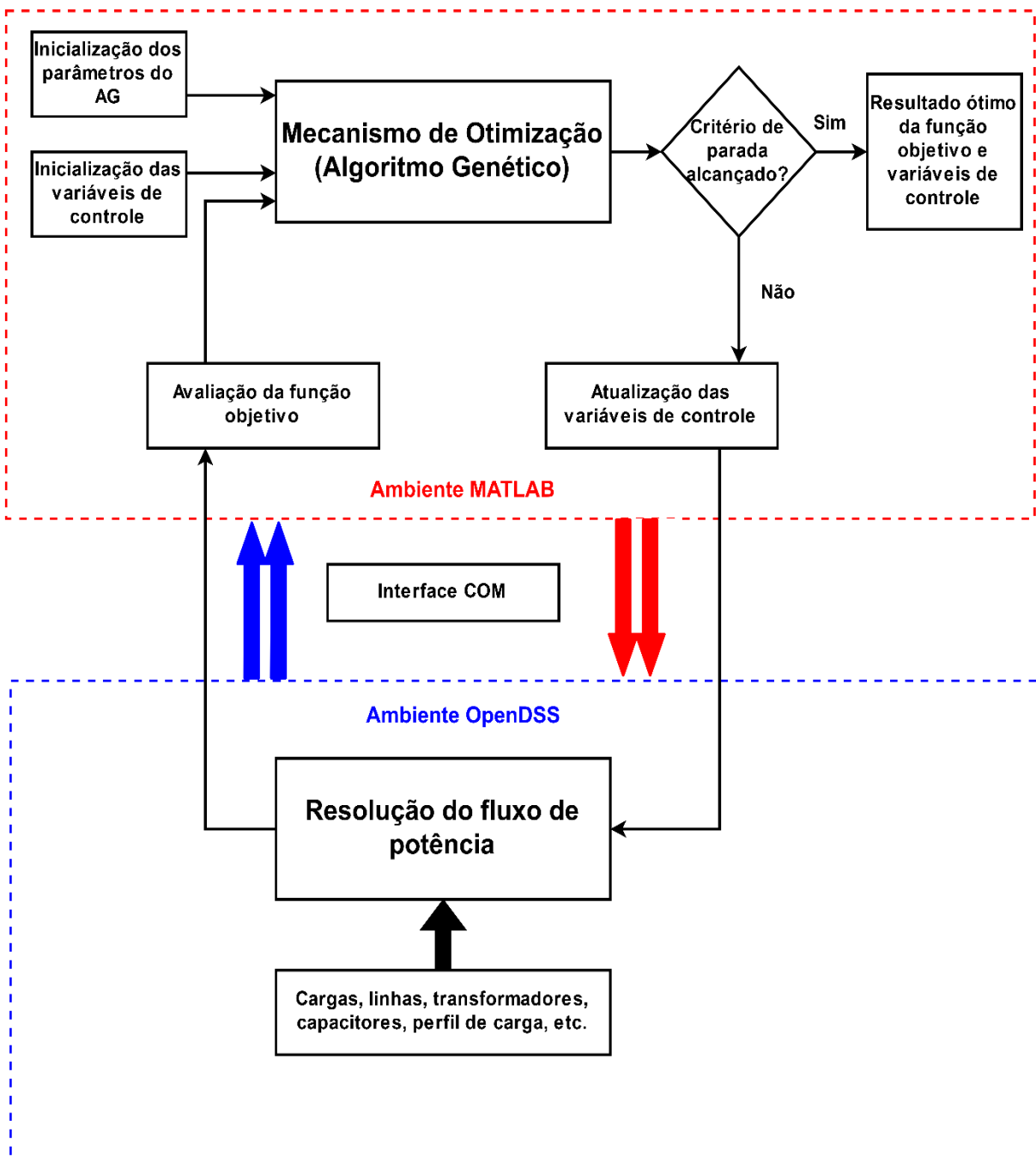


Figura 16. Interface do Matlab-AG e OpenDSS (Perspectivas 1 e 2)

As duas primeiras etapas do processo iterativo ocorrem no ambiente OpenDSS. O algoritmo tem sua fase de inicialização ao carregar todos os parâmetros da rede estudada, como dados de carga, linhas, transformadores e perfil de carga (Etapa 1). Com os parâmetros da rede definidos, é calculado o fluxo de potência, e os resultados obtidos após cada simulação são exportados através dos objetos *monitors* e *energymeters*. Os *monitors* são conectados às barras de MT e utilizados para obtenção de módulo da tensão, perfil da carga e comportamento do SAEB. Já o

energymeters é conectado à barra da subestação para fornecer o valor de consumo do alimentador através do relatório “*substation.csv*”. Estes dados de saída são exportados para o Matlab através da interface COM e são utilizados para o processo de otimização (Etapa 2 – *Resolução do fluxo de potência*).

Na Etapa 3 (*avaliação da função objetivo*), através das informações da etapa anterior, obtém-se o valor da função objetivo. Na Etapa 4 é iniciado o processo de otimização com a inicialização dos parâmetros do AG, como por exemplo o tamanho da população inicial e o número máximo de gerações. Ainda na Etapa 4 são inicializadas as variáveis de decisão do problema, que neste caso são: a capacidade de potência, energia e localização do SAEB.

A etapa denominada *Mecanismo de otimização* (Etapa 5) realiza o processo de otimização através do AG e após essa etapa, caso não tenha sido atingido o critério de convergência, é gerada uma população evoluída que vem da iteração anterior que servirá como dado de entrada para Etapa 6 onde as variáveis de decisão serão atualizadas e então retornará para a Etapa 2. A condição de convergência será alcançada pelo número máximo de gerações ou caso a diferença entre funções objetivos de uma geração e sua subsequente seja menor que uma tolerância pré-estipulada.

1) Parâmetros Técnicos e Econômicos

Para o cálculo de confiabilidade do sistema, foram usados os dados obtidos em [27], conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Taxas de falha utilizadas no cálculo de confiabilidade [27]

Componente	Taxa de falha (falhas/ano)
Linha	0,0960
Transformador	0,012303

O custo de interrupção do fornecimento de energia a cada unidade consumidora varia com seu tipo, que pode ser industrial, comercial ou residencial, bem como com a duração da interrupção. Considera-se nesta dissertação interrupções causadas por falhas de trechos de alimentador e de transformadores de subestação, e que estas interrupções requerem um período de reparo de 10 horas. Para este período, os custos de interrupção a cada tipo de consumidor são apresentados na Tabela 3, sendo obtidos de [98].

Tabela 3 - Custos de interrupção conforme tipo de consumidor. Adaptado de [98]

Tipo de Consumidor	Custo da Interrupção (\$/kW)
Industrial	55,81
Comercial	83,01
Residencial	15,69

Com a adoção de tarifa de dois patamares, os consumidores têm incentivos para mudar seu consumo do período de pico para o período base, se puderem economizar algum custo de eletricidade. Os valores da tarifa horária branca utilizada neste trabalho são referentes aos praticados no Município de Armação de Búzios, no Estado do Rio de Janeiro e foram obtidos em [99]. Com a premissa que serão adotados apenas dois patamares, de tarifa ponta e fora de ponta, o valor referente ao patamar intermediário será desconsiderado para efeito de simplificação. Os valores considerados para tarifa fora de ponta, tarifa na ponta e tarifa convencional, são respectivamente, R\$ 0,49728, R\$ 1,1759 e R\$ 0,62261 [99]. A Figura 18 mostra o perfil da tarifação adotada neste trabalho.

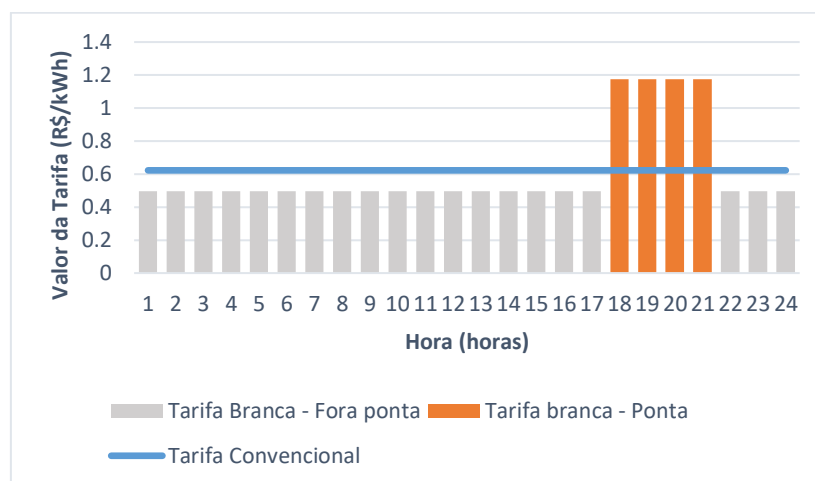


Figura 18. Tarifa Branca e Tarifa Convencional

Os custos de investimentos e parâmetros referentes ao SAEB estão sumarizados na Tabela 4. Os custos e características técnicas são referentes à bateria de íon de lítio, que tem bom potencial para uso em conjunto com GDFV [17,18,100]. Em diversas referências pesquisadas, os custos apresentam várias faixas de valores como, por exemplo, USD 140-180 por custo unitário de capacidade de potência. Por isso nesta dissertação utilizou-se a média destes valores. Além disso, os custos foram convertidos para Real (R\$) com a seguinte cotação: 1 USD=R\$ 3,80, referente ao período de agosto de 2018.

