



UNIVERSIDADE
ESTADUAL DE LONDRINA

CARLOS EDUARDO SALAZAR VANEGAS

**PLANEJAMENTO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA CONSIDERANDO UNIDADES DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM ALTA
PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

LONDRINA

2025

CARLOS EDUARDO SALAZAR VANEGAS

**PLANEJAMENTO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA CONSIDERANDO UNIDADES DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM ALTA
PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Programa de
Mestrado em Engenharia Elétrica da Univer-
sidade Estadual de Londrina para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja

LONDRINA
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UEL

V249p Vanegas, Carlos Eduardo Salazar.
Planejamento de subestações de distribuição de energia considerando unidades de armazenamento de energia com alta penetração de geração distribuída / Carlos Eduardo Salazar Vanegas. - Londrina, 2025.
116 f. : il.

Orientador: Luis Alfonso Gallego Pareja.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Londrina, Centro de Tecnologia e Urbanismo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.
Inclui bibliografia.

1. Otimização - Tese. 2. Programação Linear Inteira Mista - Tese. 3. Recursos Energéticos Distribuídos - Tese. 4. Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias - Tese. I. Pareja, Luis Alfonso Gallego . II. Universidade Estadual de Londrina. Centro de Tecnologia e Urbanismo. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 62

CARLOS EDUARDO SALAZAR VANEGAS

**PLANEJAMENTO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA CONSIDERANDO UNIDADES DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM ALTA
PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Programa de
Mestrado em Engenharia Elétrica da Univer-
sidade Estadual de Londrina para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja
Universidade Estadual de Londrina
Orientador

Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da
Rocha
Universidade Estadual do Oeste do Paraná
– UNIOESTE/CECE-Foz

Prof. Dr. Renan Silva Maciel
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
– UTFPR

Londrina, 14 de fevereiro

AGRADECIMENTOS

Gostaria de começar expressando meu mais sincero agradecimento ao meu orientador de dissertação, Luis Alfonso Gallego Pareja, cuja experiência, paciência e apoio constante foram fundamentais para a realização deste trabalho. Sua orientação me proporcionou clareza acadêmica e me motivou nos momentos de incerteza. Sua confiança em mim foi um impulso essencial para seguir em frente e superar cada desafio.

Aos membros da banca examinadora, Carlos Roberto Mendonça da Rocha e Renan Silva Maciel, expresso minha profunda gratidão por suas observações e contribuições, que enriqueceram significativamente esta pesquisa.

À minha família, especialmente aos meus pais, expresso meu mais profundo agradecimento por seu amor incondicional e apoio constante. Sua fé em mim foi a força motriz que me permitiu concluir esta jornada. Ao meu irmão, por suas palavras de incentivo, e à minha companheira de vida, por seu carinho e companhia, obrigado por serem meu alicerce nos momentos difíceis. Sem vocês, esta conquista não teria sido possível.

Da mesma forma, estendo minha gratidão aos meus colegas de mestrado pelas enriquecedoras discussões e pela colaboração, que tornaram esta experiência não apenas acadêmica, mas também profundamente significativa e inesquecível.

Por fim, reconheço o apoio financeiro concedido pela Fundação Araucária de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Estado do Paraná, que foi essencial para a realização deste trabalho.

*A ciência não é nada além de uma
perversão de si mesma, a menos que tenha
como objetivo a melhoria da humanidade.
(Nikola Tesla)*

SALAZAR VANEGAS, CARLOS EDUARDO. **Planejamento de subestações de distribuição de energia considerando unidades de armazenamento de energia com alta penetração de geração distribuída**. 2025. 115f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2025.

RESUMO

Este trabalho aborda o problema do planejamento ótimo de subestações de distribuição de energia elétrica, integrando unidades de armazenamento de energia em baterias para sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) com alta penetração de geração distribuída (GD). Dado o crescimento da GD e o desafio de assegurar uma distribuição eficiente e confiável, o estudo se concentra no desenvolvimento de modelos matemáticos de programação linear inteira mista (PLIM) para a alocação e dimensionamento ótimos de subestações (ADOSE) e para a alocação, dimensionamento e operação ótimos de sistemas de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage System – BESS*), denominado ADOO-BESS.. Todos os modelos são baseados em um fluxo de potência linear para SDEE radiais. Em particular, o modelo de PLIM para ADOO-BESS apresentado neste trabalho é inovador, pois não se encontrou na literatura especializada outro modelo que integre o fluxo de potência linear em SDEE radiais, como o desenvolvido neste estudo. Esses modelos buscam minimizar as perdas de potência, melhorar os perfis de tensão, otimizar os custos de investimento e assegurar o atendimento adequado da demanda nos SDEE. Por meio de um processo sequencial, os modelos permitem avaliar o impacto dessas estratégias na melhoria das condições técnicas e operacionais dos SDEE com alta penetração de GD. Para a implementação dos modelos matemáticos propostos, utilizou-se a linguagem de programação AMPL e o *solver* comercial CPLEX. Para validar a eficácia e a eficiência dos modelos, foram realizadas simulações nos sistemas de teste de 33, 54 e 69 barras. Os resultados obtidos demonstram a efetividade dos BESS na redução de perdas de energia e na moderação dos picos de demanda, além de proporcionar melhorias nos perfis de tensão. Por outro lado, validou-se o funcionamento da ADOSE como uma ferramenta eficiente para determinar as rotas e o tamanho ótimo dos condutores que atenderão as demandas futuras.

Palavras-chave: Otimização. Programação Linear Inteira Mista. Recursos Energéticos Distribuídos. Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias.

SALAZAR VANEGAS, CARLOS EDUARDO. **Planning of Distribution Substations Considering Energy Storage Units with High Distributed Generation Penetration**. 2025. 115p. Master's Thesis (Master of Science in Electrical Engineering) – State University of Londrina, Londrina, 2025.

ABSTRACT

This work addresses the problem of optimal planning of electric power distribution substations, integrating battery energy storage systems (BESS) for power distribution systems (PDS) with high distributed generation (DG) penetration. Given the growth of DG and the challenge of ensuring efficient and reliable distribution, the study focuses on the development of mixed-integer linear programming (MILP) mathematical models for the optimal location and sizing of substations (OLSS) and the optimal allocation, sizing, and operation of battery energy storage systems (BESS), referred to as OLOSO-BESS (Optimal Location, Sizing, and Operation of BESS). All models are based on a linear power flow for radial PDS. In particular, the MILP model for OLOSO-BESS presented in this work is novel, as no other model was found in the specialized literature that integrates linear power flow for radial PDS as developed in this study. These models aim to minimize power losses, improve voltage profiles, optimize investment costs, and ensure adequate supply to meet demand in PDS. Through a sequential process, the models allow for evaluating the impact of these strategies on the improvement of technical and operational conditions in PDS with high DG penetration. The AMPL programming language and the commercial solver CPLEX were used to implement the proposed mathematical models. To validate the effectiveness and efficiency of the models, simulations were conducted on 33, 54, and 69-bus test systems. The results obtained demonstrate the effectiveness of BESS in reducing energy losses and moderating demand peaks, in addition to providing improvements in voltage profiles. Furthermore, the functionality of OLSS was validated as an efficient tool for determining the optimal routes and conductor sizes needed to meet future demands.

Keywords: Optimization. Mixed-Integer Linear Programming. Distributed Energy Resources. Battery Energy Storage System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica.	26
Figura 2 – SOC para sistemas de distribuição de energia elétrica.	29
Figura 3 – Rede de distribuição com DER	32
Figura 4 – Conexão de um sistema FES com SDEE	33
Figura 5 – Diagrama esquemático de um sistema SMES	34
Figura 6 – Componentes básicos e princípio de funcionamento do BESS	35
Figura 7 – Fluxo de potência em SDEE.	42
Figura 8 – Curvas de Geração PV e Demanda Horária de Energia em Medellín - Colômbia.	58
Figura 9 – Topologia do sistema de teste de 33 barras.	59
Figura 10 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 33 barras.	60
Figura 11 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 33 barras.	61
Figura 12 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 10%.	62
Figura 13 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 10%.	62
Figura 14 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 90%.	63
Figura 15 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 90%.	64
Figura 16 – Topologia do sistema de teste de 69 barras.	65
Figura 17 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 69 barras.	66
Figura 18 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 69 barras.	67
Figura 19 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 10%.	68
Figura 20 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 10%.	68
Figura 21 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 90%.	69
Figura 22 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 90%.	70
Figura 23 – Topologia sistema 54 barras.	71
Figura 24 – Solução ADOSE para sistema de 54 barras.	73
Figura 25 – Topologia inicial ADOSE para o sistema de 33 barras.	74

Figura 26 – Perfis de tensão para todos os casos de estudo do sistema de 33 barras.	77
Figura 27 – Topologia final ADOSE para o sistema de 33 barras.	77
Figura 28 – Topologia ADOSE e ADOO-BESS para o sistema de 33 barras.	78
Figura 29 – Perfis de tensão Boxplot: Caso base, ADOO-BESS, ADOSE e ADOO-BESS	79
Figura 30 – Perfis de tensão: Caso base, ADOO-BESS, ADOSE e ADOO-BESS	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Aplicações de tecnologias de armazenamento de energia para sistemas de transmissão	31
Tabela 2 – Características técnicas dos SAE	36
Tabela 3 – Parâmetros Gerais do Modelo	57
Tabela 4 – Resultados para o sistema de teste de 33 barras.	59
Tabela 5 – Resultados para o sistema de teste de 69 barras.	65
Tabela 6 – Tipos de condutores disponíveis para o sistema de 54 barras.	70
Tabela 7 – Custo para construir e substituir linhas (10^3 \$/km)	72
Tabela 8 – ADOSE sistema 54 Barras	72
Tabela 9 – Tipos de condutores disponíveis para o sistema de 33 barras.	74
Tabela 10 – ADOSE para o sistema de 33 barras.	75
Tabela 11 – Condutores selecionados para o sistema de 33 barras.	76
Tabela 12 – Resultados ADOSE e ADOO-BESS para o sistema de teste de 33 barras.	77
Tabela 13 – Dados elétricos do sistema teste de 33 barras	98
Tabela 14 – Dados elétricos do sistema teste de 69 barras	99
Tabela 15 – Dados elétricos do sistema teste de 33 barras	100
Tabela 16 – Dados de linhas sistema de 54 barras	101
Tabela 17 – Dados de barras sistema de 54 barras	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADOSE	Alocação e Dimensionamento Ótimo de Subestações
ADOO-BESS	Alocação, Dimensionamento e Operação Ótimas de BESS
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias
FERNC	Fontes de Energia Renováveis Não Convencionais
GD	Geração Distribuída
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PSDEE	Planejamento dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
PV	Fotovoltaica
RSDEE	Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SOC	Seleção Ótima de Condutores
SoC	Estado de Carga do BESS

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos

Ω_l	Conjunto de linhas
Ω_b	Conjunto de barras
Ω_{bs}	Conjunto de barras com subestações
Ω_t	Conjunto de períodos
Ω_c	Conjunto de condutores
Ω_{BESS}	Conjunto de BESS

Variáveis contínuas

$I_{ij,t}$	Corrente na linha ij durante o período t
$I_{ij,t}^{sqr}$	Quadrado da magnitude da corrente na linha ij durante o período t
$P_{i,t}^s$	Potência ativa fornecida pela subestação na barra i durante o período t
$P_{ij,t}$	Fluxo de potência ativa na linha ij durante o período t
$P_{ki,t}$	Fluxo de potência ativa na linha ki durante o período t
$P_{j,s,t}^c$	Fator de correção de potência para $V_{ij,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr}$ durante o período t
$P_{i,j,t}^+, P_{i,j,t}^-$	Variáveis auxiliares para determinar a direção do fluxo de $P_{ij,t}$
$P_{i,t}^{gd}$	Potência ativa injetada pela GD na barra i durante o período t
$P_{i,b,t}^{BESS}$	Potência ativa injetada pela BESS na barra i durante o período t
$Q_{i,t}^s$	Potência reativa fornecida pela subestação na barra i durante o período t
$Q_{ij,t}$	Fluxo de potência reativa na linha ij durante o período t
$Q_{ki,t}$	Fluxo de potência reativa na linha ki durante o período t
$Q_{i,j,t}^+, Q_{i,j,t}^-$	Variáveis auxiliares para determinar a direção do fluxo de $Q_{ij,t}$

$V_{i,t}$	Tensão na barra i durante o período t
$V_{j,t}$	Tensão na barra j durante o período t
$V_{i,t}^{sqr}$	Quadrado da magnitude da tensão na barra i durante o período t
$V_{j,t}^{sqr}$	Quadrado da magnitude da tensão na barra j durante o período t
$\Delta P_{ij,y,t}$	Valor do bloco y^{th} de $ P_{ij,t} $
$\Delta Q_{ij,y,t}$	Valor do bloco y^{th} de $ Q_{ij,t} $
$b_{ij,t}$	Variável auxiliar de folga para a restrição de queda de tensão quando a linha ij está aberta ou fechada na reconfiguração
$\xi_{ij,c,t}$	Variável usada para a linearização de $W_{ij,c} I_{ij,t}^{sqr}$
$\gamma_{ij,c,t}$	Variável usada para a linearização de $W_{ij,c} P_{ij,t}$
$\psi_{ij,c,t}$	Variável usada para a linearização de $W_{ij,c} Q_{ij,t}$
$\mu_{ij,c,t}^+, \mu_{ij,c,t}^-$	Variáveis usadas para a linearização de $W_{ij,c} y_{ij,t}^+$ e $W_{ij,c} y_{ij,t}^-$
$\vartheta_{ij,c,s,t}$	Variável usada para a linearização de $W_{ij,c} x_{j,s,t}$
$SoC_{i,b,t}$	Estado de carga da BESS alocada na barra i durante a hora t

Variáveis binárias

$x_{i,s,t}^V$	Variável binária usada na discretização de $V_{i,t}^{sqr}$
$W_{ij,c}$	Variável binária que indica o tipo de condutor c
$y_{ij,t}^+, y_{ij,t}^-$	Variáveis binárias associadas à direção do fluxo de potência na linha ij durante o período t
X_i^{sub}	Variável binária para a construção de subestações
$W_{i,b}^{BESS}$	Variável binária que indica a alocação da BESS do tipo b na barra i

Parâmetros

\bar{V}	Limite superior de tensão
\underline{V}	Limite inferior de tensão
\bar{I}_{ij}	Limite superior de corrente da linha ij

$\bar{I}_{ij,c}$	Limite superior de corrente do tipo de condutor c
R_{ij}	Resistência da linha ij
R_c	Resistência do condutor do tipo c
X_{ij}	Reatância da linha ij
X_c	Reatância do condutor do tipo c
Z_{ij}	Impedância da linha ij
Z_c	Impedância do condutor do tipo c
l_{ij}	Comprimento da linha ij
$P_{i,t}^d$	Demanda de potência ativa na barra i durante o período t
\bar{P}^s	Potência ativa máxima fornecida pela subestação
\bar{Q}^s	Potência reativa máxima fornecida pela subestação
$Q_{i,t}^d$	Demanda de potência reativa na barra i durante o período t
$\Delta\bar{V}$	Passo de discretização da tensão
$\Delta_{ij,t}^S$	Limite superior de cada bloco do fluxo de potência na linha ij
Y	Número de blocos da linearização $P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$
$m_{ij,y,t}^s$	Inclinação do bloco y^{th} do fluxo de potência na linha ij
S	Número de discretizações para a linearização $V_{ij,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr}$
C_{loss}	Custo das perdas de potência
C_{sub}	Custo anual da construção de subestações
C_{BESS}	Custo médio anual de instalação de 1 kWh de armazenamento de energia da BESS
C_{SE}	Custo médio anualizado de compra de energia da subestação
C_c	Custo do condutor do tipo c
K_2	Fator de recuperação de capital para o condutor do tipo c
M_1, M_2, M_3	Números grandes adequados usados para linearização com o método Big-M.
N	Número de barras

E_b	Capacidade nominal ou energia máxima da BESS do tipo b
T	Número de dias em um ano
T_t	Duração em horas de cada nível de carga
$\overline{P}_{i,t}^{dg}$	Limite superior da potência ativa que pode ser injetada pelo GD
$\underline{P}_{i,t}^{dg}$	Limite inferior da potência ativa que pode ser injetada pelo GD
SoC_{ini}	Estado inicial de carga da BESS do tipo b
SoC_{fin}	Estado final de carga da BESS do tipo b
SoC_{min}	Limite mínimo de estado de carga para a BESS do tipo b
SoC_{max}	Limite máximo de estado de carga para a BESS do tipo b
Tc_b	Tempo de carga da BESS do tipo b
Tdc_b	Tempo de descarga da BESS do tipo b
\overline{N}_{BESS}	Número máximo de unidades BESS do tipo b

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Objetivo Geral	22
1.2	Objetivos Específicos	22
1.3	Estrutura da Dissertação	22
2	ESTADO DA ARTE	23
2.0.1	Alocação e Dimensionamento Ótimo de Subestações	24
2.0.2	Sistemas de armazenamento de energia elétrica	30
2.0.2.1	Tipos de sistemas de armazenamento de energia	31
2.0.2.1.1	Supercapacitores	32
2.0.2.1.2	Armazenamento de energia por meio de volante de inércia	32
2.0.2.1.3	Sistema de armazenamento de energia magnética por supercondutividade	33
2.0.2.1.4	Sistema de armazenamento de energia em baterias	34
2.0.2.1.5	Outras tecnologias de SAE	35
2.0.2.2	Aplicações de SAE	35
2.0.2.3	Alocação, Dimensionamento e Operação Ótimas de BESS	37
2.0.3	Trabalhos relevantes	39
3	MODELADO MATEMÁTICO	41
3.1	Modelo de fluxo de potência não linear	41
3.2	Modelo de fluxo de potência linearizado	45
3.2.1	Mudança de variáveis	45
3.2.2	Linearização da potência aparente	45
3.3	Modelo para Alocação e Dimensionamento Ótimo de Subes- tações	48
3.3.1	Modelo para ADOSE PNLIM	48
3.3.2	Linearização do modelo para ADOSE	51
3.4	Modelo para ADOO-BESS com GD	53
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
4.1	Resultados ADOO-BESS	57
4.1.1	Sistema de 33 barras	58
4.1.2	Sistema de 69 barras	64
4.2	Resultados da ADOSE	69
4.3	Resultados da ADOSE para o sistema de teste de 33 barras .	72
4.3.1	ADOSE	73

4.3.2	ADOSE e ADOO-BESS sequencialmente	76
5	CONCLUSÃO	83
	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICES	97
	APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS UTILIZADOS .	98
A.1	Sistema de teste de 33 barras	98
A.2	Sistema de teste de 69 barras	99
A.3	Sistema de teste de 33 barras	100
A.4	Sistema de teste de 54 barras	101
	Trabalhos Publicados pelo Autor	102

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) consistem em um conjunto de linhas, estruturas e equipamentos projetados para transportar a energia desde os sistemas de transmissão até os consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais. Esses sistemas constituem uma parte fundamental dos sistemas elétricos, e deve-se manter a operação de maneira ótima e eficiente, minimizando os custos associados com o investimento em novos equipamentos ou na modernização da infraestrutura existente. Uma das principais características dos SDEE é sua operação de forma radial, ou seja, a energia é distribuída desde uma subestação até os usuários finais por alimentadores (rede de média tensão), o que implica desafios específicos em termos de confiabilidade e qualidade de energia [1].