Os parâmetros técnicos e econômicos referentes à GDFV foram obtidos de [85]. A Tabela 5 mostra as variáveis associadas ao sistema fotovoltaico e os parâmetros intrínsecos ao cálculo da fatura de energia. Em todos os cenários estudados é considerada a Bandeira Tarifária verde, pois é o cenário menos benéfico para a geração distribuída, uma vez que o valor da tarifa de energia é menor.

Tabela 4 - Parâmetros utilizados para o SAEB

Custo por capacidade de potência (R\$/kW)	665
Custo por capacidade de energia (R\$/kWh)	855
Eficiência (%)	90
Profundidade de descarga permitida (%)	80
Tempo de vida (anos)	15

Tabela 5 - Parâmetros utilizados na análise econômica

Parâmetros relacionados ao custo e geração do sistema FV	Parâmetros do Sistema FV		Parâmetro		Valor
			TD (%)		80
	Preço dos Sistema FV (R\$/Wp)	$P_{FV} \leq 5$		7,51	
		$5 < P_{FV} \leq 10$		6,73	
Horas de Sol Pleno	Mês		Hsp (h)		
	Jan		5,86		
	Fev		5,67		
	Mar		5,22		
	Abr		4,06		
	Mai		3,83		
	Jun		3,22		
	Jul		3,78		
	Ago		4,06		
	Set		4,22		
	Out		4,86		
	Nov		5,28		
	Dez		5,61		
Parâmetros relacionados ao cálculo da fatura de energia	Parâmetros comuns aos consumidores considerados		Parâmetro		Valor
			T_P^B (R\$/kWh)		1,1759
			T_{FP}^B (R\$/kWh)		0,49728
			T_{CONV} (R\$/kWh)		0,62261
			PIS (%) ^a / COFINS (%) ^a		1,28/5,89
			Taxa de desconto (%)		7
	Parâmetros relacionados ao tipo de conexão		Conexão		Disponibilidade (kWh)
			Monofásica		30
			Bifásica		50
			Trifásica		100
	ICMS cobrado na fatura de energia para o Estado do Rio de Janeiro		Consumo (kWh)		ICMS (%)
			Até 50		0
			Até 300		18
			De 301 até 450		31
			Acima de 450		32

Fonte: T.P Abud [85].

2) Parâmetros utilizados no AG

Alguns parâmetros precisam ser ajustados para o funcionamento correto do AG, sendo estes responsáveis pela parametrização do processo de busca do AG. Os valores definidos de forma empírica são listados a seguir:

- *PopulationSize* é o tamanho da população considerada, valor definido como '200';
- *FunctionTolerance* é o critério de parada, o algoritmo é interrompido se a alteração relativa média no melhor valor de função objetivo das gerações for menor ou igual a *FunctionTolerance*, valor definido como '1e-6';
- *MaxStallGenerations* , número de gerações sem mudança na solução ótima para a convergência do AG pelo critério de estagnação, definido como valor '30';
- *numberOfVariables*, número de variáveis de decisão consideradas no problema, valor definido como '20';
- *Generations*, número máximo de gerações para a execução do AG, valor definido como '150'

Destaque-se que alguns parâmetros não explicitados foram utilizados como *default*.

4.1 Perspectiva 1: Perspectiva do Operador do Sistema de Distribuição

Na Perspectiva 1, considera-se a existência de um OSD para a rede real do município de Armação de Búzios descrita na seção 4. A metodologia proposta no capítulo 3 foi aplicada a essa rede com objetivo de implantar SAEBs para benefício da sociedade enquanto avalia a viabilidade do investimento conforme critérios econômicos e de confiabilidade. As simulações são realizadas através do software OpenDSS via interface COM para o horizonte de 48h com passo de 1 hora. O horizonte de planejamento é de 15 anos, para corresponder à vida útil da bateria.

Para se determinar a localização ótima do SAEB na rede elétrica de distribuição, faz-se necessário a definição do número máximo de sistemas de baterias e as barras candidatas à instalação. Por se tratar de um sistema de distribuição real, um grande número de barras candidatas pode resultar em explosão combinatória, o que torna a busca pela solução ótima mais difícil. Considerando esse aspecto, esta dissertação propõe uma seleção prévia de um número mais limitado de barras candidatas à alocação do SAEB, cujo local de instalação prioriza a maior quantidade de consumidores do sistema.

Ou seja, o critério de seleção das barras candidatas baseia-se na quantidade de consumidores atendidos por transformador. A Tabela 6 mostra o ranking com os 10 transformadores que atendem mais consumidores. As barras desses transformadores são selecionadas como candidatas, de forma empírica.

Tabela 6 - Barras candidatas de acordo com o nº de consumidores ([85], adaptado)

Transformadores com os maiores números de clientes										
Nº da barra ¹	82	464	466	91	100	238	85	140	145	450
Nº de consumidores	110	99	88	74	71	68	56	56	55	53

¹ corresponde ao número da barra de MT à qual o respectivo transformador está conectado.

A tarifa de energia branca foi considerada para o estudo, principalmente por ser uma tarifa que diferencia os horários fora de ponta e de ponta e que pode ser adotada pela maioria dos consumidores residenciais. A diferença entre tarifas na ponta e fora de ponta, ou seja, de acordo com as horas do dia, pode ser um fator de incentivo para inserção de armazenamento de energia.

Devido à dificuldade de obtenção de algumas informações da rede de Búzios, para efeito de cálculo do custo da confiabilidade, considera-se que existem apenas consumidores residenciais na rede. Os custos de interrupção associados aos tipos de consumidores podem ser consultados na Tabela 3.

Através dos resultados do algoritmo proposto, obtém-se a alocação dos SAEBs entre as barras candidatas do sistema, e seu respectivo dimensionamento quanto à capacidade de energia armazenada e capacidade de potência nominal. Os resultados da otimização visando o planejamento podem ser observados na Tabela 7.

Na Tabela 7, onde se pode observar que em todas as barras candidatas, ocorre a decisão pela instalação do equipamento de armazenamento de energia. O resultado obtido vai de encontro com o que foi pesquisado e estudado no Capítulo 2, mostrando que o sistema de armazenamento de energia a bateria pode ser benéfico em vários aspectos.

Tabela 7 - Resultados de alocação e dimensionamento para a Perspectiva 1

Número da barra	Capacidade nominal de potência (kW)	Capacidade de armazenamento (kWh)
82	100	300
464	100	300
466	78	234
91	76	760
100	90	270
238	100	1000
85	65	195
140	55	550
145	70	210
450	40	120

Com base nos resultados obtidos na Tabela 7, pode-se analisar o comportamento de operação dos sistemas de armazenamento planejados. O comportamento dos SAEBs pode ser verificado através dos processos de carga e descarga, durante o período de operação, conforme mostrado na Figura 19.