Devido à crescente expansão da população e dos centros industriais, observa-se um aumento na extensão dos SDEE para suprir a demanda, o que leva a um incremento das perdas de energia, queda dos perfis de tensão e baixa qualidade da energia nos usuários finais. Segundo [2], as perdas de energia para o ano de 2023 nos SDEE no Brasil foram de 14,1 % da potência fornecida, sendo aproximadamente 7,4 % (42,0 TWh) correspondentes a perdas técnicas (perdas por efeito Joule nas linhas e transformadores) e 6,7 % (38,2 TWh) a perdas não técnicas (perdas por erros de medição, fraude e furto). Esse cenário evidencia desafios crescentes para a operação e expansão dos SDEE, uma vez que a elevação das perdas de energia não apenas reduz a eficiência dos sistemas elétricos, mas também acarreta impactos econômicos e ambientais significativos. A queda dos perfis de tensão e a degradação da qualidade da energia fornecida podem comprometer o desempenho de equipamentos industriais e comerciais, aumentar os custos operacionais e gerar instabilidades na rede elétrica. Além disso, a necessidade de integrar fontes renováveis e novas tecnologias, como armazenamento de energia e microrredes, exige um planejamento mais sofisticado e adaptável às novas condições do setor elétrico. Diante desses desafios, torna-se imprescindível aprimorar os métodos de planejamento dos SDEE, incorporando abordagens mais rigorosas e criteriosas que permitam minimizar as perdas técnicas e não técnicas, melhorar a confiabilidade do fornecimento e garantir a sustentabilidade do sistema elétrico a longo prazo. Para isso, estratégias avançadas de otimização, reconfiguração e gerenciamento da rede são fundamentais para enfrentar as limitações operacionais e promover um desenvolvimento energético mais eficiente e resiliente.

Por outro lado, a crescente preocupação com as mudanças ambientais levou muitos países a iniciar uma transição energética que busca diversificar, descarbonizar e aumentar a confiabilidade de suas matrizes energéticas por meio do uso de fontes de energia renováveis não convencionais (FERNC) [3]. Essa transição impulsionou a rápida integração de

recursos energéticos distribuídos nos SDEE, como a geração distribuída (GD) a partir de sistemas solares fotovoltaicos (SSFV), geração eólica, biomassa, entre outros. No entanto, a GD também pode gerar problemas técnicos durante os períodos de baixa demanda devido à intermitência e alta variabilidade das FERNC, o que pode causar dificuldades para manter o equilíbrio entre a geração e a demanda, além de problemas de estabilidade de tensão e de qualidade da energia.

O problema do planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica (PS-DEE) é um problema de otimização combinatória cujo objetivo é identificar a solução mais eficiente para fornecer energia a um conjunto de cargas, minimizando os custos de investimento e as perdas do sistema, respeitando as restrições de operação radial, limites de tensão, limites de corrente e queda de tensão em qualquer ponto do SDEE. O PSDEE pode ser abordado por meio de diversas estratégias, incluindo: alocação e o dimensionamento ótimo de subestações de energia (ADOSE), alocação de capacitores fixos e chaveados, alocação ótima de GD, seleção ótima de condutores (SOC), balanceamento de cargas e reconfiguração otimizada de redes primárias, entre outras [4], [5], [6].

Particularmente, a ADOSE é um problema de alta complexidade matemática que integra a SOC para alimentadores existentes e para alimentadores novos, assim como também, a reconfiguração dos SDEE (RSDEE), pois uma vez selecionada a subestação que irá entrar em operação, a topologia dos SDEE pode mudar. O problema da ADOSE pode ser modelado como um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM) com o objetivo principal de minimizar as perdas de potência ativa por meio da seleção da topologia [7]. No entanto, a formulação PNLIM apresenta desafios computacionais significativos, pois a presença de funções não lineares e variáveis discretas pode tornar a resolução do problema computacionalmente complexa e demorada, especialmente para sistemas de grande porte. Dessa forma, uma abordagem alternativa é a linearização do modelo, convertendo-o em um problema de programação linear inteira mista (PLIM), o que reduz o tempo de processamento e permite a aplicação de solvers comerciais eficientes, como o CPLEX. A modelagem linearizada facilita a incorporação de restrições operacionais complexas e permite encontrar soluções de alta qualidade com menor esforço computacional, tornando-se uma opção viável para a análise e planejamento dos SDEE. Esta estratégia permite a melhoria dos perfis de tensão e o aumento da flexibilidade dos SDEE, otimizando o uso dos recursos existentes e maximizando o desempenho econômico, além de reduzir os impactos ambientais. Na literatura especializada, são propostas diversas técnicas para resolver o problema da ADOSE. Entre as metodologias destacam-se métodos exatos [8], técnicas meta-heurísticas [4] e algoritmos genéticos [9].

Para reduzir os impactos negativos da GD mencionados anteriormente, os sistemas de armazenamento de energia (SAE) surgem como uma alternativa atraente. Outras vantagens dos SAE são melhorar a gestão dos picos de demanda, a redução das perdas

técnicas e o adiamento de investimentos em infraestrutura elétrica [10]. Atualmente, com a GD nos SDEE sendo uma realidade, é importante considerar esse tipo de solução junto com as técnicas que têm sido utilizadas para o PSDEE. Portanto, é crucial o estudo da ADOSE considerando a alocação dimensionamento e operação ótimas de sistemas de armazenamento de energia em baterias (ADOO-BESS), devido a que os BESS são uma das tecnologias mais consolidadas dentro dos SAE e apresentam benefícios operativos nos SDEE. As abordagens da ADOSE e da ADOO-BESS são essenciais para minimizar as perdas de potência e melhorar os perfis de tensão, contribuindo para SDEE mais resiliente e sustentável.

No entanto, a implementação da ADOSE e da ADOO-BESS nos SDEE requer um equilíbrio cuidadoso entre fatores técnicos e econômicos devido à natureza combinatória do problema, que envolve variáveis discretas e contínuas. A adição da GD traz uma camada extra de complexidade, uma vez que uma má localização ou um desajuste entre a capacidade da GD e a demanda podem resultar em desperdício de energia, aumento nas perdas ou em problemas de qualidade da energia. Além disso, a alocação ótima da GD ainda enfrenta desafios regulatórios e técnicos, pois os critérios para a conexão dos geradores distribuídos na rede muitas vezes seguem abordagens passivas, baseadas na disponibilidade de infraestrutura existente, sem considerar um planejamento coordenado para otimizar sua inserção. Essa abordagem pode levar a congestionamentos em certas áreas da rede e à necessidade de investimentos adicionais para mitigar impactos adversos. Assim, é importante contar com modelos e técnicas de solução que possam abordar simultaneamente a ADOSE e a ADOO-BESS, considerando a presença de GD nos SDEE de forma estratégica, garantindo não apenas a viabilidade técnica e econômica da expansão da rede, mas também a confiabilidade e estabilidade operativa do sistema.

Neste trabalho, é apresentado um modelo para a ADOSE, considerando recursos energéticos distribuídos e unidades de armazenamento. Este modelo é composto por uma formulação de PLIM projetada para melhorar as características técnicas dos SDEE, como a redução de perdas de potência, a melhoria dos perfis de tensão, a adaptação topológica e a redução da sobrecarga das linhas. A proposta inclui um modelo de PLIM para a ADOSE, que integra os problemas de RSDEE e SOC, permitindo identificar a topologia que minimiza as perdas de potência e selecionar os condutores mais adequados para cada trecho dos SDEE, respeitando as restrições técnicas e operacionais. Além disso, é apresentado um inovador modelo de PLIM para a ADOO-BESS em SDEE com alta penetração de GD. Este modelo incorpora fatores-chave, como a redução da compra de energia de fontes convencionais e a diminuição dos custos de investimento em BESS. A aplicação sequencial dos modelos da ADOSE e da ADOO-BESS permite avaliar os efeitos da integração dos recursos energéticos distribuídos nos SDEE. Os modelos matemáticos propostos foram implementados na linguagem de programação matemática AMPL e resolvidos por meio do *solver* comercial CPLEX. Para validar a eficiência dos modelos desenvolvidos, foram

realizados testes nos sistemas de referência de 33, 54 e 69 barras.

1.1 Objetivo Geral

Na atualidade os recursos energéticos distribuídos trazem diversos desafios para o planejamento e o operação dos SDEE. Nesta dissertação de mestrado o objetivo principal foi desenvolver uma metodologia para o planejamento de subestações de distribuição de energia elétrica considerando sistemas de armazenamento de energia com alta penetração de recursos energéticos distribuídos.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os problemas da ADOSE e da ADOO-BESS, os diferentes métodos para abordá-los, vantagens e limitações. Além disso, realizar uma revisão sobre SOC e RSDEE que complementam o problema da ADOSE.
- Desenvolver um modelo matemático flexível de PLIM para a ADOSE, que permita avaliar o funcionamento de SDEE com uma ou múltiplas subestações.
- Desenvolver um novo modelo matemático de PLIM para a ADOO-BESS para melhorar o desempenho geral do SDEE na presença de GD.
- Avaliar o impacto da integração de BESS em SDEE com alta penetração de GD.
- Avaliar o desempenho dos modelos ADOSE e ADOO-BESS implementados por meio de sua aplicação em sistemas de teste especializados encontrados na literatura.

1.3 Estrutura da Dissertação

O restante do presente trabalho está organizado da seguinte maneira: No Capítulo 2 é exposta o estado da arte relacionada aos problemas de ADOSE e ADOO-BESS, assim como uma contextualização geral sobre os SAE, que inclui definições e aplicações. No Capítulo 3 são desenvolvidos os modelos matemáticos para a ADOSE, assim como o modelo matemático para a ADOO-BESS. No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos e as discussões. Finalmente, no Capítulo 5 são expostas as conclusões deste trabalho.

2 ESTADO DA ARTE

Os SDEE, segundo [11], são compostos por diversos ativos interconectados, que incluem subestações, alimentadores e linhas de distribuição que chegam até os consumidores, que podem ser residenciais, comerciais ou industriais. Os SDEE são projetados para otimizar a entrega de energia, considerando fatores como a localização geográfica dos usuários, a topologia da área e as características do fluxo de carga. As subestações, em particular, atuam como um elo entre o sistema de transmissão de energia elétrica e os usuários finais, transformando a energia em níveis adequados para o consumo. O planejamento adequado dos sistemas de distribuição de energia elétrica (PSDEE) é crucial para a minimização das flutuações na demanda de energia e a adaptação às condições de carga, especialmente nos SDEE modernos que incluem a penetração de geração distribuída (GD), o que adiciona condições de incerteza devido à sua natureza intermitente, além dos sistemas de armazenamento de energia (SAE), que tentam melhorar o aproveitamento da GD [10].

O PSDEE é um processo amplo que implica a resolução de diversos subproblemas que podem ser denominadas estratégias de planejamento da distribuição. Cada estratégia deve cumprir com restrições técnicas e operacionais dos SDEE, além de minimizar os custos de investimento em equipamentos e satisfazer a demanda energética crescente ao longo do tempo. Algumas estratégias do PSDEE são: 1) alocação e dimensionamento ótimo de bancos capacitores (ADOBC); 2) alocação ótima de reguladores de tensão (AORT); 3) alocação e o dimensionamento de subestações (ADOSE), que aborda conjuntamente a reconfiguração dos SDEE (RSDEE) e a seleção ótima de condutores (SOC); 5) alocação, Dimensionamento e Operação Ótimas de sistemas de armazenamento de energia com baterias (*Battery Energy Storage System – BESS*), denominado (ADOO-BESS), entre outras. Essas estratégias oferecem vantagens significativas nos SDEE tais como a redução de perdas de potência, a melhoria dos perfis de tensão, aumento da confiabilidade e uma maior flexibilidade operacional.

Nesta seção, apresenta-se uma revisão bibliográfica relacionada aos problemas discutidos nesta dissertação. Em primeiro lugar, realiza-se uma revisão do estado da arte sobre a ADOSE. A seguir, abordam-se de maneira específica os problemas relacionados à RSDEE e à SOC, os quais são componentes fundamentais da ADOSE. Por fim, examinam-se de forma geral os SAE, incluindo definições, aplicações e técnicas de planejamento, como a ADOO-BESS.

2.0.1 Alocação e Dimensionamento Ótimo de Subestações

O problema da ADOSE é crucial no processo do PSDEE, pois envolve encontrar o número, a capacidade e a localização ideal das subestações, bem como a topologia e o tamanho ótimos de cada linha do SDEE, com o objetivo de minimizar os custos totais, reduzir as perdas de energia e aumentar a eficiência [8].

Metodologias exatas foram desenvolvidas para resolver o problema da ADOSE. Estas se caracterizam por alcançar o ótimo global. Em [8], é apresentado um modelo de PLIM para otimizar o tamanho e a localização das subestações, incluindo o redimensionamento das existentes e a seleção de condutores para os alimentadores. O problema é solucionado por meio de um algoritmo Branch and Bound, que permite lidar com a complexidade combinatória do problema e obter soluções de alta qualidade. A inclusão de fatores operacionais, como a reconfiguração dos alimentadores, torna o modelo mais próximo da realidade. Os autores de [12] apresentam um modelo de PLIM, considerando o dimensionamento, localização e os tempos de entrada de novas subestações e alimentadores. Esse trabalho se concentra em superar limitações de estudos anteriores, como a omissão de custos fixos. A eficácia do modelo proposto é testada em um sistema real na região ocidental da Arábia Saudita, demonstrando sua aplicabilidade em um ambiente real e sua capacidade de gerar um PSDEE mais rentável.

Por outro lado, em [13], é apresentado um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (MISOCP) para o planejamento em múltiplas etapas da ADOSE. Diferente das abordagens determinísticas, este modelo incorpora o comportamento de natureza estocástica da demanda através do uso de restrições probabilísticas, garantindo que os limites de capacidade da subestação sejam cumpridos com uma probabilidade de robustez estabelecida. Além disso, propõem uma formulação multiobjetivo que considera o custo total esperado do planejamento. Em [14], desenvolvem um modelo de programação linear binária mista (PLBM) para o PSDEE, que inclui a repotenciação de subestações existentes, a ADOSE de novas subestações, a RSDEE de alimentadores existentes e a construção de novos alimentadores. Esta abordagem permite otimizar a topologia do SDEE considerando múltiplas alternativas e facilita a convergência à solução ótima com o uso de *solver's* comerciais (CPLEX). Além disso, as linearizações das equações de fluxo de potência melhoram a eficiência computacional do modelo.

O aumento no uso de equipamentos de automação tornou necessária sua inclusão nos planos de expansão da capacidade dos SDEE. Em [9], é proposta uma metodologia de planejamento integrada que combina a expansão da capacidade dos SDEE (NCX) com a implementação da automação da distribuição (DAS). O modelo proposto de PNLIM considera a localização, o dimensionamento e o momento ótimo para a construção de linhas e subestações, bem como a instalação de equipamentos de automação. Para resolver o modelo proposto, utiliza-se um algoritmo genético (GA) e um planejamento em múltiplas

etapas, o que permite abordar a complexidade do problema e o crescimento da carga ao longo do horizonte de planejamento.