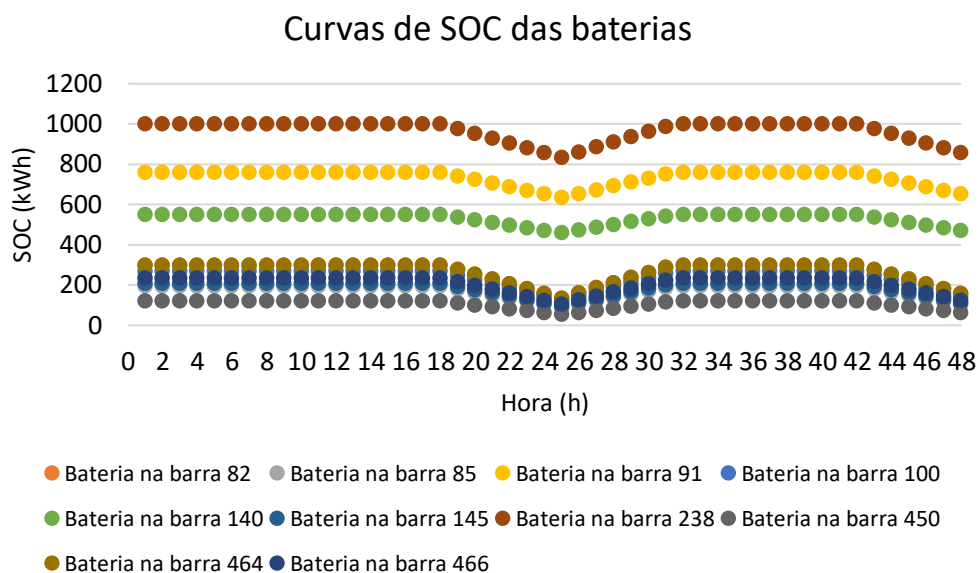


Figura 19. Curvas de SOC das baterias durante o período de 48h de operação – Perspectiva 1

Na Figura 19, percebe-se que as baterias iniciam a sua operação completamente carregadas e a partir das 18h começa seu processo de descarga que coincide com o início do horário de ponta onde a demanda é maior e o preço da energia também. Essa estratégia foi adotada para tirar proveito da tarifa branca que foi considerada neste trabalho. Ao final do dia, as baterias iniciam o processo de carregamento (entre 0-6h), quando a tarifa é menor por ser horário fora de ponta. Pode-se perceber que o período de carga e descarga das baterias são iguais e que seus SOC são similares. A única diferença está na quantidade de potência/energia que o SAEB decide carregar e descarregar. Nas baterias das barras 91, 140 e 238 o SOC mínimo foi de 84%, enquanto as demais tiveram um SOC mínimo de 45%. O estado de carga das baterias no final do período de operação foi compatível com o previsto pela metodologia, ou seja, totalmente carregada.

Os impactos na rede devido à inserção dos SAEBs podem ser vistos na Figura 20 e Tabela 8. Através da Figura 20, verifica-se que foi possível fazer uma arbitragem de energia e reduzir a energia fornecida pela subestação no horário de pico, a partir dos investimentos em sistemas de armazenamento, conforme esperado. Além disso, devido a presença dos SAEBs na rede, ainda que implícito, houve uma pequena redução nas perdas técnicas.

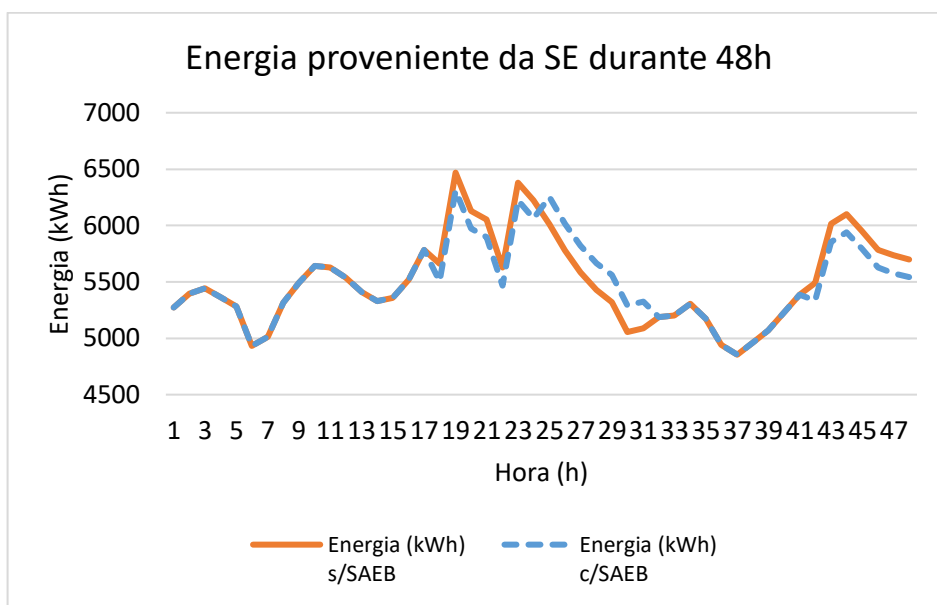


Figura 20. Comparação da potência da SE sem SAEB e com SAEB após a otimização

Tabela 8 - Comparação entre a Energia SE e perdas nas linhas			
	Caso Base (sem SAEB)	Perspectiva 1 (com SAEB)	Delta
Energia SE em 48h (MWh)	264,61	264,04	-0,57
Perdas nas linhas (MW)	10,38	10,34	-0,04

Do ponto de vista econômico, verificou-se que através do investimento em armazenamento de energia foi possível reduzir os custos com energia da subestação e os custos com a confiabilidade do sistema, conforme Tabela 9. Apesar da decisão de investir em armazenamento gerar custos inerentes à bateria e sua operação, o custo total do sistema, incluindo todas as parcelas, ainda é menor se comparado ao caso base. A decisão de optar por uma tarifação diferenciada, tarifa branca neste caso, foi importante para a redução do custo global, principalmente nos períodos em que as baterias estão descarregando. Na Tabela 10, são mostrados os custos totais do sistema sem SAEB (caso base) e com SAEB, referentes aos resultados da Tabela 7. Além disso, todas as parcelas que compõem o custo total são exibidas e detalhadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Parcelas do custo total - Perspectiva 1

Parcelas do Custo total (em milhões de R\$)	CSE	CONF	CINPB	CINEB	COM
Sem alocação de SAEB	203,68	37,41	-	-	-
Com alocação de SAEB	202,65	11,10	0,135	0,862	0,0154

Tabela 10 - Custos totais para a Perspectiva 1

Cenário	Custo Total do Sistema (em milhões de R\$)
Sem alocação de SAEB	241,09
Com alocação de SAEB	214,79

A partir da Figura 21, pode-se verificar que o algoritmo proposto converge antes do número máximo de gerações pois o critério de convergência foi alcançado devido à estagnação da melhor solução encontrada. Por ser um sistema de distribuição real e de grande porte, a seleção de barras candidatas para limitar o número de combinações permitiu que o algoritmo encontrasse a solução ótima de forma rápida, o que pode ser verificado pela não alteração no valor da função objetivo a partir da 21ª geração.

Os resultados são importantes pois demonstram que caso haja um OSD e ele atue de forma a beneficiar a sociedade isso será possível com o investimento em armazenamento de energia com baterias.

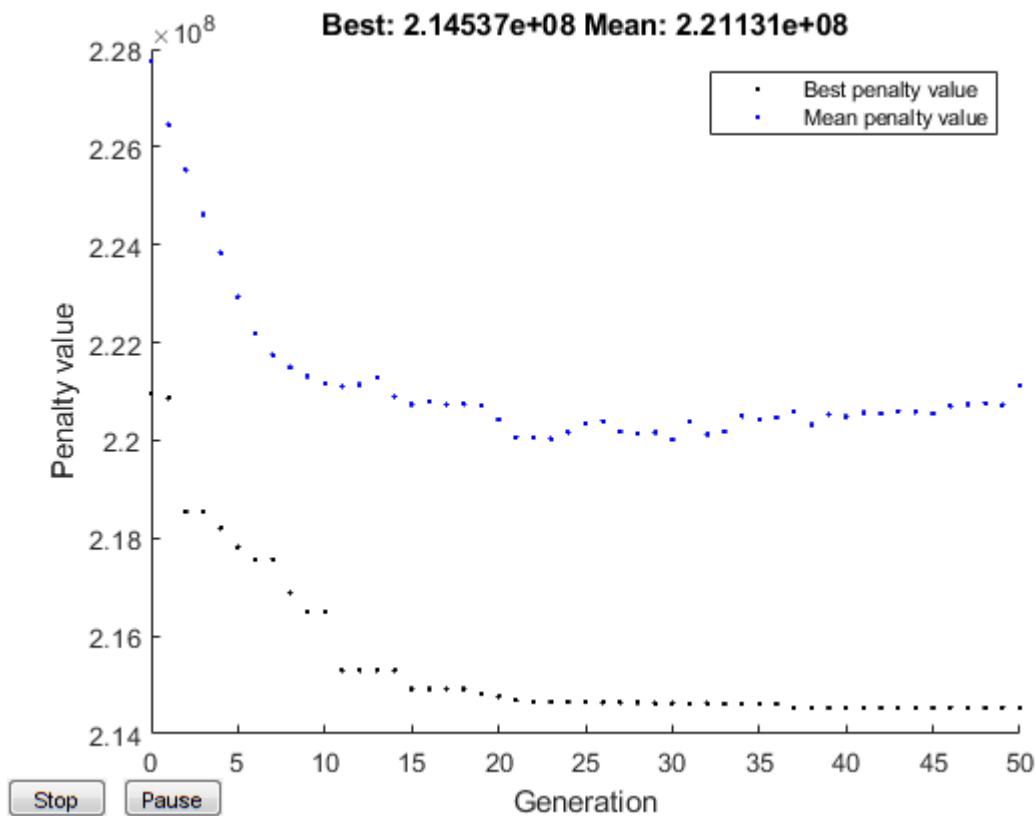


Figura 21. Convergência do algoritmo proposto

4.2 Perspectiva 2: Perspectiva da Distribuidora

No estudo da Perspectiva 2, o algoritmo proposto visa determinar a alocação e capacidade dos SAEBS em todas as barras candidatas, de forma análoga a Perspectiva 1, porém com o objetivo de minimizar o custo da distribuidora com relação ao critério de confiabilidade.