Além disso, algumas pesquisas têm considerado a confiabilidade como um fator crítico no PSDEE. Os autores de [15] desenvolvem um algoritmo de busca tabu multiobjetivo para o PSDEE, considerando tanto os custos quanto a confiabilidade do sistema. O modelo é formulado como um problema de programação não linear inteira mista dinâmica (PLIMD), o qual avalia a confiabilidade por meio da energia não fornecida em condições de contingência, utilizando o critério n-1. O modelo considera, ainda, a ADOSE, a localização de seccionadores e a construção de linhas de ligação, buscando minimizar a energia não fornecida e, assim, melhorar a confiabilidade do sistema. Por outro lado, em [16] é apresentado um modelo de MISOCP para o PSDEE, com o objetivo de melhorar a restauração do serviço. Diferente das abordagens tradicionais que se concentram unicamente no planejamento radial, este modelo considera tanto cenários de operação normal quanto de contingência, buscando uma rede malhada que minimize os custos de expansão e a energia não fornecida em caso de falhas.

Adicionalmente, existem abordagens para a ADOSE que consideram informações geográficas e aprendizado de máquina. Em [17], combinam um algoritmo heurístico com um algoritmo evolutivo para a ADOSE, considerando restrições elétricas e custos. O algoritmo heurístico é utilizado para determinar as áreas de serviço aproximadas, enquanto o algoritmo evolutivo busca a solução ótima global. Os autores de [4] empregam uma técnica metaheurística denominada Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA) para a ADOSE. A técnica de SIA é inspirada no comportamento do sistema imunológico humano, o que permite explorar o espaço de busca de forma eficiente, encontrando soluções de baixo custo que atendem às restrições do problema.

Por outro lado, a crescente penetração de recursos distribuídos, como BESS e GD, apresenta novos desafios para a ADOSE. Em [18], os autores propõem uma abordagem híbrida para o PSDEE trifásico de média e baixa tensão, considerando a integração ótima de BESS e diferentes tipos de GD. O modelo proposto considera a operação ótima de BESS, o equilíbrio de carga entre fases e a incerteza das FERNC. Para a solução do modelo proposto, utilizam uma combinação de um algoritmo de busca local iterativa (ILS) e um fluxo de potência ótimo estocástico de dois passos (TDSOPF). Em [19], é apresentado um modelo convexo baseado na formação de microrredes para PSDEE resilientes e sustentáveis. Este modelo considera a ADOSE e a integração de GD. A convexidade do modelo garante a obtenção de soluções ótimas globais utilizando *solver* comerciais disponíveis.

Dentro da ADOSE, é necessário o estudo das técnicas de RSDEE e SOC, para garantir a topologia e os tamanhos de condutores mais adequados. O problema da RSDEE é formulado como um problema de otimização de PNLIM [7], que consiste em identificar a topologia ótima para operar o SDEE com a mínima quantidade de perdas e garantir a

máxima confiabilidade do fornecimento de energia. As diferentes topologias são obtidas por meio da comutação de chaves interruptoras, o que permite redirecionar os fluxos de potência através das linhas do SDEE (ver a figura 1). Além de contribuir para a redução das perdas de potência, facilita o balanceamento de cargas e a diminuir a sobrecarga das linhas sobrecarregadas durante os períodos de alta demanda [20, 6].

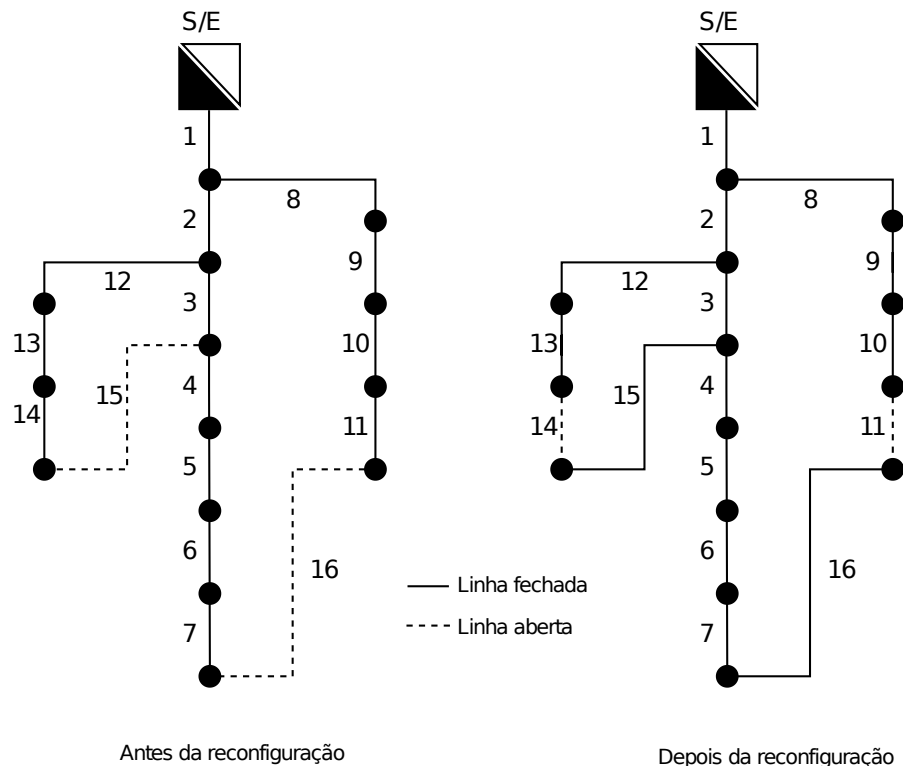


Figura 1 – Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Fonte: Autor

Devido à alta complexidade matemática do problema da RSDEE, em pesquisas iniciais foram empregados métodos iterativos e técnicas metaheurísticas para encontrar soluções ótimas locais. Além disso, havia limitações relacionadas aos parâmetros de entrada (dados sobre demandas de potência ativa e reativa) e aos sistemas de teste, que eram de pequeno tamanho [21, 6]. No entanto, sendo uma ferramenta de grande utilidade e foco de múltiplas pesquisas ao longo das últimas décadas, foram obtidas soluções exatas por meio da implementação de modelos matemáticos em *solver* de otimização especializados, como AMPL [22].

Como mencionado anteriormente, o problema da RSDEE é de alta complexidade matemática e de natureza PNLIM, o que tem impulsionado diversas pesquisas para encontrar soluções adequadas. Várias metodologias foram implementadas, destacando-se as metodologias clássicas ou exatas, algoritmos metaheurísticos e algoritmos genéticos.

No [23] é apresentado um modelo PNLIM para o problema da RSDEE, que é transformado em um modelo PLIM por meio da aplicação de duas técnicas de linearização. Além disso, o problema da RSDEE pode ser abordado por meio de um problema de programação quadrática inteira mista (PQIM) [24, 25]. Na referência [24], os autores propõem uma função objetivo voltada para a minimização das perdas de potência, garantindo uma solução ótima global por meio do uso da técnica branch-and-cut aplicada a MIQP. Os autores de [26] propõem um modelo PLIM para resolver simultaneamente os problemas da RSDEE e a alocação ótima de geração distribuída (OPDG), o que permite maximizar os benefícios derivados da integração de GD e mitigar possíveis impactos negativos. No [27], é apresentado um modelo PLIM que aborda de forma conjunta os problemas da RSDEE e a localização ótima de capacitores (OPCA), proporcionando vantagens na redução das perdas de potência, melhoria nos perfis de tensão e no controle do fluxo de potência reativa.

As técnicas metaheurísticas são algoritmos aproximados de otimização e busca de propósito geral, alguns deles são inspirados em comportamentos naturais. Elas são utilizadas para resolver problemas complexos, onde o espaço de busca é vasto ou desconhecido. Essas técnicas são projetadas de forma genérica e adaptável, permitindo sua aplicação em diversos problemas de otimização. Através de processos iterativos, as metaheurísticas exploram o espaço de busca de forma eficaz para escapar de ótimos locais, levando a soluções exatas ou próximas do ótimo global [28].

Diversas técnicas metaheurísticas inspiradas no comportamento animal foram amplamente desenvolvidas na literatura especializada. Em [29], apresenta-se uma técnica metaheurística denominada Harris Hawks Optimization (HHO), que emula o comportamento de caça dos falcões de Harris. Esta técnica consiste em duas fases principais: uma fase de exploração do espaço de busca e uma segunda fase destinada à geração de uma população inicial viável. Por outro lado, os autores em [30] propõem o algoritmo Whale Optimization Algorithm (WOA), inspirado no comportamento das baleias-jubarte. O principal objetivo é minimizar as perdas de potência ativa e melhorar os perfis de tensão nos sistemas elétricos de distribuição. Além disso, em [31], apresenta-se o Dragonfly Optimization Algorithm (DOA), aplicado ao problema da RSDEE dinâmica. Este algoritmo considera diferentes tipos de carga, como a residencial, comercial e industrial, bem como as variações diárias de carga para duas estações do ano: inverno e verão.

A técnica de otimização por enxame de partículas (PSO) também foi amplamente explorada para abordar o problema de ODNR [32, 33, 34]. Em [32], é introduzida uma modificação ao PSO que adiciona um peso de inércia que diminui linearmente ao longo da simulação. Os autores de [33] apresentam uma versão discreta do PSO (DPSO), que incorpora o balanceamento de cargas dentro do problema da RSDEE, além de considerar as perdas de potência ativa. Em [34], aborda-se o problema da RSDEE levando em conta,

na função objetivo, os custos associados à compra de energia, os custos dos proprietários de GD, o custo das ações de comutação, o custo das perdas de potência e o custo da implementação de programas de resposta à demanda.

Os algoritmos genéticos (GAs) se baseiam no princípio da evolução. Todas as soluções devem passar pelas etapas de seleção, cruzamento, mutação e substituição dentro da população atual, repetindo o processo por um número determinado de gerações. Em [35], é aplicado um algoritmo genético multiobjetivo ao problema da RSDEE com o objetivo de reduzir as perdas de potência, otimizar o perfil de tensão e melhorar os índices de equilíbrio de carga. Em [36], é proposta uma versão melhorada do algoritmo genético (GA) com o mesmo objetivo. Nesse enfoque, as configurações da rede foram codificadas como cadeias binárias e novas topologias foram criadas por meio dos processos de seleção e mutação, preservando a radialidade do SDEE.

Por outro lado, muitos dos SDEE foram construídos há muito tempo, o que gera a possibilidade de não atender à demanda energética atual. Em muitos casos, isso pode levar as linhas a operarem em sobrecarga, aumentando os problemas de perdas de energia e quedas de tensão, especialmente nos nós mais distantes da subestação. Além disso, os altos custos associados ao trâmite de licenças ambientais para construir novas expansões dos SDEE fazem com que, em muitos casos, seja mais conveniente optar pela repotenciação dos circuitos existentes. Nesse contexto, a solução da seleção ótima de condutores (SOC) torna-se atraente para melhorar tanto os aspectos técnicos quanto econômicos das redes elétricas, por meio da substituição de linhas existentes e do adequado planejamento de futuras expansões [37].

A SOC é um problema de PLIM com um número muito elevado de possíveis soluções, as quais crescem exponencialmente conforme aumenta o tamanho do SDEE. A SOC consiste em selecionar, de um conjunto de possíveis condutores, o melhor para cada linha do SDEE, com o objetivo de transportar a corrente de maneira segura e eficiente, contribuindo para a diminuição das perdas de potência e melhorando os perfis de tensão nas barras do sistema. Este problema envolve um conjunto de restrições técnicas, como a lei de corrente de Kirchhoff para todos os nós, a capacidade de transporte das linhas e a queda de tensão. Além disso, são levados em conta aspectos econômicos, como os custos dos condutores e os custos associados às perdas de potência [38]. Na figura 2 é apresentado um exemplo de SOC. A parte superior mostra a topologia inicial com os tipos de condutores para cada trecho do SDEE, enquanto a parte inferior ilustra as mudanças nos tipos de condutores em alguns dos trechos. Dentro da literatura especializada para resolver o problema da SOC destacam-se os algoritmos heurísticos, algoritmos metaheurísticos e metodologias exatas.

Os métodos heurísticos são estratégias baseadas na experiência que se caracterizam por oferecer abordagens rápidas para encontrar soluções a problemas de otimização

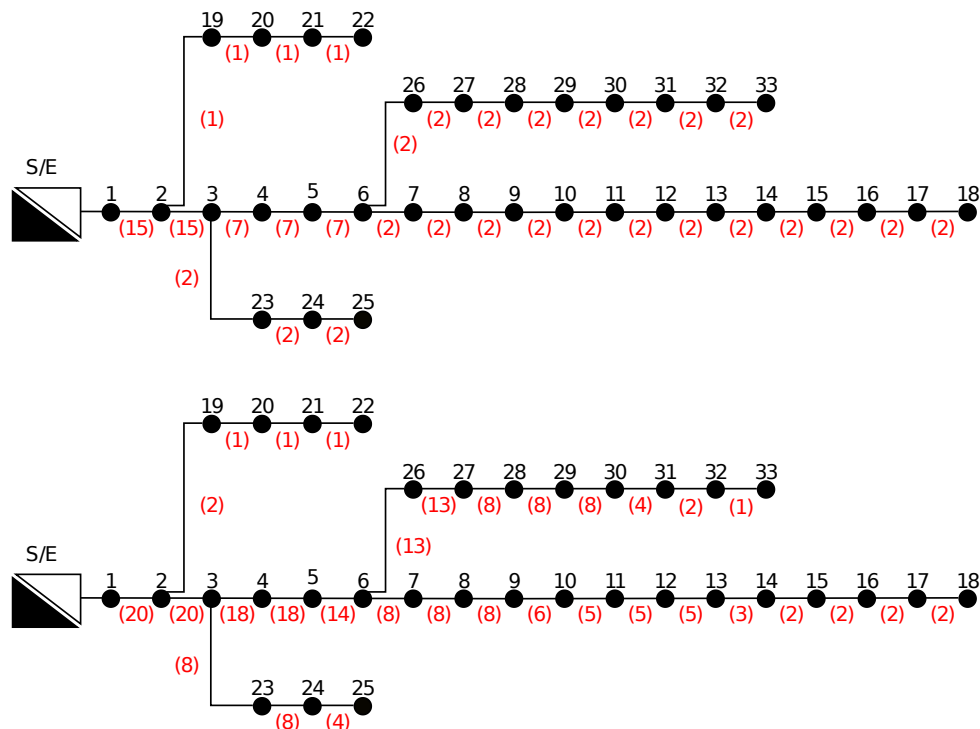


Figura 2 – SOC para sistemas de distribuição de energia elétrica.

Fonte: Autor

complexa, os quais dificilmente podem ser resolvidos por meio de técnicas exatas. Muitas vezes, esses métodos convergem para soluções ótimas locais [5]. Em [38], foi implementado um método heurístico denominado Estratégia Evolutiva (ES) para selecionar o tamanho ótimo dos circuitos alimentadores dos SDEE com topologia radial. Este método se inspira em estruturas e operadores biológicos, como recombinação, mutação e seleção por aptidão. Os autores de [39] desenvolveram um método heurístico de fácil implementação para resolver o problema da SOC, considerando a carga variável ao longo do tempo. Por sua vez, em [40] é apresentado um enfoque prático para o problema da SOC em um modelo de alimentador de múltiplas seções e distribuição de carga não uniforme, combinando um método baseado na densidade de corrente econômica com uma abordagem guiada por índices heurísticos. Os autores de [1] implementaram uma abordagem baseada na comparação das perdas incrementais causadas pela adição de carga à rede para a SOC. Finalmente, em [41] é apresentado um modelo para a SOC que considera a carga não uniforme, o fator de carga, o aumento de carga, os custos de energia e as perdas de potência. Este problema foi resolvido por meio de um método eficiente que enumera sistematicamente o espaço de busca, reduzindo-o através de decisões lógicas e considerando apenas aquelas soluções viáveis próximas ao limite das restrições.

Na literatura especializada, foi relatado o uso de diversas técnicas metaheurísticas para a solução do problema da SOC. Em [42] e [43], os autores propõem uma técnica

baseada no algoritmo de otimização seno-coseno (SCA) para abordar a SOC. Em [44] é apresentada uma estratégia de otimização mestre-escravo, onde na etapa mestre é implementado o algoritmo de otimização de distribuição normal generalizada (GNDO) com uma fase de melhoria baseada no algoritmo de busca de vórtices (VSA), enquanto na etapa escrava é utilizado o algoritmo de varredura direta e reversa (BFS). Além disso, algoritmos inspirados no comportamento animal foram aplicados à SOC, como o algoritmo de busca de corvos (CSA) em [45] e o algoritmo de otimização de baleias (WOA) em [46]. Finalmente, em [47, 48, 49], os autores abordam o problema por meio do uso do algoritmo genético (GA), uma técnica clássica e amplamente estudada para a solução de problemas de otimização complexos.

Por outro lado, as técnicas exatas também têm sido amplamente estudadas para resolver o problema da SOC. Essas técnicas garantem a convergência para uma solução ótima do problema por meio do uso de software especializado. Em [50], é apresentado um enfoque baseado em PNLIM utilizando uma matriz de incidência ramo-nó para resolver a SOC em SDEE de corrente contínua. O modelo proposto foi implementado no software de otimização GAMS (General Algebraic Modeling System). Em [51], os autores desenvolveram um modelo PNLIM para a SOC que considera três cenários diferentes de demanda. O modelo foi resolvido utilizando GAMS e o *solver* DICOPT, aplicando-o a sistemas de teste radiais com 8 e 27 barras. Finalmente, em [37], é proposto um enfoque baseado em PLIM para a SOC, utilizando um modelo de SDEE radial em regime permanente, formulado por meio de expressões lineares.