Neste caso, o algoritmo genético proposto foi executado, porém, sua solução não apresenta alocação de armazenamento em nenhuma das barras candidatas. Isto significa que, neste caso, não foi possível reduzir o custo total de investimento e associado com o requisito confiabilidade do sistema utilizando SAEBS, tendo em vista o horizonte de planejamento considerado. O empecilho para a inviabilidade do investimento foi o custo do armazenamento. Os resultados são exibidos nas Tabela 11 e Tabela 12.

Tabela 11 - Parcelas do custo total - Perspectiva 2

Parcelas do Custo total (em milhões de R\$)	CONF	CINPB	CINEB	COM
Sem alocação de SAEB	37,41	-	-	-
Com alocação de SAEB	37,41	-	-	-

Tabela 12 - Resultados de alocação e dimensionamento para a Perspectiva 2

Número da barra	Capacidade de potência (kW)	Capacidade de armazenamento (kWh)
82	0	0
464	0	0
466	0	0
91	0	0
100	0	0
238	0	0
85	0	0
140	0	0
145	0	0
450	0	0

4.3 Perspectiva 3: Perspectiva do Consumidor

A metodologia proposta sob esta perspectiva consiste em avaliar o impacto e a viabilidade de um sistema residencial de armazenamento de energia a bateria usando dados reais de radiação solar e consumo médio, em escalas de tempo de 15 minutos, para três residências com consumos médios distintos. Os resultados são apresentados de forma a permitir que os consumidores com GDFV existentes e que tenham conhecimento de suas exportações anuais de energia (geração anual da GDFV) avaliem a viabilidade econômica de sistemas de baterias de acordo com seu consumo anual.

Os dados para a análise foram obtidos de residências do município de Armação de Búzios, Rio de Janeiro. As residências fazem parte do projeto Cidade Inteligente Búzios que visa à construção da primeira cidade inteligente da América Latina [101].

A construção deste caso real possibilitou a obtenção de informações para o desenvolvimento de projetos de sistemas de armazenamento de energia elétrica aplicadas a residências com GDFV, inclusive para outras regiões do Brasil e da América Latina.

Foi utilizado um ano de dados de horas de sol pleno (Hsp) e consumo médio de três domicílios. As residências foram selecionadas porque tinham dados quase completos para o ano de 2016. Informações detalhadas sobre a instalação da GDFV foram obtidas do trabalho [85]. Os dados de cada residência incluem a geração fotovoltaica e o consumo mensais. A Tabela 13 mostra o consumo mensal, referente ao ano de 2016, dos três consumidores considerados neste estudo, enquanto que a Tabela 14 mostra a energia mensal gerada pelo painel fotovoltaico nas residências, considerando as capacidades do sistema fotovoltaico da Tabela 15.

Tabela 13 - Consumo médio por mês

Consumidor 1		Consumidor 2		Consumidor 3	
Mês	Consumo (kWh)	Mês	Consumo (kWh)	Mês	Consumo (kWh)
Jan	438	Jan	661	Jan	1146
Fev	486	Fev	1324	Fev	1130
Mar	420	Mar	796	Mar	1006
Abr	390	Abr	147	Abr	861
Mai	280	Mai	242	Mai	683
Jun	334	Jun	108	Jun	439
Jul	327	Jul	239	Jul	594
Ago	0	Ago	56	Ago	580
Set	309	Set	92	Set	291
Out	313	Out	197	Out	138
Nov	316	Nov	443	Nov	337
Dez	0	Dez	255	Dez	310
Consumo médio anual	301		380		626

Tabela 14 - Energia gerada pela GDFV

Consumidor 1		Consumidor 2		Consumidor 3	
Mês	Energia gerada (kWh)	Mês	Energia gerada (kWh)	Mês	Energia gerada (kWh)
Jan	281.28	Jan	562.56	Jan	843.84
Fev	272.16	Fev	544.32	Fev	816.48
Mar	250.56	Mar	501.12	Mar	751.68
Abr	194.88	Abr	389.76	Abr	584.64
Mai	183.84	Mai	367.68	Mai	551.52
Jun	154.56	Jun	309.12	Jun	463.68
Jul	181.44	Jul	362.88	Jul	544.32
Ago	194.88	Ago	389.76	Ago	584.64
Set	202.56	Set	405.12	Set	607.68
Out	233.28	Out	466.56	Out	699.84
Nov	253.44	Nov	506.88	Nov	760.32
Dez	269.28	Dez	538.56	Dez	807.84
Geração média anual	223		445		668

A Tabela 15 exibe a potência instalada do sistema fotovoltaico e a energia anual gerada pelo mesmo, para os consumidores considerados neste estudo sem sistema de armazenamento de energia elétrica. A potência do sistema fotovoltaico foi escolhida de forma empírica, de modo a representar as capacidades tipicamente instaladas nas residências do Brasil.

Tabela 15 - Sistema fotovoltaico (Sem SAEB)

Consumidor	Potência do sistema fotovoltaico (kWp)	Energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh)
Consumidor 1	2	2666,88
Consumidor 2	4	5345,28
Consumidor 3	6	8000,64

Vale ressaltar que nenhuma das residências dispõe, previamente, de sistemas de armazenamento de energia elétrica. O objetivo é analisar o potencial impacto de sistemas de armazenamento na redução com custos de eletricidade, bem como, calcular a viabilidade destes sistemas com GDFV. A energia proveniente da geração

distribuída fotovoltaica, em sua maioria em períodos fora ponta, pode ser utilizada para carregar a bateria e, posteriormente, ser usada para geração de créditos no horário de ponta.

Foram consideradas para este caso de estudo duas tarifas de energia elétrica; tarifa convencional e tarifa de dois patamares. Os valores podem ser encontrados na Tabela 5. Por simplificação, foram desconsiderados os custos com reposição de painéis solares e baterias.

Ainda, para este estudo de caso, foi considerada a utilização de baterias de íons de lítio, cujo os valores por capacidade de potência e por capacidade de energia são, R\$2.600,00 e R\$2.850,00, respectivamente. Estes valores foram referenciados do trabalho [17].

A Figura 22 apresenta os resultados de VPL, das três residências, a partir de um cenário onde o valor do SAEB é próximo da realidade do preço do sistema de armazenamento no Brasil, considerando apenas a conversão direta do Dólar para o Real. Pode-se perceber que para todos os consumidores a configuração 'GDFV+Bateria' não é um investimento atrativo, e quanto maior o perfil de consumo da residência, maior é o investimento necessário, fazendo com que a opção apenas pela GDFV seja mais atrativa. A principal variável responsável por este resultado é o preço da bateria. Isso indica que políticas devem ser implementadas para facilitar a inserção de SAE no mercado brasileiro de maneira a tornar o preço pago por kW e kWh da tecnologia de armazenamento de energia mais acessível.

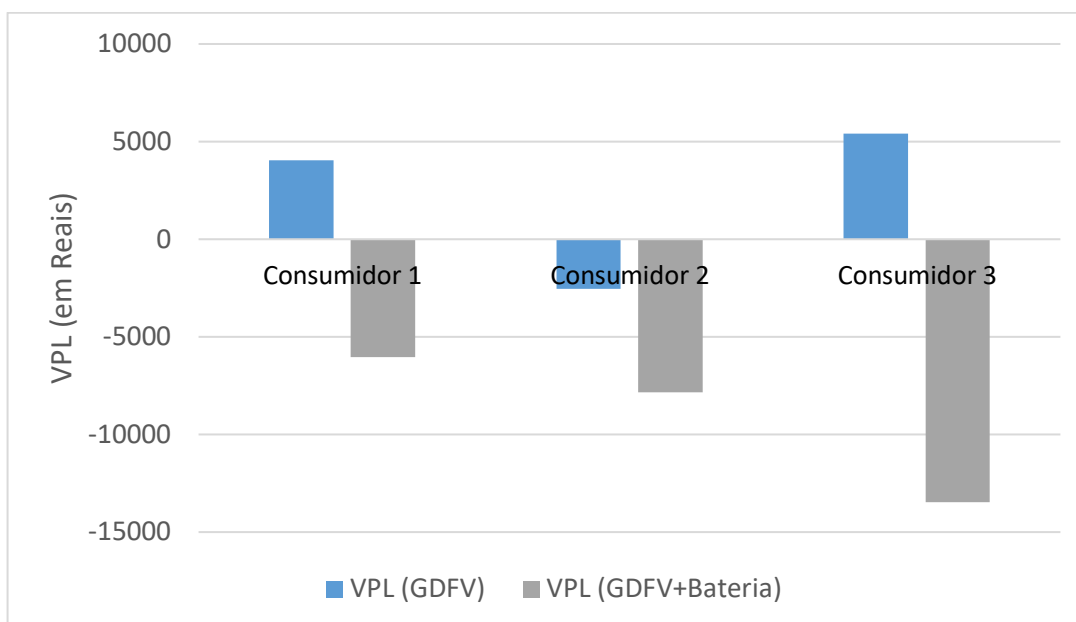


Figura 22. VPL da Perspectiva 3

A Tabela 16 exhibe as configurações ideais para os sistemas de GDFV e ‘GDFV+Bateria’ de todos os consumidores. Nota-se que através da metodologia adotada, houve uma redução de potência instalada necessária nos painéis fotovoltaicos para o sistema com SAEB. Isso ocorre, pois, com a presença do SAEB no sistema fotovoltaico, uma menor energia é requerida para a geração de créditos capazes de abater o consumo de eletricidade.

A Tabela 16 ainda revela que foi possível reduzir a capacidade instalada do sistema fotovoltaico em até 57,5% no caso em que há a participação do SAEB, resultado este muito interessante, pois reflete em um custo menor com painéis fotovoltaicos e uma menor utilização de área para instalação destes painéis.

Embora não esteja explícito nos resultados, verifica-se que a utilização de uma tarifa diferenciada, como no caso da tarifa branca, tem um papel importante para viabilidade econômica do projeto com SAEB. Nota-se que a grande vantagem do SAEB para o consumidor residencial com tarifa branca é a possibilidade de gerar mais créditos de energia, porém o preço do armazenamento tem um grande impacto na decisão de investimento.

Tabela 16 - Características dos sistemas da Perspectiva 3

Consumidor	Sistema fotovoltaico		Sistema fotovoltaico com SAEB			
	Potência instalada (kWp)	Energia gerada (kWh/mês)	Potência instalada (kWp)	Energia armazenada (kWh/mês)	Potência da bateria (kW)	Energia da bateria (kWh)
Consumidor 1	2	222,24	1,2	137,1	1,5	4,6
Consumidor 2	4	445,44	1,7	184,2	2	6,1
Consumidor 3	6	666,72	3	330,8	3,7	11

4.3.1 Análise de Sensibilidade

Esta subseção analisa o efeito de alguns parâmetros econômicos sobre o resultado do VPL dos sistemas com e sem armazenamento de energia elétrica. Para fins de análise são considerados como base os aspectos financeiros do Consumidor 2.

A Tabela 17 mostra as diferenças do VPL de acordo com a variação do preço do SAEB. Deve-se notar que, na faixa de R\$2200 – 2850 no custo por capacidade de energia da bateria, o VPL foi sempre negativo (portanto, um investimento inviável), o que mostra a importância do custo por capacidade de energia para a análise de viabilidade de um projeto com SAEB. Isso reforça a importância de criação de políticas de incentivos para inserção do armazenamento de energia.

A Tabela 16 exibe a sensibilidade do VPL em relação ao aumento na tarifa de energia elétrica do horário de ponta e a taxa de desconto do projeto. Nota-se que para taxas de desconto maiores que 12,5%, o VPL foi sempre negativo, mesmo com o aumento da tarifa de ponta. Verifica-se ainda que o aumento na tarifa de ponta tem um impacto positivo no VPL, ou seja, conforme aumenta a tarifa, o VPL também aumenta, o que demonstra a relevância do valor desta tarifa para a análise de viabilidade de um projeto com SAEB.

Tabela 17 - Resultados de VPL para o sistema com SAEB (em R\$) - Custo por energia x Custo por potência da bateria

Valor Presente Líquido (sistema com SAEB)		Custo por capacidade de potência da bateria (R\$/kW)						
		2600	2300	2000	1700	1400	1100	800
Custo por capacidade de energia da bateria (R\$/kWh)	2850	-6038	-5581	-5124	-4667	-4210	-3753	-3296
	2500	-4438	-3981	-3524	-3067	-2610	-2153	-1696
	2200	-3067	-2610	-2153	-1696	-1239	-782	-325
	1900	-1696	-1239	-782	-325	132	589	1046
	1600	-325	132	589	1046	1503	1960	2417
	1300	1046	1503	1960	2417	2874	3331	3788
	1000	2417	2874	3331	3788	4246	4703	5160

Tabela 18 - Resultados de VPL para o sistema com SAEB (em R\$) - Aumento na tarifa de ponta x Taxa de desconto

Valor Presente Líquido (sistema com SAEB)		Taxa de Desconto								
		5.0%	6.5%	7.0%	9.5%	11.0%	12.5%	14.0%	15.5%	17.0%
Aumento na Tarifa Ponta	3%	11261	7010	5789	820	-1458	-3348	-4931	-6270	-7412
	5%	11624	7372	6152	1182	-1095	-2985	-4568	-5907	-7050
	7%	12098	7846	6626	1657	-621	-2511	-4094	-5433	-6576
	9%	12657	8406	7185	2216	-62	-1952	-3535	-4874	-6016
	11%	13273	9022	7801	2832	554	-1336	-2919	-4258	-5400
	13%	13917	9666	8445	3476	1198	-691	-2275	-3614	-4756
	15%	14564	10312	9092	4123	1845	-45	-1628	-2967	-4110

4.4 Implicações Políticas

O surgimento de tecnologias avançadas de armazenamento de energia e o ressurgimento do interesse pelas tecnologias existentes oferecem a oportunidade de estudar um nicho para a transição do sistema de distribuição. Devido à complexidade do setor de energia brasileiro até mesmo os especialistas às vezes não têm certeza sobre os aspectos políticos, regulatórios e de mercado de recursos distribuídos.

Portanto, existe a necessidade de uma plataforma de aprendizagem compartilhada, a fim de fornecer assessoria política e regulatória para apoiar o desenvolvimento do setor e a difusão do conhecimento.

O resultado da Perspectiva 1, para uma perspectiva de um OSD, foi positivo, ou seja, o SAEB é bom para o sistema, para uma ótica social. Todavia, quem toma a decisão que é o consumidor final (Perspectiva 3) ou a distribuidora (Perspectiva 2) (no caso do Brasil) têm uma percepção de um impacto econômico negativo sobre o SAEB, eles não fariam a implementação da bateria. Isso quer dizer que caso o governo queira que o benefício social que existe ocorra, precisará realizar algum tipo de aporte financeiro para que os agentes tomadores de decisão percebam o benefício social, ou seja, a diferença que falta para tornar a relação custo x benefício positiva precisa ser aportada via subsídio, seja, por exemplo, com redução no custo da bateria, maior tempo de financiamento.

Alguns aspectos podem ser considerados para capturar obstáculos a serem vencidos para o sucesso do armazenamento no Brasil, a Tabela 19 exhibe algumas dessas relações.

Tabela 19 - Aspectos importantes associados aos obstáculos do ponto de vista do sistema do Brasil

Aspectos importantes	Obstáculo
Falta de um modelo de precificação, falta de incentivos governamentais, falta de políticas governamentais	Estrutura de mercado deficiente
Altos custos de produção, manutenção, operação e instalação	Alto custo de tecnologias de armazenamento
Falta de compreensão, falta de divulgação, falta de pesquisa	Pouco conhecimento das partes interessadas

Os resultados mostram que o SAEB aplicado à rede de distribuição pode apoiá-la, deixando-a mais confiável e facilitando uma maior penetração de energias renováveis, de modo a apoiar o futuro das redes elétricas. Porém, embora serviços auxiliares sejam considerados possíveis para a aplicação de SAEB no setor elétrico brasileiro, é importante notar que não existem mecanismos na regulamentação

brasileira para a remuneração desses serviços. Também não existe nenhuma disposição no regulamento para repassar os custos desses serviços para as tarifas. Conclui-se, portanto, que a insuficiente estrutura de mercado é um dos principais obstáculos ao desenvolvimento do armazenamento de energia no Brasil [102].