2.0.2 Sistemas de armazenamento de energia elétrica

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) têm um papel cada vez mais relevante nos sistemas elétricos modernos. Numerosas pesquisas têm se concentrado em suas diferentes tecnologias, aplicações, alocação e dimensionamento ótimos. Por exemplo, em [52] analisa-se o uso de SAE para mitigar as limitações térmicas em linhas de transmissão congestionadas, e destacam-se os aspectos técnicos que podem ser melhorados com a implementação de SAE em sistemas de transmissão, sem incluir aplicações nos setores de geração ou usuários finais. As aplicações estão resumidas na Tabela 1.

Em [53], apresenta-se uma revisão de diversas tecnologias de armazenamento de energia utilizadas em aplicações reais, destacando as tecnologias de armazenamento térmico para processos industriais de refrigeração e aquecimento. A pesquisa revela que a maioria dos projetos operacionais utiliza tecnologia de armazenamento de energia em baterias (BESS), seguidos pelo armazenamento de energia hidrelétrica bombeada (PHES). Além disso, uma série de estudos sobre o dimensionamento, localização e operação ótimos de SAE são revisados em [54]. Esses estudos sugerem que, apesar da ampla aplicação dos BESS devido às suas características técnicas, os sistemas de armazenamento de energia em

Tabela 1 – Aplicações de tecnologias de armazenamento de energia para sistemas de transmissão

Aplicação	Descrição
Amortecimento de Oscilações	Aumentar a capacidade de carga da transmissão melhorando o desempenho da estabilidade dinâmica a longo prazo
Melhoria da Queda de Tensão Transitória	Aumentar a capacidade de carga da transmissão reduzindo a queda de tensão transitória após uma perturbação do sistema
Estabilidade de Tensão Dinâmica	Melhorar a capacidade de transferência da transmissão melhorando as margens de estabilidade de tensão
Religamento de Disjuntores	Permitir o religamento de disjuntores em alto deslocamento angular após grandes perturbações
Amortecimento de Ressonância Subsíncrona	Aumentar a capacidade da linha de transmissão permitindo maiores níveis de compensação série, fornecendo amortecimento subsíncrono ativo
Alívio de Sobrecarga Térmica	Gerir a sobrecarga e as violações de contingência N-1 através do alívio temporário da sobrecarga da linha

Fonte: Adaptado de [52]

volante de inércia (FES) também devem ser considerados em certas redes de distribuição. Além disso, os SAE têm sido recomendados para aumentar a estabilidade e confiabilidade dos SDEE, por meio da redução de energia flutuante entregue à rede proveniente de FERNC (na Figura 3 mostra-se a configuração típica da integração de SAE e GD em SDEE), ao mesmo tempo que se adiam possíveis investimentos de melhoria das redes devido ao aproveitamento técnico dos SAE [55, 56].

Por outro lado, as estratégias de operação e controle ótimos de SAE em SDEE com penetração de DER não podem ser ignoradas, pois oferecem diversas vantagens para a melhoria da confiabilidade, flutuações de frequência, perfis de tensão, corte de pico de demanda, entre outras [57, 58]. No entanto, a variabilidade das FERNC produz um erro nas previsões de geração, o que implica a adaptação das estratégias de operação ótima dos SAE com o uso de programação estocástica. Dessa forma, consegue-se um melhor desempenho e benefício econômico [59].

2.0.2.1 Tipos de sistemas de armazenamento de energia

Existe uma grande variedade de tecnologias de SAE, cuja aplicação pode ser classificada pelo tempo de duração de carga e descarga. Dentro das tecnologias que serão discutidas nesta seção, estão incluídos os supercapacitores, armazenamento de energia em volante de inércia, sistemas de armazenamento de energia magnética por supercondutividade e BESS.

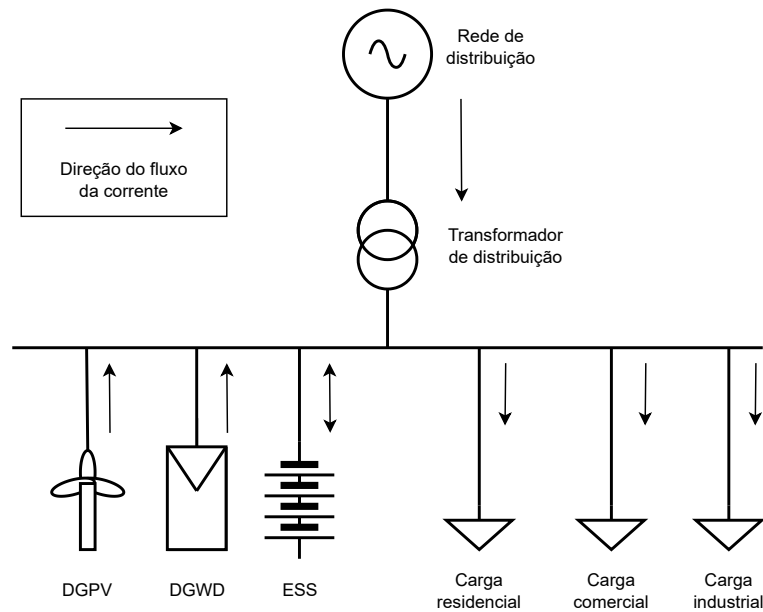


Figura 3 – Rede de distribuição com DER

Fonte: Autor

2.0.2.1.1 Supercapacitores

Os capacitores normalmente são construídos a partir de duas placas metálicas paralelas separadas por um dielétrico, que armazenam a energia na forma de campo elétrico. A capacidade de armazenamento pode ser melhorada através do aumento da capacitância ou da aplicação de uma tensão maior sobre as placas. Os supercapacitores, também chamados de ultracondensadores, são condensadores de dupla camada cuja capacitância por nível de volume aumenta devido à sua estrutura de eletrodos porosos, em comparação com os capacitores típicos [60]. Além disso, os supercapacitores oferecem vantagens sobre os BESS, como a capacidade de carga e descarga contínuas sem apresentar problemas de degradação ou vida útil [61]. Em termos de aplicações para SDEE, os supercapacitores são usados para suavização de energia e dispositivos de carga momentânea (por exemplo, as comunicações sem fio), fornecendo energia durante quedas de tensão e interrupções de curta duração [62].

2.0.2.1.2 Armazenamento de energia por meio de volante de inércia

A tecnologia de armazenamento de energia por meio de volante de inércia (FES) tem sido explorada desde a década de 1970 com os "gyrobuses". O FES pode ser usado de forma independente, acoplado com GD ou em configuração híbrida com baterias. A

energia é armazenada acelerando um rotor a alta velocidade, utilizando o conceito de inércia dado pela equação (2.1) [63].

$$E = \frac{1}{2} I\omega^2 \quad (2.1)$$

Onde E é a quantidade de energia armazenada no FES, I é o momento de inércia do rotor e ω é a velocidade angular. Além disso, como pode ser observado na equação (2.1), a capacidade de armazenamento do FES pode aumentar se o momento de inércia ou a velocidade angular aumentarem. Fatores-chave como material, geometria e comprimento do volante influenciam na capacidade de armazenamento. Além disso, os avanços em materiais compostos e rolamentos magnéticos têm melhorado sua durabilidade e eficiência [64]. O uso de FES em SDEE pode melhorar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia, que está conectado à rede como mostrado na figura 4. O FES está acoplado a um motor/gerador com o qual intercambia energia cinética, operando como motor se o FES estiver armazenando energia; caso contrário, opera como gerador [65].

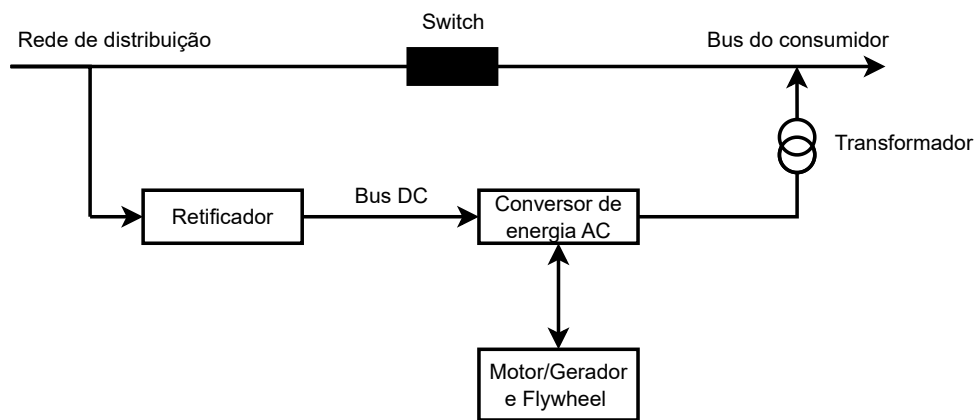


Figura 4 – Conexão de um sistema FES com SDEE

Fonte: Autor

2.0.2.1.3 Sistema de armazenamento de energia magnética por supercondutividade

Um sistema de armazenamento de energia magnética por supercondutividade (SMES) é composto por uma bobina supercondutora, um sistema de condicionamento de energia e um sistema de refrigeração e vácuo, como pode ser observado na figura 5 [66]. A energia é armazenada no campo magnético gerado por uma corrente contínua (DC) que circula

na bobina, a qual é resfriada criogenicamente abaixo de seu ponto crítico supercondutor. Os modelos construtivos da bobina podem ser solenoidais ou toroidais, onde a estrutura solenoidal é mais simples e econômica; no entanto, a toroidal minimiza os campos dispersos. Para a carga e descarga da bobina, utilizam-se conversores de fonte de corrente ou de tensão [61]. Os sistemas SMES podem liberar a energia armazenada quase instantaneamente e oferecem alta eficiência; entretanto, sua implementação implica em altos custos de investimento devido aos materiais necessários para sua construção. Atualmente, espera-se que seu uso aumente com a crescente integração das energias FERNC nas redes de distribuição [67].

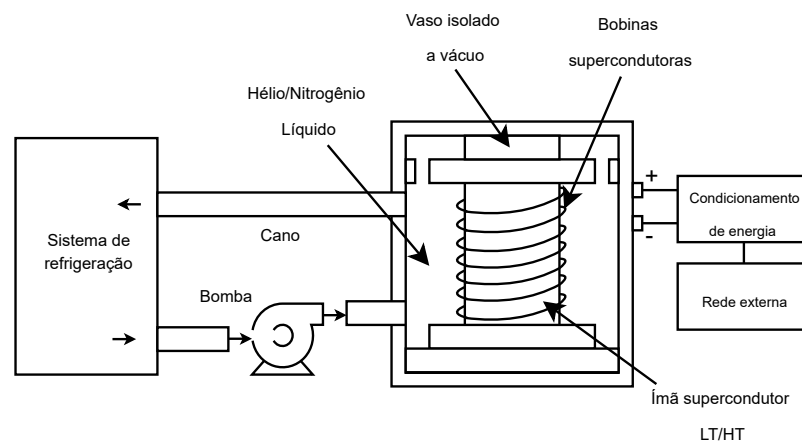


Figura 5 – Diagrama esquemático de um sistema SMES
Fonte: Autor

2.0.2.1.4 Sistema de armazenamento de energia em baterias

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) são necessários para múltiplas aplicações em nível global, como em SDEE, veículos elétricos, sistemas eletrônicos portáteis, estabilização de redes elétricas, missões marinhas e aeroespaciais [68]. Seu funcionamento consiste em um processo eletroquímico que converte a energia química armazenada em energia elétrica durante o processo de descarga, onde o ânodo, que está carregado negativamente, cede elétrons ao cátodo e vice-versa durante o processo de carga. Os elementos principais de um BESS (Observe a figura 6) incluem baterias, sistema de proteção, sistema de controle e sistema de condicionamento de energia (C-PCS), que são responsáveis por realizar a transformação da corrente DC gerada pela bateria em AC, ajustar os níveis de tensão e corrente dentro dos limites permitidos, fornecer proteção contra falhas, gerenciar e prolongar a vida útil e eficiência dos BESS [69].

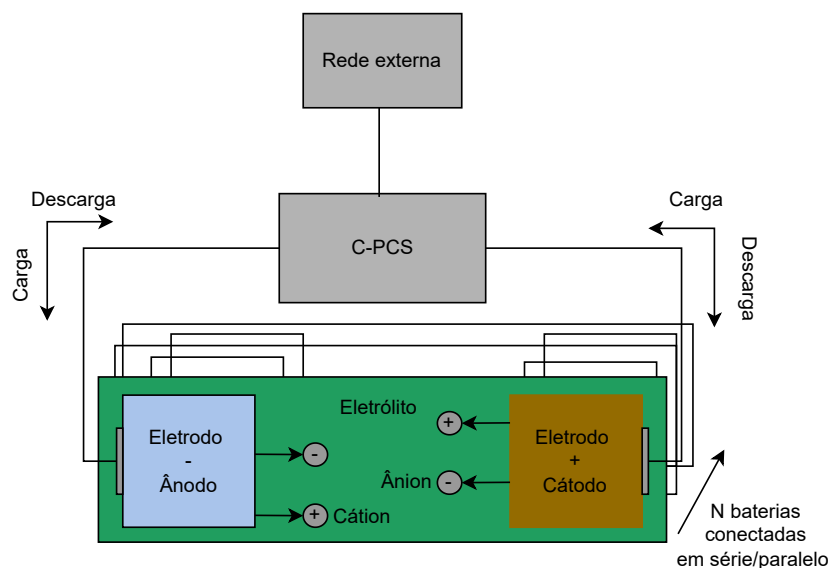


Figura 6 – Componentes básicos e princípio de funcionamento do BESS
Fonte: Autor

As tecnologias de baterias mais comuns em aplicações de sistemas elétricos são as de chumbo-ácido, íon de lítio (Li-ion) e sódio-enxofre (NaS) [67]. As baterias de chumbo-ácido são consideradas a tecnologia mais madura e implantada para aplicações em pequena escala, devido ao seu baixo custo de investimento. No entanto, têm baixa densidade de energia, o que aumenta a quantidade de baterias necessárias para suprir a demanda requerida, algo a ser considerado durante o processo de planejamento dos SDEE [70]. As baterias de Li-ion e NaS oferecem alta densidade de energia, embora apresentem dificuldades em termos de custo no caso das baterias de Li-ion e de segurança para as baterias NaS, nas quais ocorreram reações químicas com certo nível de perigo [61].

2.0.2.1.5 Outras tecnologias de SAE

Existem outros tipos de tecnologias de SAE que têm sido utilizadas em SDEE. Além das mencionadas anteriormente, incluem-se o armazenamento de energia hidráulica por bombeamento (PHES), armazenamento de energia de ar comprimido (CAES), armazenamento de energia de hidrogênio, entre outras. Na Tabela 2, é apresentada uma comparação das características técnicas dos diferentes tipos de SAE [67, 53, 71].

2.0.2.2 Aplicações de SAE

A flexibilidade proporcionada por fontes de geração convencionais e os desafios econômicos representados pela execução de projetos de SAE têm significado uma barreira

Tabela 2 – Características técnicas dos SAE

Tipo de SAE	Faixa de potência (MW)	Período/duração de armazenamento	Eficiência (%)	Custo por potência (\$/kW)	Custo por energia (\$/kWh)	Vida útil (anos)
SMES	0.1 - 10	Minutos - horas	95 - 98	200 - 300	1000 - 10000	20 +
Flywheel	0 - 0.25	Segundos-minutos	85 - 95	250 - 350	1000 - 5000	15
Super capacitor	0 - 0.3	Segundos - horas	84 - 97	100 - 300	300 - 2000	10 - 30
CAES	5 - 300	Horas - meses	50 - 89	400 - 800	2 - 50	20 - 60
Hidrogênio	0 - 50	Horas - meses	20 - 66	10000 +		5 - 15
PHES	100 - 5000	Horas - meses	65 - 87	600 - 2000	5 - 100	40 - 60
BESS:						
Chumbo ácido	0 - 20	Minutos - dias	63 - 90	300 - 600	200 - 400	5 - 15
NaS	0.05 - 8	Segundos - horas	75 - 90	1000 - 3000	300 - 500	10 - 15
Li-ion	0 - 0.1	Minutos - dias	75 - 97	1200 - 4000	600 - 2500	5 - 15

Fonte: Adaptado de [67, 53, 71]

para a implantação dessas tecnologias. Além disso, a falta de experiência e ferramentas técnicas para a análise de desempenho e viabilidade econômica aumentava os problemas anteriormente mencionados [72]. Atualmente, a mudança nas matrizes energéticas a nível mundial tem acelerado a inserção dos SAE, devido às suas contribuições técnicas na melhoria dos perfis de tensão, redução de perdas de potência, adiamento de novos investimentos nos sistemas de potência, suporte à variabilidade na saída de potência das FERNC e melhoria no desempenho geral das redes.

Quanto à classificação das aplicações dos SAE, estas podem ser analisadas do lado das empresas prestadoras de serviços, considerando principalmente os enfoques da geração e distribuição de energia. Por outro lado, existe um enfoque no usuário final, que adota técnicas de gestão da demanda, onde se analisa o comportamento das cargas durante períodos de tempo estabelecidos e se tomam decisões sobre o armazenamento e entrega de energia para obter a maior quantidade de benefício econômico possível e aliviar a sobrecarga das redes durante os picos de demanda [72, 73].

Os SAE são cruciais para gerenciar a produção de energia ao longo do tempo. Durante períodos de baixa demanda ou preços baixos, o excesso de energia pode ser armazenado e, em seguida, utilizado durante períodos de alta demanda, preços altos ou baixa geração. Esse processo aumenta a flexibilidade do sistema, melhora os benefícios econômicos, alivia a sobrecarga das linhas e melhora a confiabilidade do fornecimento [71, 69, 74]. Além disso, os SAE podem ter participação em na regulação e estabilidade da tensão na rede, assim como no suporte aos geradores convencionais, que requerem um controle preciso da potência reativa para operar corretamente. Também contribuem para manter a estabilidade da frequência da rede, fornecendo potência ativa e reativa durante interrupções ou flutuações repentinas na oferta e na demanda, que podem ocorrer devido a falhas ou manobras no sistema [71, 75].

A importância dos SAE também se destaca em sua capacidade de suavizar as variações na saída de potência das FERNC, como a energia solar fotovoltaica e a eólica. Esses sistemas funcionam carregando rapidamente quando a produção de energia aumenta e descarregando quando diminui, o que ajuda a mitigar as flutuações e a manter uma saída de potência mais estável [75, 71, 74].

Os SAE do lado do usuário final estão mais relacionados a satisfazer a demanda de energia e à gestão da demanda, cuja base é a programação econômica das cargas. Existem aplicações técnicas como o aplanamento de picos (*Peak shaving*), preenchimento de vales (*Valley filling*) e deslocamento de carga (*Load shifting*). Os objetivos principais das estratégias de gestão da demanda são os seguintes [76]: (i) Manter o pico de fornecimento/demanda dentro de um intervalo adequado e (ii) Conservar um fator de carga o mais próximo possível de 1. Além disso, o uso dos SAE pode aumentar a resiliência e segurança de cargas industriais e críticas do sistema, como hospitais, ao fornecer uma fonte ininterrupta de potência (UPS) [74].

2.0.2.3 Alocação, Dimensionamento e Operação Ótimas de BESS

O planejamento da inserção de SAE em SDEE tem sido amplamente estudado, com um foco principal na alocação, dimensionamento e operação ótimos. Nesta seção, são apresentadas diferentes técnicas baseadas em métodos analíticos, otimização matemática e técnicas metaheurísticas. Dado que os BESS são a tecnologia mais desenvolvida, o enfoque da pesquisa concentra-se neles.

A alocação e dimensionamento ótimos de BESS em SDEE apresentam desafios significativos. Esses desafios decorrem da necessidade de equilibrar fatores técnicos e econômicos, considerando a natureza combinatória do problema, que envolve tanto variáveis de decisão inteiras quanto contínuas. Abordagens tradicionais geralmente se baseiam em técnicas metaheurísticas, que são eficazes na resolução de problemas de otimização não convexos, mas são limitadas por sua dependência de extensiva configuração de parâmetros e pela incapacidade de garantir soluções globalmente ótimas. Além disso, a integração de GD nos SDEE introduz complexidades adicionais, pois desajustes entre a capacidade de GD e a demanda de carga podem levar a desperdícios de energia, exigindo métodos de otimização mais sofisticados e robustos.

O problema da ADOO-BESS em redes de distribuição de energia tem sido o foco de extensas pesquisas, com várias metodologias propostas para enfrentar esse complexo desafio de otimização. No âmbito das técnicas heurísticas, algoritmos baseados na sensibilidade de perda [77] e abordagens baseadas na sensibilidade de tensão [78] foram propostos para determinar o posicionamento ótimo de BESS. Outros métodos heurísticos incluem o uso de índice de coerência e análise de componentes principais (PCA) para identificar locais candidatos para BESS [79], bem como estruturas projetadas para investigar diferen-

tes cenários de posicionamento de BESS considerando incertezas na geração e demanda do sistema [80].

As metaheurísticas, inspiradas em processos naturais e biológicos, têm sido amplamente aplicadas na otimização de BESS. Os algoritmos genéticos (GA) estão entre as técnicas mais comumente empregadas, como demonstrado em estudos como [81] e [82], onde o GA é utilizado tanto para o posicionamento quanto para o dimensionamento de BESS. A eficácia do GA na resolução desses problemas complexos é ainda mais ilustrada em estudos [83], onde é comparado com outras técnicas de otimização, como Otimização por Enxame de Partículas (PSO) e Algoritmo de Enxame Salp (SSA).

Além do GA, outras técnicas metaheurísticas foram empregadas. Por exemplo, [84] e [85] propõem um modelo de otimização estocástica utilizando uma simulação de Monte Carlo envolvendo um algoritmo de evolução diferencial. Uma abordagem de teoria dos jogos é apresentada em [86], enquanto [87] introduz um processo de otimização em duas etapas usando um algoritmo mestre-escravo, com um algoritmo de otimização multiobjetivo (algoritmo genético de ordenação não dominada II) na primeira etapa e um algoritmo de busca tabu na segunda. Da mesma forma, [88] e [89] apresentam um modelo não linear do problema e propõem uma metodologia mestre-escravo; em [88], a fase mestre é resolvida usando o GA paralelo de Chu & Beasley, enquanto um algoritmo de busca em vórtice é empregado na fase escrava, e [89] utiliza três algoritmos diferentes na fase mestre: método de Monte Carlo paralelo, Algoritmo Genético Paralelo de Chu & Beasley e Otimizador de Enxame de Partículas Paralelo, enquanto um algoritmo de busca em vórtice é empregado na fase escrava. Um algoritmo de vaga-lume melhorado é utilizado em [90], e um otimizador de partícula única inteligente (ISPO) é adotado em [91].

Outras abordagens notáveis incluem o uso de otimização por colônia de abelhas artificiais em [92], uma estrutura em duas etapas com GA incorporada com Monte Carlo sequencial (SMC) em [93], e uma abordagem de otimização multiobjetivo por enxame de partículas em [94]. O algoritmo de busca de corvos com um operador diferencial é proposto em [95], enquanto [96] emprega o Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo baseado em Decomposição (MOEA/D). A Otimização Baseada em Aprendizado (TLBO) é utilizada como o principal otimizador em [97], um algoritmo genético de recozimento simulado modificado é proposto em [98], e o algoritmo de gansos selvagens é utilizado em [99].

Outras abordagens metaheurísticas também ganharam força na otimização de BESS. A Otimização por Enxame de Partículas (PSO) foi amplamente adotada, como visto em [100], onde é integrada ao otimizador CPLEX para um modelo de programação em dois níveis, e em [101], onde é comparada com o Algoritmo de Otimização de Abutres Africanos (AVOA) e o Algoritmo de Enxame Salp (SSA). A Otimização por Lobo Cinza (GWO) também foi explorada em [102] e [103], oferecendo uma abordagem distinta para

otimizar a localização e o tamanho de BESS. Além disso, técnicas mais recentes, como o Algoritmo de Otimização de Baleia (WOA) [104], Otimização de Ecossistema Artificial (AEO) [105], Algoritmo de Otimização de Coiotes (COA) [106] e Otimizador de Crescimento (GO) [107] foram propostas, cada uma trazendo vantagens únicas para o processo de otimização. Uma estratégia diferente é apresentada em [108], onde um modelo de programação não linear com variáveis inteiras mistas é resolvido usando um algoritmo genético de Chu & Beasley, enquanto [109] propõe um algoritmo híbrido de Busca Tabu/Otimização por Enxame de Partículas (TS/PSO).

Alguns estudos buscaram aumentar a precisão das técnicas metaheurísticas integrando-as com métodos exatos. Por exemplo, o GA é empregado em abordagens híbridas, como em [110], onde é combinado com programação quadrática sequencial, e em [111], onde é acoplado com programação linear para otimizar o posicionamento, dimensionamento e programação de BESS. Da mesma forma, [112] emprega um algoritmo de ponto interior primal-dual dentro de um quadro metaheurístico, enquanto [113] combina Otimização Evolutiva por Enxame de Partículas (EPSO) com programação linear. Além disso, [100] integra a Otimização por Enxame de Partículas (PSO) com o otimizador CPLEX em um modelo de programação em dois níveis para abordar o dimensionamento e a localização de BESS, mostrando o potencial de estratégias híbridas para alcançar resultados de otimização mais refinados. Finalmente, [114] desenvolveu um modelo em duas etapas. Na primeira etapa, um problema de otimização estocástica robusta foi resolvido para determinar a localização ótima dos BESS, enquanto a segunda etapa determinou a capacidade de energia mais lucrativa do BESS, considerando os cenários com as maiores probabilidades.

2.0.3 Trabalhos relevantes

Durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado, diversos estudos prévios desempenharam um papel importante na formulação dos modelos matemáticos e na validação dos resultados obtidos. Em particular, os trabalhos de [88] e [89] foram fundamentais para a parametrização do modelo matemático ADOO-BESS. Esses estudos forneceram valores de referência para a capacidade e os tempos de carga/descarga dos BESS, permitindo a construção de um modelo mais alinhado com a realidade operacional dos SDEE.

Por outro lado, a modelagem das curvas de geração PV e demanda foi baseada na metodologia apresentada em [115], que estabelece uma aproximação detalhada dos perfis horários de geração e consumo, considerando fatores ambientais como a radiação solar e a temperatura. A integração desses elementos na formulação do problema permitiu aprimorar a precisão na simulação do comportamento operacional do sistema e avaliar com maior rigor o impacto do modelo de PLIM proposto.

No que diz respeito à formulação matemática, as transformações e linearizações

aplicadas no modelo de fluxo de potência foram adaptadas dos trabalhos de [116] e [37]. A implementação dessas técnicas permitiu converter um problema originalmente não linear em um problema de PLIM, facilitando sua resolução por meio de *solver's* especializados, como o CPLEX.

Por fim, a comparação dos resultados obtidos pelo modelo ADOO-BESS com os de [88] evidenciou uma melhoria na redução de perdas e nos tempos computacionais, o que indica a viabilidade do modelo de PLIM proposto. No entanto, é importante destacar que existem diferenças nos modelos matemáticos e na forma de solução, uma vez que, no estudo realizado pelos autores de [88], o modelo é de PNLIM e foi resolvido por meio de métodos iterativos, o que pode ter causado a divergência nos resultados.

3 MODELADO MATEMÁTICO

Para o desenvolvimento desta dissertação, é fundamental abordar uma série de modelos matemáticos que permitam alcançar os resultados propostos. Neste capítulo, são apresentados esses modelos, começando com o fluxo de potência não linear (FP) para SDEE radiais, descrito na seção 3.1. A segunda seção aborda as linearizações necessárias para transformar o FP em um modelo de PLIM. Posteriormente, é introduzido o modelo para a ADOSE, inicialmente formulado como um problema de PNLIM, o qual é convertido em PLIM por meio de uma série de linearizações utilizando o método Big-M. Finalmente, é apresentado um modelo para a ADOO-BESS em SDEE com alta penetração de GD.

3.1 Modelo de fluxo de potência não linear

O fluxo de potência através das linhas em um SDEE é um problema de alta complexidade matemática de PNLIM, o qual requer considerar as seguintes condições para representar o estado estacionário do SDEE:

- A topologia para a operação em estado estável do SDEE é radial.
- O SDEE é representado através de um equivalente monofásico.
- Considera-se apenas uma fonte de alimentação elétrica ou subestação para cada topologia radial.
- As cargas ou demandas do SDEE são modeladas como uma potência constante.
- As perdas de potência ativa e reativa das linhas do SDEE são concentradas na barra de início ou envio.
- A reatância capacitiva das linhas é desprezada.

O FP, como um problema de otimização não linear apresentado nesta seção, é derivado de [26], levando em consideração as condições para o regime permanente do SDEE mencionadas anteriormente e o FP para SDEE descrito pela Figura 7.

A função objetivo (FO) f dada pela equação (3.1), representa as perdas de potência do SDEE.

$$\text{Minimizar } f = \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_{ij} I_{ij,t}^2 \quad (3.1)$$

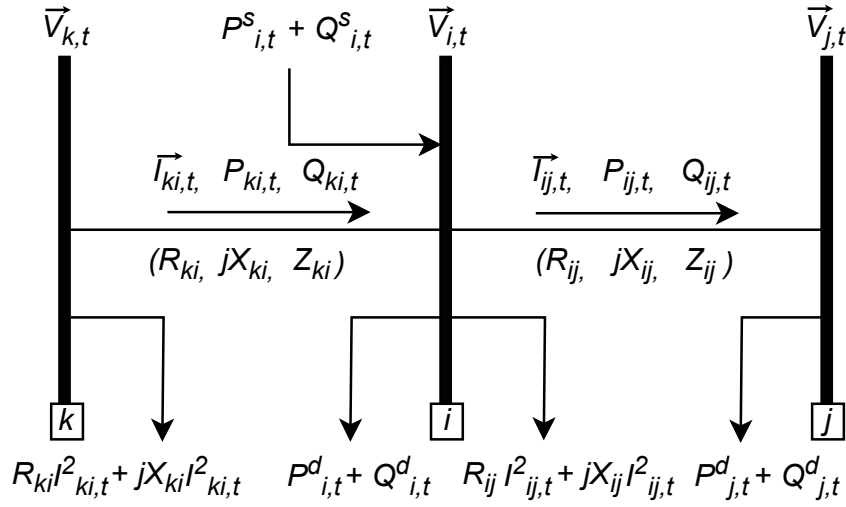


Figura 7 – Fluxo de potência em SDEE.

Fonte: Autor

Onde, Ω_l e Ω_t representam o conjunto das linhas e períodos, respectivamente. A resistência da linha ij é denotada por R_{ij} , enquanto a corrente através da linha ij no período de tempo t é dada por $I_{ij,t}$.

Adicionalmente, a FO está sujeita a uma série de restrições, elétricas e operacionais. As Equações (3.2) e (3.3) representam o balanço de potência ativa e reativa em cada barra do SDEE para um período de tempo t determinado.

$$P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^2) = P_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.2)$$

$$Q_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^2) = Q_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.3)$$

Onde, $P_{i,t}^s$ e $Q_{i,t}^s$ representam a potência ativa e reativa fornecida da subestação até a barra i no período de tempo t . Os fluxos de potência ativa e reativa através das linhas ki e ij , no período de tempo t são denotados por $P_{ki,t}$, $P_{ij,t}$ e $Q_{ki,t}$, $Q_{ij,t}$, respectivamente. A reatância da linha ij é representada por X_{ij} . Por outro lado, $P_{i,t}^d$ e $Q_{i,t}^d$ são as demandas de potência ativa e reativa na barra i no período de tempo t . Finalmente, Ω_b é o conjunto de barras do SDEE.

A queda de tensão para cada trecho do SDEE, seguindo a figura 7, é dada pela equação (3.4).

$$\vec{V}_{i,t} - \vec{V}_{j,t} = (R_{ij} + jX_{ij}) \vec{I}_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.4)$$

Onde, $\vec{I}_{ij,t}$ pode ser expressa como:

$$\vec{I}_{ij,t} = \left(\frac{S_{ij,t}}{\vec{V}_{j,t}} \right)^* ; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.5)$$

Por sua vez, a potência aparente conjugada $S_{ij,t}^*$ é dada pela equação (3.6):

$$S_{ij,t}^* = P_{ij,t} - jQ_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.6)$$

Substituindo (3.6) na (3.5), obtém-se $\vec{I}_{ij,t}$ em termos de $P_{ij,t}$ e $Q_{ij,t}$, como mostrado na equação (3.7).

$$\vec{I}_{ij,t} = \left(\frac{P_{ij,t} - jQ_{ij,t}}{\vec{V}_{j,t}^*} \right); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.7)$$

Substituindo (3.7) na (3.4), obtém-se a seguinte expressão:

$$(\vec{V}_{i,t} - \vec{V}_{j,t}) \vec{V}_{j,t}^* = (R_{ij} + jX_{ij})(P_{ij,t} - jQ_{ij,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.8)$$

Considerando a representação fasorial ($z = r\angle\theta$), tem-se que $\vec{V}_{i,t} = V_{i,t}\angle\theta_{i,t}$, $\vec{V}_{j,t} = V_{j,t}\angle\theta_{j,t}$ e $\theta_{ij,t} = \theta_{i,t} - \theta_{j,t}$. A equação (3.8) pode ser reescrita como apresentada a seguir:

$$V_{i,t}V_{j,t}(\cos\theta_{ij,t} + j\sin\theta_{ij,t}) - V_{j,t}^2 = (R_{ij} + jX_{ij})(P_{ij,t} - jQ_{ij,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.9)$$

Separando as partes real e imaginárias da equação (3.9), temos que:

$$V_{i,t}V_{j,t}\cos\theta_{ij,t} = V_{j,t}^2 + (R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.10)$$

$$V_{i,t}V_{j,t}\sin\theta_{ij,t} = X_{ij}P_{ij,t} - R_{ij}Q_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.11)$$

Posteriormente, somando e elevando ao quadrado as equações (3.10) e (3.11), levando em consideração a propriedade trigonométrica $\cos^2\theta_{ij,t} + \sin^2\theta_{ij,t} = 1$, obtém-se a seguinte expressão:

$$V_{i,t}^2 = V_{j,t}^2 + 2(R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}) + \frac{(R_{ij}^2 + X_{ij}^2)(P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2)}{V_{j,t}^2}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.12)$$

Onde, $I_{ij,t}^2 = \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{V_{j,t}^2}$ e $Z_{ij}^2 = R_{ij}^2 + X_{ij}^2$. Finalmente, a equação (3.12) pode ser reescrita como mostrado na equação (3.13), a qual corresponde à queda de tensão para cada trecho do SDEE, representada inicialmente por (3.4).

$$V_{i,t}^2 - 2(R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^2 - V_{j,t}^2 = 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.13)$$

A equação (3.14) representa o fluxo de potência aparente na linha ij no período de tempo t .

$$I_{ij,t}^2 V_{j,t}^2 = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2; \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.14)$$

Os limites de tensão nas barras i e corrente nas linhas ij , para o período de tempo t , estão dados pelas equações (3.15) e (3.16), respectivamente.

$$\underline{V} \leq V_{i,t} \leq \bar{V}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.15)$$

$$0 \leq I_{ij,t} \leq \bar{I}_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.16)$$

Onde, \underline{V} e \bar{V} representam os limites inferior e superior da magnitude da tensão ao quadrado do SDEE para o conjunto de barras. \bar{I}_{ij} é o limite superior da corrente ao quadrado na ramificação ij .