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise holística do impacto da aplicação de sistemas de armazenamento de energia à base de baterias em redes de distribuição de energia elétrica reais. A análise proposta buscou envolver diferentes pontos de vista e perspectivas: operadores de sistemas de distribuição, empresas distribuidoras de energia, e unidades consumidoras. Destacando-se a realidade do cenário brasileiro a fim de fomentar as discussões sobre as principais tendências e prognósticos para o país. O objetivo foi determinar a viabilidade do investimento nos sistemas de armazenamento citados, conforme critérios econômicos e de confiabilidade através de um modelo de otimização. Para tanto, diferentes óticas foram avaliadas, como a existência de um operador do sistema de distribuição, além de questões relevantes e intrinsecamente associadas ao armazenamento, como confiabilidade, custos de energia ao consumidor final e penetração de fontes renováveis intermitentes. Três perspectivas envolvendo uma rede de distribuição real de uma concessionária brasileira foram introduzidos para viabilizar a obtenção de conclusões sobre o tema.

Através da metodologia proposta, foi possível demonstrar que considerando diferentes perspectivas como do consumidor final, distribuidora e operador do sistema de distribuição, resultados distintos foram obtidos quanto a viabilidade econômica do SAEB.

Da perspectiva considerando a existência de um operador do sistema de distribuição, os resultados mostraram que, através do SAEB aplicado à rede de distribuição, pode ser possível reduzir o custo com energia elétrica da sociedade através de uma arbitragem de energia, enquanto reduz o custo associado ao critério confiabilidade. A metodologia aplicada permitiu encontrar soluções para o problema de planejamento de armazenamento em tempos admissíveis para um horizonte de longo prazo, considerando uma rede de distribuição real.

Na perspectiva da distribuidora de energia elétrica, a utilização de armazenamento de energia para lidar somente com a questão da confiabilidade mostrou-se economicamente inviável, pois o preço da tecnologia ainda é uma grande barreira financeira. Isso não quer dizer que o armazenamento não seja uma boa opção técnica para lidar com o problema, apenas não é a mais economicamente viável. Para a distribuidora, a opção pelo SAEB pode ficar interessante se mais aplicações forem agregadas a ele, como por exemplo, suporte de tensão e melhora na qualidade de

energia. Com isso, o SAEB poderia agregar funções de outros equipamentos da rede e seu valor seria mais atrativo para as concessionárias do setor de distribuição.

Do ponto de vista do consumidor final, uma estratégia de gerenciamento de energia utilizando SAEB em conjunto com GDFV foi proposta baseada na geração de créditos de energia no horário de ponta, ou seja, onde a tarifa é mais elevada, considerando três consumidores de diferentes perfis de consumo. Verificou-se que o VPL do projeto 'GDFV+Bateria' foi positivo para uma dada taxa de desconto e custos de armazenamento por capacidade de energia e de potência. Entretanto, para preços de bateria mais próximos à realidade do mercado nacional o VPL do projeto GDFV+Bateria é sempre negativo, o que reforça a importância de criação de políticas de incentivos para inserção do armazenamento de energia no Brasil. Observou-se ainda que para o Consumidor 1, cujo consumo médio mensal é mais baixo em relação aos demais, o projeto com apenas a GDFV foi ligeiramente mais viável economicamente. Isso pode indicar que para consumos mensais mais baixos, o consumidor deve, no cenário atual, optar pelo projeto de sistema solar fotovoltaico sem armazenamento.

Alguns estudos [18,103] analisam a geração distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia e calculam a capacidade do sistema como num todo ou estipulam a capacidade de armazenamento de energia. Contudo, neste trabalho além de calcular os valores ótimos para o sistema fotovoltaico e para as capacidades de potência e energia do armazenamento foi possível notar uma redução na potência instalada de painéis solares no projeto com SAEB. Isso implica em uma menor área necessária para instalação dos painéis fotovoltaicos e um menor custo com o sistema fotovoltaico em si.

A redução dos custos do SAEB será o principal impulsionador para aumentar a participação de projetos de SAEB na rede de distribuição ao longo do tempo. Os custos operacionais podem ser reduzidos, evitando que os custos de interconexão sejam aplicados duas vezes na bateria, porque a bateria é atualmente classificada como um gerador e consumidor. Custos de inserção da tecnologia podem ser reduzidos através de uma maior padronização do processo de instalação e licenciamento. Custos operacionais podem ser reduzidos por meio de maior pesquisa e desenvolvimento de células de bateria. As reformas no mercado de eletricidade podem maximizar a utilização do SAEB através da prestação de serviços auxiliares

potenciais. A compensação adequada do SAEB pelos pagamentos de capacidade de energia e pelos serviços não baseados no mercado, como a redução de carbono e o suporte de rede, pode diversificar os fluxos de receita e reduzir o risco do investimento no projeto. Em última análise, este trabalho mostra como a sociedade pode investir de forma econômica no SAEB como um ativo de modernização da rede para facilitar a transição para um sistema de energia confiável, acessível e limpo.

Embora existam benefícios gerados pelo armazenamento de energia, esta ainda é uma tecnologia incipiente com uso limitado no Brasil. Portanto, foi difícil encontrar estudos e pesquisas que cubram aplicações no cenário brasileiro. Por essa razão, os resultados apresentados pelo presente trabalho, marcam a diretriz a ser tomada por diferentes participantes da rede de distribuição, como a distribuidora, o consumidor final e operador do sistema, quando este se tornar realidade no Brasil.

Propostas de Trabalhos Futuros:

- Investigar outros critérios para determinação de barras candidatas à alocação de armazenamento, como critérios elétricos, identificando os melhores pontos da rede para alocação sob o ponto de vista de benefícios técnicos para a operação do sistema;
- Investigar outras técnicas de otimização, incluindo outras meta-heurísticas, para aplicação ao problema de planejamento de armazenamento na distribuição;
- Incluir outros postos tarifários na análise, como a tarifa branca com três patamares de carga, tarifa binômia;
- Investigar a viabilidade técnica e econômica de novas tecnologias de armazenamento para sistemas de distribuição;
- Propor diretrizes e marcos regulatórios para viabilizar o investimento em sistemas de armazenamento por parte de empresas distribuidoras.

REFERÊNCIAS

- [1] IRENA, Renewables and Electricity Storage: A technology roadmap for REmap 2030, (2015). https://ukerc.rl.ac.uk/Roadmaps/Electricity/IRENA_REmap_Electricity_Storage_2015.pdf (acessado 3 de junho de 2017).
- [2] IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, (2017). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf (acessado 5 de janeiro de 2018).
- [3] H. Saboori, R. Hemmati, V. Abbasi, Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems, *Energy Conversion and Management*. 105 (2015) 938–945. doi:10.1016/j.enconman.2015.08.055.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, ([s.d.]). http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf (acessado 3 de abril de 2018).
- [5] IRENA, Renewable power generation costs in 2017, (2017). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf (acessado 5 de fevereiro de 2018).
- [6] IEA, Energy Storage: Tracking Clean Energy Progress, ([s.d.]). <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/> (acessado 7 de agosto de 2018).
- [7] IFC, Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets, (2017). <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/ed6f9f7f-f197-4915-8ab6-56b92d50865d/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf?MOD=AJPERES> (acessado 5 de fevereiro de 2018).

- [8] AECOM, Energy Storage Study Funding and Knowledge Sharing Priorities, (2015). <https://arena.gov.au/assets/2015/07/AECOM-Energy-Storage-Study.pdf> (acessado 3 de junho de 2017).
- [9] J. Cho, S. Jeong, Y. Kim, Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications, *Progress in Energy and Combustion Science*. 48 (2015) 84–101. doi:10.1016/j.pecs.2015.01.002.
- [10] IRENA, Renewable Energy Prospects: United States of America, (2015). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_USA_report_2015.pdf (acessado 3 de junho de 2017).
- [11] M. Sedghi, A. Ahmadian, M. Aliakbar-Golkar, Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation, *IEEE Transactions on Power Systems*. 31 (2016) 304–316. doi:10.1109/TPWRS.2015.2404533.
- [12] N.S. Wade, P.C. Taylor, P.D. Lang, P.R. Jones, Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid, *Energy Policy*. 38 (2010) 7180–7188. doi:10.1016/j.enpol.2010.07.045.
- [13] C.K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T.S. Mahmoud, D. Habibi, Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 91 (2018) 1205–1230. doi:10.1016/j.rser.2018.03.068.
- [14] D. Metz, J.T. Saraiva, Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets, *Electric Power Systems Research*. 160 (2018) 27–36. doi:10.1016/j.epsr.2018.01.020.
- [15] K.H. Chua, Y.S. Lim, S. Morris, Cost-benefit assessment of energy storage for utility and customers: A case study in Malaysia, *Energy Conversion and Management*. 106 (2015) 1071–1081. doi:10.1016/j.enconman.2015.10.041.