Finalmente, o modelo (3.17) representa o FP não linear em regime permanente para SDEE.

$$\left. \begin{aligned} & \text{Minimizar } f = \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_{ij} I_{ij,t}^2 \\ & \text{Sujeito a:} \\ & P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^2) = P_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \\ & Q_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^2) = Q_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \\ & V_{i,t}^2 - 2(R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^2 - V_{j,t}^2 = 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \\ & V_{j,t}^2 I_{ij,t}^2 = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2; \quad \forall ij \in \Omega_l \\ & \underline{V} \leq V_{i,t} \leq \bar{V}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \\ & 0 \leq I_{ij,t} \leq \bar{I}_{ij}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \end{aligned} \right\} \quad (3.17)$$

3.2 Modelo de fluxo de potência linearizado

No modelo (3.17) apresentado anteriormente, podem ser observadas não linearidades associadas a variáveis elevadas ao quadrado e à multiplicação de variáveis. Nesta seção, são realizadas uma série de transformações e linearizações derivadas de [116, 37], para conseguir um modelo de FP PLIM, que será a base para todos os problemas abordados.

3.2.1 Mudança de variáveis

Para reduzir a não linearidade do FP, realiza-se uma mudança de variáveis, onde $I_{ij,t}^2$, $V_{i,t}^2$ e $V_{j,t}^2$ são substituídos pelas novas variáveis $I_{ij,t}^{sqr}$, $V_{i,t}^{sqr}$ e $V_{j,t}^{sqr}$, que representam o quadrado das magnitudes originais. Uma vez resolvido o fluxo de potência, os valores finais de corrente e tensão são obtidos calculando a raiz quadrada deste conjunto de novas variáveis. Com esta mudança de variáveis, o modelo (3.17) pode ser reescrito como mostrado a seguir:

$$\left. \begin{aligned}
 &\text{Minimizar } f = \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_{ij} I_{ij,t}^{sqr} \\
 &\text{Sujeito a:} \\
 &P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) = P_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \\
 &Q_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) = Q_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \\
 &V_{i,t}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr} = 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \\
 &V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2; \quad \forall ij \in \Omega_l \\
 &\underline{V}^2 \leq V_{i,t}^{sqr} \leq \bar{V}^2; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \\
 &0 \leq I_{ij,t}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t
 \end{aligned} \right\} \quad (3.18)$$

Como se observa no modelo de FP dado por (3.18), a não linearidade associada ao quadrado da corrente e da tensão desapareceu. No entanto, persiste uma não linearidade na equação da potência aparente, devido à multiplicação de variáveis contínuas ($V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr}$) e à soma das potências ativa e reativa ao quadrado ($P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2$).

3.2.2 Linearização da potência aparente

A equação que representa o fluxo de potência aparente através da linha ij no período de tempo t está dada por:

$$V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2; \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.19)$$

Como proposto em [116, 37], o lado esquerdo da equação (3.19) pode ser linearizado da seguinte forma:

$$V_{j,t}^{sqr} I_{ij,t}^{sqr} = \left(\underline{V}^2 + \frac{1}{2} \overline{\Delta V} \right) I_{ij,t}^{sqr} + \sum_{s=1}^S P_{j,s,t}^c; \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.20)$$

$$\underline{V}^2 + \overline{\Delta V} \sum_{s=1}^S x_{i,s,t}^V \leq V_{i,t}^{sqr} \leq \underline{V}^2 + \overline{\Delta V} \sum_{s=1}^S x_{i,s,t}^V + \overline{\Delta V}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.21)$$

$$0 \leq \overline{\Delta V} \cdot I_{ij,t}^{sqr} - P_{j,s,t}^c \leq \overline{\Delta V} \cdot \overline{I_{ij}^2} (1 - x_{j,s,t}^V); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.22)$$

$$0 \leq P_{j,s,t}^c \leq \overline{\Delta V} \cdot \overline{I_{ij}^2} \cdot x_{j,s,t}^V; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.23)$$

$$x_{i,s,t}^V \leq x_{i,s-1,t}^V; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 2 \dots S \quad (3.24)$$

$$x_{i,s,t}^V \in \{0, 1\}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.25)$$

Neste caso, S representa o número de discretizações, $P_{j,t,s}^c$ é o fator de correção aplicado ao produto $V_{j,t}^{sqr}$ e $I_{ij,t}^{sqr}$, $\overline{\Delta V}$ é o passo de discretização da tensão, $x_{j,s,t}^V$ é a variável binária utilizada na discretização de $V_{i,t}^{sqr}$ e $\overline{I_{ij}^2}$ é a corrente máxima permitida pela linha ij . A equação (3.21) define os limites superior e inferior de $V_{j,t}^{sqr}$, a equação (3.22) estabelece os limites para os passos de discretização de potência, e a equação (3.23) fixa os limites para $P_{j,s,t}^c$. Finalmente, as Equações (3.24) e (3.25) estabelecem as restrições e a natureza da variável binária $x_{j,s,t}$.

Por outro lado, o lado direito de (3.19) pode ser linearizado da seguinte forma:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y,t}^s (\Delta P_{ij,y,t} + \Delta Q_{ij,y,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.26)$$

$$P_{ij,t}^+ - P_{ij,t}^- = P_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.27)$$

$$Q_{ij,t}^+ - Q_{ij,t}^- = Q_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.28)$$

$$P_{ij,t}^+ + P_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{ij,y,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.29)$$

$$Q_{ij,t}^+ + Q_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{ij,y,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.30)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y,t} \leq \Delta_{ij,t}^S; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall y \in 1 \dots Y \quad (3.31)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y,t} \leq \Delta_{ij,t}^S; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall y \in 1 \dots Y \quad (3.32)$$

$$P_{ij,t}^+, P_{ij,t}^-, Q_{ij,t}^+, Q_{ij,t}^- \geq 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.33)$$

O parâmetro Y indica o número de blocos de linearização, sendo $m_{ij,y,t}^s$ a inclinação do bloco y^{th} de fluxo de potência através da linha ij durante o período t . Os termos $\Delta P_{ij,y,t}$ e $\Delta Q_{ij,y,t}$ correspondem aos valores dos blocos y^{th} de $|P_{ij,t}|$ e $|Q_{ij,t}|$, respectivamente. As

Equações (3.27) a (3.33) definem os possíveis valores das variáveis $P_{ij,t}$ e $Q_{ij,t}$ em termos das variáveis auxiliares $P_{ij,t}^+$, $P_{ij,t}^-$, $Q_{ij,t}^+$ e $Q_{ij,t}^-$. Essas equações estabelecem que $|P_{ij,t}|$ e $|Q_{ij,t}|$ são determinados pela soma dos valores dentro de cada bloco de discretização. Também fixam os limites superior e inferior para a contribuição de cada bloco a $|P_{ij,t}|$ e $|Q_{ij,t}|$, e especificam a natureza e as restrições das variáveis auxiliares.

O tamanho do bloco, $\Delta_{ij,t}^S$, é calculado utilizando a equação (3.34). A inclinação do bloco y^{th} , $m_{ij,y,t}^s$, é determinada pela equação (3.35), enquanto o tamanho do bloco para o passo de discretização de tensão é calculado usando a equação (3.36).

$$\Delta_{ij,t}^S = \frac{\bar{V} \bar{I}_{ij}}{Y}; \quad (3.34)$$

$$m_{ij,y,t}^s = (2y - 1) \Delta_{ij,t}^S; \quad (3.35)$$

$$\bar{\Delta V} = \frac{\bar{V}^2 - \underline{V}^2}{S + 1}; \quad (3.36)$$

Finalmente, o modelo de FP linearizado é apresentado a seguir através das equações (3.37) a (3.58).

$$\text{Minimizar } f = \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_{ij} I_{ij,t}^{sqr} \quad (3.37)$$

$$P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) = P_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.38)$$

$$Q_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) = Q_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.39)$$

$$V_{i,t}^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{sqr} - V_{j,t}^{sqr} = 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.40)$$

$$\left(\underline{V}^2 + \frac{1}{2} \bar{\Delta V} \right) \cdot I_{ij,t}^{sqr} + \sum_{s=1}^S P_{j,s,t}^c = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y,t}^s (\Delta P_{ij,y,t} + \Delta Q_{ij,y,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.41)$$

$$\underline{V}^2 + \bar{\Delta V} \sum_{s=1}^S x_{i,s,t}^V \leq V_{i,t}^{sqr} \leq \underline{V}^2 + \bar{\Delta V} \sum_{s=1}^S x_{i,s,t}^V + \bar{\Delta V}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.42)$$

$$0 \leq \bar{\Delta V} \cdot I_{ij,t}^{sqr} - P_{j,s,t}^c \leq \bar{\Delta V} \cdot \bar{I}_{ij}^2 (1 - x_{j,s,t}^V); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.43)$$

$$0 \leq P_{j,s,t}^c \leq \bar{\Delta V} \cdot \bar{I}_{ij}^2 \cdot x_{j,s,t}^V; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.44)$$

$$x_{i,s,t}^V \leq x_{i,s-1,t}^V; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 2 \dots S \quad (3.45)$$

$$x_{i,s,t}^V \in \{0, 1\}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.46)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,t}^{sqr} \leq \bar{V}^2; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.47)$$

$$0 \leq I_{ij,t}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.48)$$

$$P_{ij,t}^+ - P_{ij,t}^- = P_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.49)$$

$$Q_{ij,t}^+ - Q_{ij,t}^- = Q_{ij,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.50)$$

$$P_{ij,t}^+ + P_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{ij,y,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.51)$$

$$Q_{ij,t}^+ + Q_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{ij,y,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.52)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y,t} \leq \Delta_{ij,t}^S; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall y \in 1 \dots Y \quad (3.53)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y,t} \leq \Delta_{ij,t}^S; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall y \in 1 \dots Y \quad (3.54)$$

$$P_{ij,t}^+; P_{ij,t}^-; Q_{ij,t}^+; Q_{ij,t}^- \geq 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.55)$$

$$\Delta_{ij,t}^S = \frac{\bar{V} \bar{I}_{ij}}{Y}; \quad (3.56)$$

$$m_{ij,y,t}^s = (2y - 1) \Delta_{ij,t}^S; \quad (3.57)$$

$$\Delta \bar{V} = \frac{\bar{V}^2 - \underline{V}^2}{S + 1}; \quad (3.58)$$

3.3 Modelo para Alocação e Dimensionamento Ótimo de Subestações

Nesta seção, é apresentado um modelo matemático flexível para a ADOSE, o qual pode ser aplicado a SDEE que possuam uma ou mais subestações existentes ou candidatas a serem construídas. Inicialmente, é modelado como um problema de PNLIM devido à multiplicação de variáveis contínuas com variáveis binárias e à multiplicação entre variáveis binárias. Neste trabalho, uma série de linearizações é realizada utilizando o método Big-M para converter o problema em um problema de PLIM. O modelo matemático é baseado em [117], [15].

3.3.1 Modelo para ADOSE PNLIM

A equação (3.37) é agora modificada pela equação (3.59), para permitir minimizar o custo anual das perdas de potência, o custo anual da seleção dos condutores e o custo anual da construção de subestações.

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } f = & C_{loss} \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_c \cdot W_{ij,c} \cdot I_{ij,t}^{sqr} \\ & + K_2 \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} l_{ij} \cdot C_c \cdot W_{ij,c} + C_{sub} \sum_{\forall i \in \Omega_{bs}} X_i^{sub} \end{aligned} \quad (3.59)$$

Neste caso, C_{loss} representa o custo das perdas de potência anualizadas, que é calculado considerando K_p , K_e , T_t e LF que representam, respectivamente, o custo anual da demanda média ao longo do tempo, os gastos com energia, a duração em horas de cada nível de carga e o fator de perdas do sistema, conforme indicado na equação (3.60).

Ω_c é o conjunto de tipos de condutores tipo c disponíveis, enquanto o parâmetro l_{ij} é o comprimento da linha ij , R_c é a resistência (k Ω /km) do tipo de condutor c . $W_{ij,c}$ é uma variável binária que indica o tipo de condutor c selecionado. K_2 é o fator de recuperação de capital do condutor tipo c selecionado, que é calculado considerando a taxa de juros (i) e o número de anos (n) previstos no planejamento da distribuição, conforme indicado na equação (3.61). C_c é o custo do tipo de condutor c selecionado, Ω_{bs} é o conjunto das barras com subestações, C_{sub} é o custo anual da construção de subestações e X_i^{sub} é uma variável binária para a construção de subestações.

$$C_{loss} = [K_p + (K_e \cdot T_t \cdot LF)] \quad (3.60)$$

$$K_2 = \frac{i(i+1)^n}{(i+1)^n - 1} \quad (3.61)$$

As equações de balanço de potência ativa e reativa (3.38) e (3.39) são modificadas da seguinte maneira:

$$P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (P_{ij,t} + l_{ij} \cdot R_c \cdot W_{ij,c} \cdot I_{ij,t}^{sqr}) = P_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.62)$$

$$Q_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (Q_{ij,t} + l_{ij} \cdot X_c \cdot W_{ij,c} \cdot I_{ij,t}^{sqr}) = Q_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.63)$$

Onde X_c é a reatância do condutor do tipo c selecionado.

A equação (3.40) relacionada com a queda de tensão é modificada conforme mostrado a seguir:

$$V_{i,t}^{sqr} - 2l_{ij} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (R_c \cdot W_{ij,c} \cdot P_{ij,t} + X_c \cdot W_{ij,c} \cdot Q_{ij,t}) - \sum_{\forall c \in \Omega_c} (l_{ij}^2 \cdot Z_c^2 \cdot W_{ij,c} \cdot I_{ij,t}^{sqr}) - V_{j,t}^{sqr} - b_{ij,t} = 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.64)$$

Onde $Z_c^2 = R_c^2 + X_c^2$ é o quadrado da impedância do condutor do tipo c , e b_{ij} é uma variável contínua utilizada para forçar o cumprimento da equação (3.64). b_{ij} pode assumir diferentes valores dependendo de se o circuito ij está aberto ou fechado.

A equação (3.48) associada ao limite da corrente pela linha ij é modificada para levar em conta a direção do fluxo de potência, como se observa na equação (3.65).

$$0 \leq I_{ij,t}^{sqr} \leq \sum_{\forall c \in \Omega_c} (\bar{I}_{ij,c}^2 \cdot W_{ij,c}) \cdot (y_{ij,t}^+ + y_{ij,t}^-); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.65)$$

Neste caso, $\bar{I}_{ij,c}^2$ é o limite superior do quadrado da corrente na linha ij do condutor tipo c . $y_{ij,t}^+$ e $y_{ij,t}^-$ são variáveis binárias associadas à direção do fluxo de potência na linha ij . Quando uma dessas duas variáveis é igual a um, a linha ij respectiva está fechada; se ambas as variáveis são iguais a zero, a linha ij está aberta.

As equações (3.43) e (3.44) utilizadas na linearização da potência aparente são modificadas como se observa nas equações (3.66) e (3.67).

$$0 \leq \Delta V \cdot I_{ij,t}^{sqr} - P_{j,s,t}^c \leq \Delta V \sum_{c \in \Omega_c} \left(W_{ij,c} \cdot \bar{I}_{ij,c}^2 \right) \cdot (1 - x_{j,s,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.66)$$

$$0 \leq P_{j,s,t}^c \leq \Delta V \sum_{c \in \Omega_c} \left(W_{ij,c} \cdot \bar{I}_{ij,c}^2 \cdot x_{j,s,t} \right); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.67)$$

As equações (3.68) a (3.76) modelam a reconfiguração dos SDEE considerando a seleção ótima de condutores. As equações (3.68) e (3.69) estabelecem os limites superiores das variáveis auxiliares para a direção do fluxo de potência $P_{ij,t}^+$ e $P_{ij,t}^-$. O fluxo de potência reativa através da linha ij está descrito pela equação (3.70), enquanto os limites inferior e superior da variável auxiliar $b_{ij,t}$ são definidos em (3.71). Quando a linha ij está fechada, $b_{ij,t}$ é zero; caso contrário, seu valor pode ser determinado por (3.71). As equações (3.72) a (3.76) descrevem as condições de radialidade e fluxo de potência em uma única direção, onde N representa o número de barras do SDEE.

$$P_{ij,t}^+ \leq \bar{V} \cdot \bar{I}_{ij,c} \cdot W_{ij,c} \cdot y_{ij,t}^+; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.68)$$

$$P_{ij,t}^- \leq \bar{V} \cdot \bar{I}_{ij,c} \cdot W_{ij,c} \cdot y_{ij,t}^-; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.69)$$

$$|Q_{ij,t}| \leq \bar{V} \cdot \bar{I}_{ij,c} \cdot W_{ij,c} \cdot (y_{ij,t}^+ + y_{ij,t}^-); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.70)$$

$$|b_{ij,t}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2) \left(1 - (y_{ij,t}^+ + y_{ij,t}^-) \right); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.71)$$

$$\sum_{\forall ij \in \Omega_l} (y_{ij,t}^+ + y_{ij,t}^-) = N - \sum_{\forall i \in \Omega_{bs}} X_i^{sub}; \quad (3.72)$$

$$\sum_{\forall ij \in \Omega_l} (y_{ij,t}^+) + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} (y_{ki,t}^-) \geq 1; \quad \forall t \in \Omega_t, i = \text{subestação} \quad (3.73)$$

$$\sum_{\forall ij \in \Omega_l} (y_{ij,t}^-) + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} (y_{ki,t}^+) = 1; \quad \forall t \in \Omega_t, i \neq \text{subestação} \quad (3.74)$$

$$(y_{ij,t}^+ + y_{ij,t}^-) \leq 1; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.75)$$

$$y_{ij,t}^+, y_{ij,t}^- \in \{0, 1\}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.76)$$

As equações (3.77) e (3.78) estão relacionadas com o problema da seleção ótima de condutores levando em conta a reconfiguração de SDEE e definem os possíveis valores de $W_{ij,c}$ e sua natureza binária.

$$\sum_{\forall c \in \Omega_c} W_{ij,c} \leq (y_{ij,t}^+ + y_{ij,t}^-); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.77)$$

$$W_{ij,c} \in \{0, 1\}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c \quad (3.78)$$

As equações (3.79), (3.80) e (3.81) estão relacionadas com a ADOSE, onde são definidos os limites mínimos e máximos de potência ativa e reativa fornecidos pelas subestações e a natureza binária da variável X_i^{sub} .

$$0 \leq P_{i,t}^s \leq \overline{P}^s \cdot X_i^{sub}; \quad \forall i \in \Omega_{bs}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.79)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^s \leq \overline{Q}^s \cdot X_i^{sub}; \quad \forall i \in \Omega_{bs}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.80)$$

$$X_i^{sub} \in \{0, 1\}; \quad \forall i \in \Omega_{bs} \quad (3.81)$$

Finalmente, o modelo matemático para a ADOSE com PNLIM é dado da seguinte maneira:

Mimimizar: (3.59)

Sujeito a: (3.62) - (3.64), (3.42), (3.66) - (3.67), (3.45) - (3.47), (3.65), (3.49) - (3.58), (3.68) - (3.76), (3.77) - (3.81).

3.3.2 Linearização do modelo para ADOSE

Nesta seção, são apresentadas as linearizações necessárias para converter o problema da ADOSE em um problema de natureza PLIM. Observe que as equações (3.59) - (3.64) apresentam uma não linearidade devido à multiplicação de duas variáveis: uma binária e uma contínua ($W_{ij,c} \cdot I_{ij,t}^{sqr}$). Essa multiplicação será representada por $\xi_{ij,c,t}$. O processo de linearização é realizado por meio do método Big-M, no qual são adicionadas duas novas restrições dependentes de um parâmetro M , suficientemente grande para garantir o cumprimento das restrições adicionais. A seguir, as equações (3.82) e (3.83) mostram como é realizada a linearização.

$$0 \leq -\xi_{ij,c,t} + I_{ij,t}^{sqr} \leq M_1 \cdot (1 - W_{ij,c}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.82)$$

$$0 \leq \xi_{ij,c,t} \leq M_1 \cdot W_{ij,c}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.83)$$

Adicionalmente, a equação (3.64) apresenta duas não linearidades semelhantes ao caso anterior, devido às multiplicações $W_{ij,c} \cdot P_{ij,t}$ e $W_{ij,c} \cdot Q_{ij,t}$, que serão representadas pelas novas variáveis $\gamma_{ij,c,t}$ e $\psi_{ij,c,t}$, respectivamente. Essas serão linearizadas por meio da abordagem Big-M, conforme mostrado a seguir:

$$0 \leq -\gamma_{ij,c} + P_{ij,t} \leq M_2 \cdot (1 - W_{ij,c}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.84)$$

$$0 \leq \gamma_{ij,c,t} \leq M_2 \cdot W_{ij,c}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.85)$$

$$0 \leq -\psi_{ij,c,t} + Q_{ij,t} \leq M_3 \cdot (1 - W_{ij,c}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.86)$$

$$0 \leq \psi_{ij,c,t} \leq M_3 \cdot W_{ij,c}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.87)$$

Por outro lado, as equações (3.65) e (3.68) - (3.70) também apresentam não linearidades, devido à multiplicação de duas variáveis binárias: $W_{ij,c} \cdot y_{ij,t}^+$ e $W_{ij,c} \cdot y_{ij,t}^-$. As novas variáveis binárias que representarão essas multiplicações serão $\mu_{ij,c,t}^+$ e $\mu_{ij,c,t}^-$, respectivamente. A linearização dessas expressões é indicada nas equações (3.88) - (3.93).

$$0 \leq \mu_{ij,c,t}^+ \leq W_{ij,c}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.88)$$

$$0 \leq \mu_{ij,c,t}^+ \leq y_{ij,t}^+; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.89)$$

$$W_{ij,c} + y_{ij,t}^+ - 1 \leq \mu_{ij,c,t}^+ \leq 1; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.90)$$

$$0 \leq \mu_{ij,c,t}^- \leq W_{ij,c}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.91)$$

$$0 \leq \mu_{ij,c,t}^- \leq y_{ij,t}^-; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.92)$$

$$W_{ij,c} + y_{ij,t}^- - 1 \leq \mu_{ij,c,t}^- \leq 1; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.93)$$

De maneira semelhante, as equações (3.66) e (3.67) também apresentam não linearidades devido à multiplicação de duas variáveis binárias: $W_{ij,c} \cdot x_{j,s,t}$. De forma análoga, essa multiplicação de variáveis binárias é substituída por $\vartheta_{ij,c,s,t}$. A linearização é dada pelas equações (3.94) - (3.96).

$$0 \leq \vartheta_{ij,c,s,t} \leq W_{ij,c}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall s \in 1 \dots S, \forall t \in \Omega_t \quad (3.94)$$

$$0 \leq \vartheta_{ij,c,s,t} \leq x_{j,s,t}; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall s \in 1 \dots S, \forall t \in \Omega_t \quad (3.95)$$

$$W_{ij,c} + x_{j,s,t} - 1 \leq \vartheta_{ij,c,s,t} \leq 1; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall s \in 1 \dots S, \forall t \in \Omega_t \quad (3.96)$$

Ao substituir as variáveis definidas anteriormente e aplicar as linearizações propostas, a função objetivo representada em (3.59) é modificada, conforme mostrado na equação (3.97).

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } f_2 = & C_{loss} \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_c \cdot \xi_{ij,c,t} \\ & + K_2 \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} l_{ij} \cdot C_c \cdot W_{ij,c} + C_{sub} \sum_{\forall i \in \Omega_{bs}} X_i^{sub} \end{aligned} \quad (3.97)$$

As equações (3.62) - (3.64) relacionadas com o balanço de potência ativa e reativa e a queda de tensão, respectivamente, também são modificadas conforme mostrado a seguir:

$$P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (P_{ij,t} + l_{ij} \cdot R_c \cdot \xi_{ij,c,t}) = P_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.98)$$

$$Q_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (Q_{ij,t} + l_{ij} \cdot X_c \cdot \xi_{ij,c,t}) = Q_{i,t}^d; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.99)$$

$$\begin{aligned} & V_{i,t}^{sqr} - 2 \cdot l_{ij} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (R_c \cdot \gamma_{ij,c,t} + X_c \cdot \psi_{ij,c,t}) \\ & - \sum_{\forall c \in \Omega_c} (l_{ij}^2 \cdot Z_c^2 \cdot \xi_{ij,c,t}) - V_{j,t}^{sqr} - b_{ij,t} = 0; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \end{aligned} \quad (3.100)$$

A equação dos limites de corrente (3.65) é reescrita conforme indicado na equação:

$$0 \leq I_{ij,t}^{sqr} \leq \sum_{\forall c \in \Omega_c} \bar{I}_{ij,c}^2 \cdot (\mu_{ij,c,t}^+ + \mu_{ij,c,t}^-); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (3.101)$$

As equações (3.66) e (3.67) são reescritas da seguinte forma:

$$0 \leq \Delta V \cdot I_{ij,t}^{sqr} - P_{j,s,t}^c \leq \Delta V \sum_{c \in \Omega_c} (W_{ij,c} \cdot \bar{I}_{ij,c}^2 - \vartheta_{ij,c,s,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.102)$$

$$0 \leq P_{j,s,t}^c \leq \Delta V \sum_{c \in \Omega_c} (\bar{I}_{ij,c}^2 \cdot \vartheta_{ij,c,s,t}); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t, \forall s \in 1 \dots S \quad (3.103)$$

As equações (3.68) - (3.70) são linearizadas e representadas pelas equações (3.104) - (3.106).

$$P_{ij,t}^+ \leq \bar{V} \cdot \bar{I}_{ij,c} \cdot \mu_{ij,c,t}^+; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.104)$$

$$P_{ij,t}^- \leq \bar{V} \cdot \bar{I}_{ij,c} \cdot \mu_{ij,c,t}^-; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.105)$$

$$|Q_{ij,t}| \leq \bar{V} \cdot \bar{I}_{ij,c} \cdot (\mu_{ij,c,t}^+ + \mu_{ij,c,t}^-); \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c, \forall t \in \Omega_t \quad (3.106)$$

Finalmente, ao aplicar as linearizações propostas, o modelo para a ADOSE pode ser representado como um único modelo PLIM da seguinte maneira:

Mimimizar: (3.97)

Subjeito a: (3.98) - (3.100), (3.42), (3.102) - (3.103), (3.45) - (3.47), (3.101), (3.49) - (3.58), (3.104) - (3.106), (3.77) - (3.81).

3.4 Modelo para ADOO-BESS com GD

Esta seção apresenta o modelo proposto de PLIM para ADOO-BESS em sistemas de distribuição elétrica. Baseando-se na metodologia de fluxo de potência linear desenvolvida nesta dissertação, o modelo é adaptado para abordar o problema do ADOO-BESS.

Além disso, incorpora a curva de demanda horária para otimizar a operação do BESS, garantindo uma solução mais precisa.

A equação (3.107) define a função objetivo proposta para resolver o problema do ADOO-BESS em SDEE com DG. O objetivo é minimizar três componentes principais: o custo da perda de energia anual (f_1), o custo anual do ADOO-BESS (f_2) e o custo anual da energia injetada da subestação (f_3), reduzindo assim a necessidade de compras de energia da subestação.

$$\text{Minimizar } f = f_1 + f_2 + f_3 \quad (3.107)$$

f_1 representa o custo anual de perda de energia, conforme definido na equação (3.108). Aqui, T denota o número de dias em um ano. O conjunto Ω_t corresponde às horas (24 horas).

$$f_1 = C_{loss} \cdot T \cdot \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_{ij} \cdot I_{ij,t}^{sqr} \quad (3.108)$$

A função f_2 (equação (3.109)) representa o custo anual do ADOO-BESS. Nesta equação, de acordo com [89], C_{BESS} refere-se ao custo médio anual de instalação de 1 kWh de armazenamento de energia do BESS. Aqui, Ω_{BESS} denota o conjunto de todas as unidades BESS. A variável binária $W_{i,b}^{BESS}$ indica a alocação de BESS do tipo b no barramento i . A capacidade nominal ou energia máxima de BESS do tipo b é denotada por E_b .

$$f_2 = C_{BESS} \cdot \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall b \in \Omega_{BESS}} W_{i,b}^{BESS} \cdot E_b \quad (3.109)$$

A função f_3 (equação (3.110)) representa o custo anual da energia injetada da subestação. Nesta equação, de acordo com [89], C_{SE} denota o custo médio anualizado de compra de energia da subestação.

$$f_3 = C_{SE} \cdot T \cdot \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall t \in \Omega_t} P_{i,t}^s \quad (3.110)$$

Minimizar a função f_3 não apenas reduz os custos anuais totalizados de compra de energia da subestação (seja de fontes não convencionais ou de combustíveis fósseis) mas também contribui para a redução das emissões de carbono. Além disso, pode ajudar

a diminuir a quantidade de energia fornecida pela subestação durante as horas de pico, melhorando assim o desempenho técnico do SDEE.

A equação de balanço de potência ativa (3.38) é modificada conforme mostrado na equação (3.111).

$$P_{i,t}^s + \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) + P_{i,t}^{dg} + \sum_{\forall b \in \Omega_{BESS}} (P_{i,b,t}^{BESS}) = P_{i,t}^d, \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.111)$$

Aqui, a variável $P_{i,t}^{gd}$ representa a potência ativa injetada pela GD no barramento i durante a hora t . Da mesma forma, $P_{i,b,t}^{BESS}$ refere-se à potência ativa injetada pelo BESS no barramento i durante a hora t .

A equação (3.112) representa a potência ativa injetada pelo GD no barramento i durante a hora t . Os parâmetros $\underline{P}_{i,t}^{dg}$ e $\overline{P}_{i,t}^{dg}$ definem, respectivamente, os limites inferior e superior da potência ativa que pode ser injetada pela GD.

$$\underline{P}_{i,t}^{dg} \leq P_{i,t}^{dg} \leq \overline{P}_{i,t}^{dg}, \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t \quad (3.112)$$

A equação (3.113) define a relação entre a potência injetada ou armazenada e o estado de carga do BESS do tipo b no barramento i durante a hora t .

$$SoC_{i,b,t} = SoC_{i,b,t-1} - \frac{1}{E_b} \cdot P_{i,b,t}^{BESS}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall b \in \Omega_{BESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.113)$$

Aqui, $SoC_{i,b,t}$ representa o estado de carga do BESS alocado no barramento i durante a hora t , e $P_{i,b,t}^{BESS}$ denota a potência ativa (kW) entregue por um BESS do tipo b no barramento i durante a hora t .

As equações (3.114) e (3.115) são utilizadas para avaliar os estados de carga inicial e final do BESS, respectivamente..

$$SoC_{i,b,ti} = W_{i,b}^{BESS} \cdot SoC_{ini}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall b \in \Omega_{BESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.114)$$

$$SoC_{i,b,tf} = W_{i,b}^{BESS} \cdot SoC_{fin}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall b \in \Omega_{BESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.115)$$

Aqui, SoC_{ini} e SoC_{fin} representam os estados de carga inicial e final do BESS.

A equação (3.116) define os limites inferior e superior da potência gerada pelo BESS do tipo b , instalado no barramento i durante a hora t .

$$-W_{i,b}^{BESS} \cdot \frac{E_b}{Tc_b} \leq P_{i,b,t}^{BESS} \leq W_{i,b}^{BESS} \cdot \frac{E_b}{Tdc_b}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall b \in \Omega_{BESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.116)$$

Aqui, Tc_b e Tdc_b referem-se, respectivamente, aos tempos de carga e descarga do BESS do tipo b .

A equação (3.117) define os limites inferior e superior do estado de carga para o BESS do tipo b no barramento i durante a hora t .

$$W_{i,b}^{BESS} \cdot SoC_{min} \leq SoC_{i,b,t} \leq W_{i,b}^{BESS} \cdot SoC_{max}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall b \in \Omega_{BESS}, \forall t \in \Omega_t \quad (3.117)$$

Os parâmetros SoC_{min} e SoC_{max} denotam os limites mínimo e máximo do estado de carga.

A equação (3.118) especifica o número máximo de unidades de BESS do tipo b que podem ser instaladas no barramento i dentro do SDEE.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall b \in \Omega_{BESS}} W_{i,b}^{BESS} \leq \bar{N}_{BESS} \quad (3.118)$$

Onde \bar{N}_{BESS} representa o número máximo de unidades de BESS do tipo b que podem ser instaladas.

A equação (3.119) especifica que, em cada barramento i no SDEE, o número máximo de unidades de BESS do tipo b que podem ser instaladas é um. Finalmente, a equação (3.120) ilustra a natureza binária da variável $W_{i,b}^{BESS}$.

$$\sum_{\forall b \in \Omega_{BESS}} W_{i,b}^{BESS} \leq 1; \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.119)$$

$$W_{i,b}^{BESS} \in \{0, 1\}; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall b \in \Omega_{BESS} \quad (3.120)$$

As equações (3.113) a (3.120), que modelam o problema do ADOO-BESS, são derivadas de [88, 118] e evitam equações não lineares. Como resultado, o conjunto proposto de equações é totalmente linear.

Finalmente, o modelo do ADOO-BESS com GD envolve o FP, portanto, o modelo completo é representado da seguinte forma:

Mimimizar: (3.107)

Sujeito a: (3.111), (3.39) - (3.58), (3.112), (3.113) - (3.120).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Resultados ADOO-BESS

O modelo PLIM proposto para a ADOO-BESS foi desenvolvido utilizando a linguagem de programação AMPL e resolvido com o *solver* CPLEX. Os sistemas de teste de 33 [119] e 69 barras foram empregados para avaliar a eficiência e a capacidade do modelo.