- [16] A. Shcherbakova, A. Kleit, J. Cho, The value of energy storage in South Korea's electricity market: A Hotelling approach, *Applied Energy*. 125 (2014) 93–102. doi:10.1016/j.apenergy.2014.03.046.
- [17] B. Hartmann, D. Divényi, I. Vokony, Evaluation of business possibilities of energy storage at commercial and industrial consumers – A case study, *Applied Energy*. 222 (2018) 59–66. doi:10.1016/j.apenergy.2018.04.005.
- [18] A. Grantham, P. Pudney, L.A. Ward, D. Whaley, J. Boland, The viability of electrical energy storage for low-energy households, *Solar Energy*. 155 (2017) 1216–1224. doi:10.1016/j.solener.2017.07.063.
- [19] R.-C. Leou, An economic analysis model for the energy storage system applied to a distribution substation, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 34 (2012) 132–137. doi:10.1016/j.ijepes.2011.09.016.
- [20] P.S. Georgilakis, N.D. Hatzargyriou, A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research, *Electric Power Systems Research*. 121 (2015) 89–100. doi:10.1016/j.epsr.2014.12.010.
- [21] N. Günter, A. Marinopoulos, Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases, *Journal of Energy Storage*. 8 (2016) 226–234. doi:10.1016/j.est.2016.08.011.
- [22] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao, M.-C. Lin, Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82 (2018) 3091–3106. doi:10.1016/j.rser.2017.10.030.
- [23] M. Aneke, M. Wang, Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review, *Applied Energy*. 179 (2016) 350–377. doi:10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- [24] B. Lv, W. Yan, Coordinated planning model of BESS and controllable switches in distribution, *Electronics Letters*. 50 (2014) 1479–1480. doi:10.1049/el.2014.1361.

- [25] A.K. Rohit, S. Rangnekar, An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential, *Journal of Energy Storage*. 13 (2017) 447–456. doi:10.1016/j.est.2017.07.012.
- [26] ENEL Distribuidora, Cidade Inteligente de Búzios, ([s.d.]). <http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/> (acessado 5 de dezembro de 2017).
- [27] A.L.M. Santos, Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2018.
- [28] A.A. Akhil, G. Huff, A.B. Currier, B.C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, A.L. Cotter, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett, DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, (2015) 347.
- [29] ECOFYS, Energy Storage Opportunities and Challenges - A West Coast Perspective White Paper, (2014). <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/09/ecofys-2014-energy-storage-white-paper-3.pdf>.
- [30] M.T. Lawder, B. Suthar, P.W.C. Northrop, S. De, C.M. Hoff, O. Leitermann, M.L. Crow, S. Santhanagopalan, V.R. Subramanian, Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications, *Proceedings of the IEEE*. 102 (2014) 1014–1030. doi:10.1109/JPROC.2014.2317451.
- [31] G.J. May, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *Journal of Energy Storage*. 15 (2018) 145–157. doi:10.1016/j.est.2017.11.008.
- [32] EIA, U.S. Battery Storage Market Trends, (2018). https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf.

- [33] SANDIA, DOE Global Energy Storage Database, ([s.d.]). <https://www.sandia.gov/ess-ssl/doe-global-energy-storage-database/> (acessado 7 de junho de 2017).
- [34] J.M. Eyer, G.P. Corey, Energy storage for the electricity grid : benefits and market potential assessment guide : a study for the DOE Energy Storage Systems Program., 2010. doi:10.2172/1031895.
- [35] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, Energy storage systems—Characteristics and comparisons, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 12 (2008) 1221–1250. doi:10.1016/j.rser.2007.01.023.
- [36] H. Saboori, R. Hemmati, S.M.S. Ghiasi, S. Dehghan, Energy storage planning in electric power distribution networks – A state-of-the-art review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 79 (2017) 1108–1121. doi:10.1016/j.rser.2017.05.171.
- [37] O. Palizban, K. Kauhaniemi, Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications, *Journal of Energy Storage*. 6 (2016) 248–259. doi:10.1016/j.est.2016.02.001.
- [38] S. Vazquez, S.M. Lukic, E. Galvan, L.G. Franquelo, J.M. Carrasco, Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 57 (2010) 3881–3895. doi:10.1109/TIE.2010.2076414.
- [39] H. Saboori, R. Hemmati, Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 71 (2017) 365–372. doi:10.1016/j.rser.2016.12.066.
- [40] A.K. Rohit, S. Rangnekar, An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential, *Journal of Energy Storage*. 13 (2017) 447–456. doi:10.1016/j.est.2017.07.012.

- [41] M. Kloess, Electric storage technologies for the future power system — An economic assessment, in: 2012 9th International Conference on the European Energy Market, IEEE, Florence, Italy, 2012: p. 1–8. doi:10.1109/EEM.2012.6254729.
- [42] A. Pillay, S. Prabhakar Karthikeyan, D.P. Kothari, Congestion management in power systems – A review, International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 70 (2015) 83–90. doi:10.1016/j.ijepes.2015.01.022.
- [43] A.A.K. Abeygunawardana, G. Ledwich, Estimating benefits of energy storage for aggregate storage applications in electricity distribution networks in Queensland, in: Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, IEEE, 2013: p. 1–5. <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6672793/> (acessado 31 de agosto de 2017).
- [44] M. Afkousi-Paqaleh, M. Rashidinejad, K.Y. Lee, others, Optimal placement and sizing of distributed resources for congestion management considering cost/benefit analysis, in: Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, IEEE, 2010: p. 1–7. <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5589586/> (acessado 31 de agosto de 2017).
- [45] M.E. Samper, A. Vargas, F. Eldali, S. Suryanarayanan, Assessments of battery storage options for distribution expansion planning using an OpenDSS-based framework, in: PowerTech, 2017 IEEE Manchester, IEEE, 2017: p. 1–6. <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7981220/> (acessado 31 de agosto de 2017).
- [46] Y. Wang, B.F. Wang, P.L. So, A voltage regulation method using distributed energy storage systems in LV distribution networks, in: Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International, IEEE, 2016: p. 1–6. <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7514050/> (acessado 10 de julho de 2017).

- [47] N. Jayasekara, P. Wolfs, M.A.S. Masoum, An optimal management strategy for distributed storages in distribution networks with high penetrations of PV, *Electric Power Systems Research*. 116 (2014) 147–157. doi:10.1016/j.epsr.2014.05.010.
- [48] F. Lamberti, V. Calderaro, V. Galdi, A. Piccolo, G. Graditi, Impact analysis of distributed PV and energy storage systems in unbalanced LV networks, in: 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, IEEE, Eindhoven, Netherlands, 2015: p. 1–6. doi:10.1109/PTC.2015.7232717.
- [49] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, H. Li, Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration, *IEEE Transactions on Smart Grid*. 3 (2012) 897–906. doi:10.1109/TSG.2011.2177501.
- [50] X. Zhang, R. Wang, J. Bao, M. Skyllas-Kazacos, Control of distributed energy storage systems in residential microgrids, in: Control Conference (AuCC), 2016 Australian, IEEE, 2016: p. 270–275. <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7868201/> (acessado 10 de julho de 2017).
- [51] S.W. Alnaser, L.F. Ochoa, Optimal Sizing and Control of Energy Storage in Wind Power-Rich Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*. 31 (2016) 2004–2013. doi:10.1109/TPWRS.2015.2465181.
- [52] B. Idlbi, J. von Appen, T. Kneiske, M. Braun, Cost-Benefit Analysis of Battery Storage System for Voltage Compliance in Distribution Grids with High Distributed Generation, *Energy Procedia*. 99 (2016) 215–228. doi:10.1016/j.egypro.2016.10.112.
- [53] A.Z. Amin, D.F. Birol, D.A. Zervos, Renewable energy policies in a time of transition, ([s.d.]). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf.
- [54] IRENA, Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook, (2015). <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf.

- [55] B. Zakeri, S. Syri, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 42 (2015) 569–596. doi:10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [56] M. Nick, R. Cherkaoui, M. Paolone, Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support, *IEEE Transactions on Power Systems*. 29 (2014) 2300–2310. doi:10.1109/TPWRS.2014.2302020.
- [57] H. Saboori, R. Hemmati, M.A. Jirdehi, Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems, *Energy*. 93 (2015) 2299–2312. doi:10.1016/j.energy.2015.10.125.
- [58] S.F. Santos, D.Z. Fitiwi, M. Shafie-khah, A.W. Bizuayehu, C.M.P. Cabrita, J.P.S. Catalao, New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity—Part II: Numerical Results, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 8 (2017) 320–330. doi:10.1109/TSTE.2016.2584122.
- [59] A. Giannitrapani, S. Paoletti, A. Vicino, D. Zarrilli, Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks, *IEEE Transactions on Smart Grid*. 8 (2017) 2859–2870. doi:10.1109/TSG.2016.2602480.
- [60] Y. Zheng, Z.Y. Dong, F.J. Luo, K. Meng, J. Qiu, K.P. Wong, Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations, *IEEE Transactions on Power Systems*. 29 (2014) 212–220. doi:10.1109/TPWRS.2013.2278850.
- [61] A.S.A. Awad, T.H.M. EL-Fouly, M.M.A. Salama, Optimal ESS Allocation and Load Shedding for Improving Distribution System Reliability, *IEEE Transactions on Smart Grid*. 5 (2014) 2339–2349. doi:10.1109/TSG.2014.2316197.

- [62] Y. Zhang, K. Meng, F. Luo, Z.Y. Dong, K.P. Wong, Y. Zheng, Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration, *IET Renewable Power Generation*. 10 (2016) 1105–1113. doi:10.1049/iet-rpg.2015.0542.
- [63] M. Daghi, M. Sedghi, A. Ahmadian, M. Aliakbar-Golkar, Factor analysis based optimal storage planning in active distribution network considering different battery technologies, *Applied Energy*. 183 (2016) 456–469. doi:10.1016/j.apenergy.2016.08.190.
- [64] S. Behera, S. Sahoo, B.B. Pati, A review on optimization algorithms and application to wind energy integration to grid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 48 (2015) 214–227. doi:10.1016/j.rser.2015.03.066.
- [65] P. Prakash, D.K. Khatod, Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 57 (2016) 111–130. doi:10.1016/j.rser.2015.12.099.
- [66] G.P. Harrison, A.R. Wallace, Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*. 152 (2005) 115. doi:10.1049/ip-gtd:20041193.
- [67] Z. Yang, K. Li, A. Foley, Computational scheduling methods for integrating plug-in electric vehicles with power systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 51 (2015) 396–416. doi:10.1016/j.rser.2015.06.007.
- [68] A. Keane, M. O'Malley, Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*. 20 (2005) 1640–1646. doi:10.1109/TPWRS.2005.852115.
- [69] Y. Chang, X. Mao, Y. Zhao, S. Feng, H. Chen, D. Finlow, Lead-acid battery use in the development of renewable energy systems in China, *Journal of Power Sources*. 191 (2009) 176–183. doi:10.1016/j.jpowsour.2009.02.030.

- [70] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, M. Loddo, Optimal integration of energy storage in distribution networks, in: 2009 IEEE Bucharest PowerTech, IEEE, Bucharest, Romania, 2009: p. 1–7. doi:10.1109/PTC.2009.5282268.
- [71] D.C. Das, A.K. Roy, N. Sinha, GA based frequency controller for solar thermal–diesel–wind hybrid energy generation/energy storage system, International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 43 (2012) 262–279. doi:10.1016/j.ijepes.2012.05.025.
- [72] S. Kahrobaee, S. Asgarpour, Reliability-driven optimum standby electric storage allocation for power distribution systems, in: 2013 1st IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech), IEEE, Portland, OR, USA, 2013: p. 44–48. doi:10.1109/SusTech.2013.6617296.
- [73] S. Avril, G. Arnaud, A. Florentin, M. Vinard, Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems, Energy. 35 (2010) 5300–5308. doi:10.1016/j.energy.2010.07.033.
- [74] C. Gamarra, J.M. Guerrero, Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 48 (2015) 413–424. doi:10.1016/j.rser.2015.04.025.
- [75] M. Sedghi, A. Ahmadian, M. Aliakbar-Golkar, Assessment of optimization algorithms capability in distribution network planning: Review, comparison and modification techniques, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 66 (2016) 415–434. doi:10.1016/j.rser.2016.08.027.
- [76] A.R. Jordehi, Optimisation of electric distribution systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 51 (2015) 1088–1100. doi:10.1016/j.rser.2015.07.004.
- [77] A. Ahmadian, M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, A. Elkamel, M. Fowler, Optimal probabilistic based storage planning in tap-changer equipped distribution network including PEVs, capacitor banks and WDGs: A case study for Iran, Energy. 112 (2016) 984–997. doi:10.1016/j.energy.2016.06.132.

- [78] W. Liu, S. Niu, H. Xu, Optimal planning of battery energy storage considering reliability benefit and operation strategy in active distribution system, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 5 (2017) 177–186. doi:10.1007/s40565-016-0197-4.
- [79] Y.M. Atwa, E.F. El-Saadany, Optimal Allocation of ESS in Distribution Systems With a High Penetration of Wind Energy, *IEEE Transactions on Power Systems*. 25 (2010) 1815–1822. doi:10.1109/TPWRS.2010.2045663.
- [80] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo, D. Proto, Optimal Integration of Distributed Energy Storage Devices in Smart Grids, *IEEE Transactions on Smart Grid*. 4 (2013) 985–995. doi:10.1109/TSG.2012.2231100.
- [81] Y. Zheng, Z.Y. Dong, F.J. Luo, K. Meng, J. Qiu, K.P. Wong, Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations, *IEEE Transactions on Power Systems*. 29 (2014) 212–220. doi:10.1109/TPWRS.2013.2278850.
- [82] J. Sardi, N. Mithulananthan, M. Gallagher, D.Q. Hung, Multiple community energy storage planning in distribution networks using a cost-benefit analysis, *Applied Energy*. 190 (2017) 453–463. doi:10.1016/j.apenergy.2016.12.144.
- [83] C. Shang, D. Srinivasan, T. Reindl, Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems, *Energy*. 114 (2016) 671–682. doi:10.1016/j.energy.2016.07.123.
- [84] ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, (2011). <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf> (acessado 7 de setembro de 2018).
- [85] Tiago Pires Abud, Influência do mercado local na análise estocástica da conexão da geração distribuída fotovoltaica em redes de baixa tensão, *Dissertação, Universidade Federal Fluminense*, 2019.

- [86] ANEEL, Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica, (2016). <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>.
- [87] Solenerg Energia Solar Fotovoltaica, Portal de Cursos de capacitação – Equipamentos – Projetos, (2018). <https://www.solenerg.com.br/potencial-para-gerar-energia-solar-ainda-e-pouco-explorado-no-brasil/>.
- [88] NASA surface meteorology and solar energy data base. <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?>, [s.d.].
- [89] CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, [s.d.]. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf.
- [90] ANEEL, Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015, (2015). <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> (acessado 7 de agosto de 2018).
- [91] ANEEL, Resolução Normativa 733, (2016). <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf> (acessado 15 de maio de 2018).
- [92] X. Yan, X. Zhang, H. Chen, Y. Xu, C. Tan, Techno-economic and social analysis of energy storage for commercial buildings, *Energy Conversion and Management*. 78 (2014) 125–136. doi:10.1016/j.enconman.2013.10.014.
- [93] ANEEL, Nota Técnica 56/2017 SRD/ANEEL, (2017). http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9 (acessado 7 de setembro de 2018).
- [94] C.K.H. Lee, A review of applications of genetic algorithms in operations management, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*. 76 (2018) 1–12. doi:10.1016/j.engappai.2018.08.011.

- [95] O. Babacan, W. Torre, J. Kleissl, Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems, *Solar Energy*. 146 (2017) 199–208. doi:10.1016/j.solener.2017.02.047.
- [96] R.C. Dugan, J.A. Taylor, D. Montenegro, Energy Storage Modeling for Distribution Planning, *IEEE Transactions on Industry Applications*. 53 (2017) 954–962. doi:10.1109/TIA.2016.2639455.
- [97] R.C.S. Lima, M.A.R. Guimaraens, R.S. Maciel, Application of conservation voltage reduction in a Brazilian distribution network for flexible load management, in: *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, IEEE, Niteroi, 2018: p. 1–6. doi:10.1109/SBSE.2018.8395888.
- [98] H. Falaghi, C. Singh, M.-R. Haghifam, M. Ramezani, DG integrated multistage distribution system expansion planning, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 33 (2011) 1489–1497. doi:10.1016/j.ijepes.2011.06.031.
- [99] ENEL Distribuidora, Tarifas ENEL Rio, ([s.d.]). <https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/TaxasETarifasCorporativo.aspx> (acessado 6 de novembro de 2018).
- [100] X. Hu, C. Zou, C. Zhang, Y. Li, Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs, *IEEE Power and Energy Magazine*. 15 (2017) 20–31. doi:10.1109/MPE.2017.2708812.
- [101] A. de Freitas, W. Fernandes, Implantação de unidades de Geração Distribuída no Projeto Cidade Inteligente Búzios, ([s.d.]) 9.
- [102] N. Leite, Os Desafios do Armazenamento de Energia no Setor Elétrico, (2017) 8.
- [103] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, M. Kay, Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 91 (2018) 109–125. doi:10.1016/j.rser.2018.03.047.