A Tabela 3 resume os parâmetros utilizados para resolver o modelo matemático em todos os testes. Esses parâmetros foram adaptados de [88] e [89]. Cabe ressaltar que os limites de tensão máximos e mínimos não são usuais; no entanto, foram utilizados para efeitos de comparação de resultados. Os subscritos A, B, C referem-se aos diferentes tipos de BESS que podem ser selecionados, cada um caracterizado por capacidades nominais específicas e tempos de carga/descarga.

Tabela 3 – Parâmetros Gerais do Modelo

Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
T	365	dias	E_A	1000	kWh
\underline{V}	0,9	p.u	E_B	1500	kWh
\bar{V}	1,05	p.u	E_C	2000	kWh
SoC _{ini}	50	%	Tc_A	4	h
SoC _{fin}	50	%	Tc_B	4	h
SoC _{min}	10	%	Tc_C	5	h
SoC _{max}	90	%	Tdc_A	4	h
\bar{N}_{BESS}	3	Unidades	Tdc_B	4	h
C _{loss}	0,0604	US\$ /kW	Tdc_C	5	h
C _{SE}	0,1519	US\$ /kW	C _{BESS}	5,6304	US\$ /kWh

Fonte: Autor

Para a obtenção dos resultados, foram utilizadas curvas de geração e demanda (conforme mostrado na Figura 8) obtidas a partir dos dados reportados em [115]. A principal característica desses dados, empregados na construção dessas curvas, é sua variabilidade, a qual se deve à sua dependência das condições climáticas e aos hábitos de consumo dos usuários finais na região onde a rede elétrica está alocada. O estudo apresentado em [115] indica que, segundo a literatura especializada, as formulações mais precisas para a geração de curvas de produção fotovoltaica (PV) variáveis são baseadas no balanço energético do painel solar, dado que a energia solar absorvida por este se converte em energia elétrica e calor. No modelo utilizado para estimar a potência de saída de um gerador PV, são considerados fatores como um coeficiente de redução de potência, que leva em conta condições externas que podem afetar a produção do painel, tais como o acúmulo de sujeira, o sombreamento e a redução da eficiência devido a temperaturas elevadas, entre outros.

Além disso, são incluídos parâmetros como a radiação solar e a temperatura, tanto em condições reais de operação quanto em ambientes de teste padronizados ou de laboratório.

Para a construção da curva de geração PV específica utilizada neste estudo, os autores de [115] empregaram dados climatológicos sobre radiação solar e temperatura ambiente, promediados por hora, correspondentes à área urbana de Medellín, Colômbia. Esses dados foram extraídos do banco de dados da NASA e permitiram caracterizar o comportamento do recurso solar para um dia típico na cidade, considerando sua variabilidade. Quanto à curva de demanda, utilizaram registros históricos de consumo reportados pelo operador da rede na área de estudo, neste caso, Empresas Públicas de Medellín (EPM). Os dados coletados foram promediados por hora, obtendo-se assim um perfil representativo do consumo energético típico da cidade de Medellín em um dia padrão.

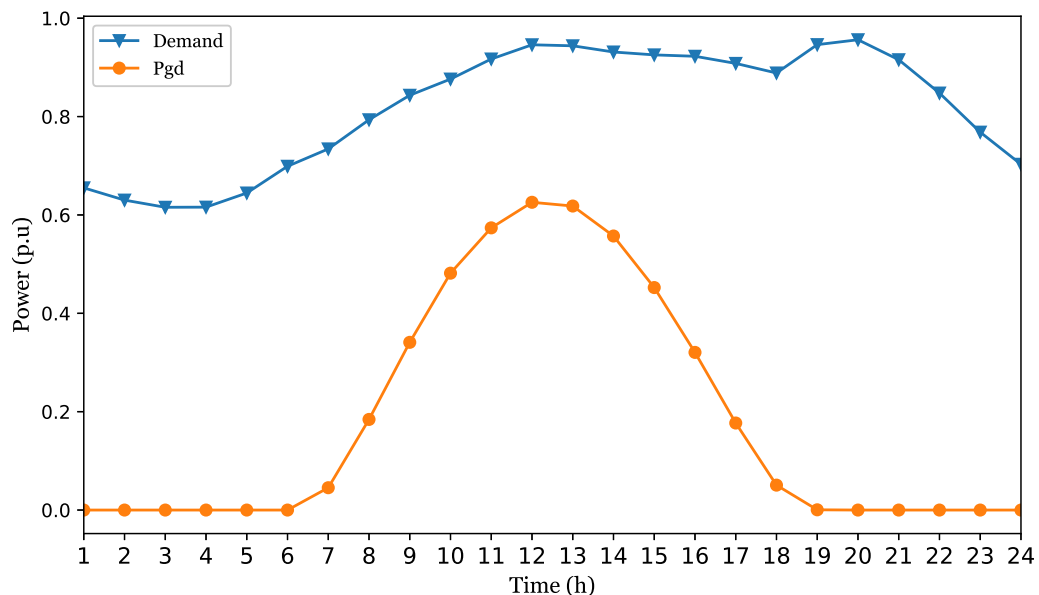


Figura 8 – Curvas de Geração PV e Demanda Horária de Energia em Medellín - Colômbia.

Fonte: Autor

4.1.1 Sistema de 33 barras

Este sistema de teste (veja a Figura 9) é composto por 33 barras, 32 linhas e uma subestação localizada na barra 1, operando a uma tensão nominal de 12,66 kV com uma demanda máxima de $3715 + j2300$ kVA. Os dados elétricos do sistema foram obtidos de [119]. Três GD-PV foram incluídos nas barras 13, 25 e 30, com capacidades de 1125 kW, 1320 kW e 999 kW, respectivamente, conforme recomendado em [88]. Para fins de comparação, apenas a função objetivo relacionada às perdas de energia, dada pela equação (3.108), foi considerada.

A Tabela 4 apresenta a alocação e o tipo de BESS selecionados pelo modelo PLIM, a redução nas perdas de energia em comparação com o caso base e o tempo computacional.

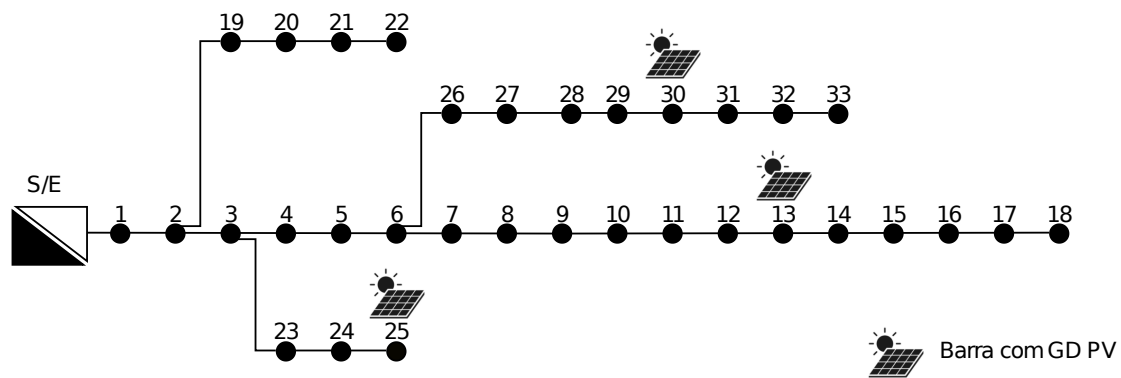


Figura 9 – Topologia do sistema de teste de 33 barras.

Fonte: Autor

Além disso, compara os resultados obtidos em [88] com aqueles alcançados pelo modelo PLIM proposto, demonstrando a eficácia do modelo proposto neste trabalho.

Tabela 4 – Resultados para o sistema de teste de 33 barras.

Método	Barra, Tipo de BESS	Perdas (kWh)	Redução (kWh)	Redução (%)	Tempo (s)
Caso Base	-	906869,75	0	-	-
PMC-VSA [88]	12(C), 13(B), 25(B)	858449,87	48419,89	5,33	1169,09
PPSO-VSA [88]	13(C), 25(B), 30(C)	851373,02	55496,74	6,11	9728,53
PCBGA-VSA [88]	13(C), 25(C), 30(C)	847486,00	59023,75	6,54	3697,91
ADOO-BESS	13(C), 25(C), 30(C)	821458,73	85411,02	9,41	23,82

Fonte: Autor

Os resultados mostram que a redução mais significativa nas perdas de energia é alcançada com o modelo PLIM proposto neste trabalho, levando a uma diminuição de 85411,02 kWh, equivalente a uma redução de 9,41%. Isso supera as reduções de 6,5482%, 6,11% e 5,33% obtidas com as metodologias PCBGA-VSA, PPSO-VSA e PMC-VSA, respectivamente. Em termos de tempo computacional, a metodologia PLIM encontra a solução ótima em 23,82 segundos, o que é 3674,08 segundos mais rápido do que a metodologia PCBGA-VSA. É importante destacar que o modelo matemático utilizado em [88] é de natureza PNLIM, e as metodologias empregadas para sua solução são baseadas em algoritmos iterativos. Por essa razão, os resultados obtidos podem diferir daqueles produzidos pelo modelo de caráter PLIM proposto nesta tese. No entanto, os resultados do modelo PLIM sugerem que essa abordagem pode contribuir para minimizar os tempos computacionais e alcançar soluções ótimas globais, o que destaca sua eficiência e eficácia.

A Figura 10 ilustra o Estado de Carga do BESS (SoC) ao longo de 24 horas, onde $BESS_1$ (na barra 13), $BESS_2$ (na barra 25) e $BESS_3$ (na barra 30) são BESS do tipo C e estão alocadas nas barras 13, 25 e 30, respectivamente. Neste cenário, todas as unidades de BESS descarregam entre 1 e 8 horas, quando a geração PV está abaixo de 20%, conforme

mostrado no perfil de geração na Figura 8. Às 8 horas, o $BESS_1$ e o $BESS_2$ atingem o SoC mínimo permitido de 10%, enquanto o $BESS_3$ atinge 30%. Das 8 às 17 horas, as unidades de BESS carregam, atingindo seu SoC máximo ao aproveitar o aumento da produção de energia dos GD PV. A partir das 17 horas, quando ocorre a carga máxima do sistema, as unidades de BESS descarregam até as 23 horas. Ao final do dia, os BESS se estabilizam em um SoC de 50%, cumprindo o requisito do SoC final. O comportamento de carga e descarga dos BESS está intimamente alinhado com a geração PV, uma vez que as unidades de BESS estão estrategicamente alocadas em ou próximas às barras com geração PV distribuída. Este posicionamento otimiza o uso dos recursos solares para carregamento e garante a entrega de energia próxima aos centros de consumo, reduzindo as perdas de energia no sistema associadas ao transporte de energia. Além disso, os limites mínimos e máximos de SoC, bem como o SoC inicial e final, são satisfatoriamente atendidos.

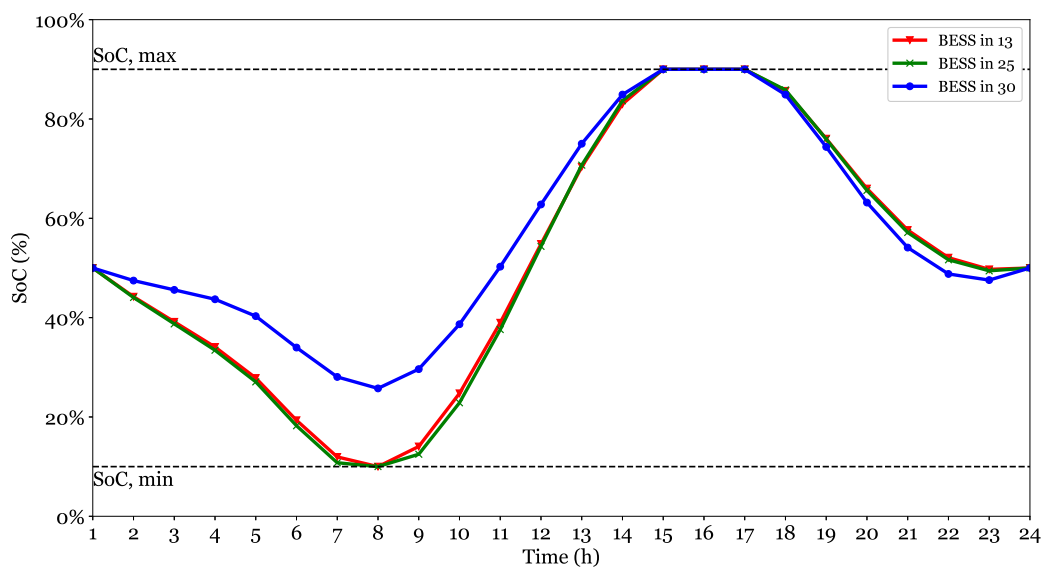


Figura 10 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 33 barras.

Fonte: Autor

A Figura 11 mostra a potência fornecida pela subestação ao longo de 24 horas. No caso base, o fornecimento de potência segue o padrão típico de um sistema de distribuição com geração PV, apresentando uma redução durante as horas de luz do dia, com o ponto mais baixo ocorrendo na hora 12. O comportamento da potência fornecida pela subestação muda significativamente quando as unidades de BESS são instaladas. Entre as horas 8 e 16, parte da potência dos geradores PV é utilizada para carregar os BESS. Conseqüentemente, os BESS reduzem a demanda máxima entre as horas 17 e 23, alcançando um impacto máximo na hora 20. Esta redução alivia a sobrecarga nas linhas de distribuição e diminui as perdas de energia. Estas observações mostram que a metodologia proposta pode melhorar as condições técnicas do SDEE ao implementar de maneira eficaz

estratégias de gerenciamento de demanda. No entanto, isso pode se dever a condições de teste específicas e não necessariamente se aplicar de forma geral.

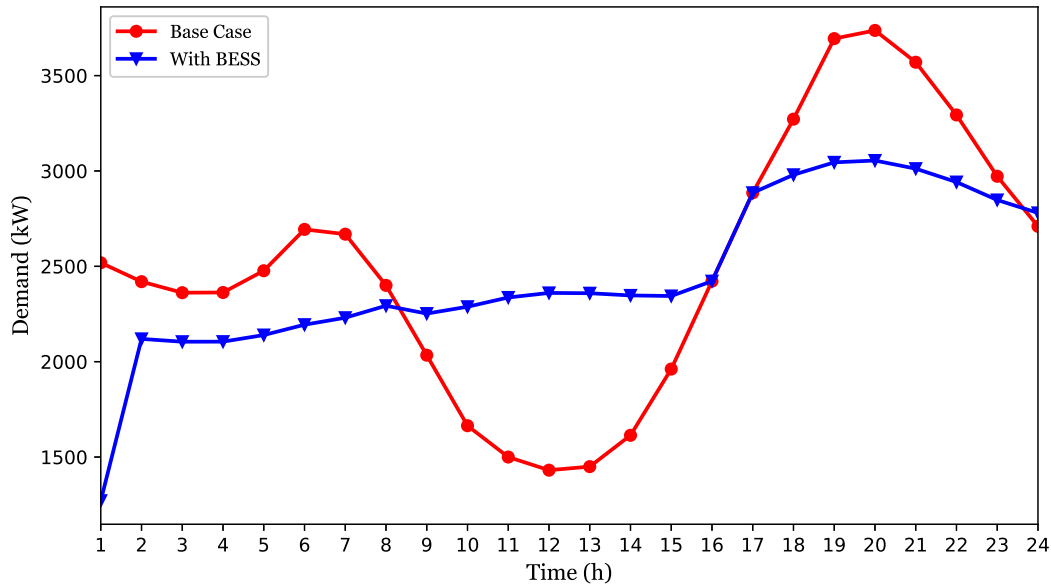


Figura 11 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 33 barras.
Fonte: Autor

Por outro lado, foram simulados casos adicionais variando o SoC inicial e final para observar o comportamento dos BESS ao longo do dia. A figura 12 mostra a evolução do SoC considerando estados de carga inicial e final de 10%. Todos os BESS apresentam um comportamento semelhante, no qual se observa que começam a se carregar progressivamente a partir da hora 8, atingindo seu nível máximo de SoC na hora 15, o que indica o aproveitamento da disponibilidade do recurso PV. A partir da hora 17, todos os BESS começam a fornecer energia à rede de forma gradual até atingirem seu estado de carga mínimo e final, que neste caso, é de 10%.

A Figura 13 mostra a potência fornecida pela subestação ao longo de 24 horas tendo em conta os estados inicial e final em 10%. No caso base, o fornecimento de potência segue o padrão típico de um sistema de distribuição com geração PV, apresentando uma redução durante as horas de luz do dia, com o ponto mais baixo ocorrendo na hora 12. O comportamento da potência fornecida pela subestação varia, neste caso, em relação ao da Figura 11. No início do dia, entre as horas 1 e 7, há um aumento na potência fornecida pela subestação. Posteriormente, o comportamento é semelhante durante as horas de maior geração solar e, por fim, ocorre uma diminuição mais acentuada no pico da demanda, devido ao fato de que os BESS podem fornecer mais energia no final do dia, pois possuem um SoC final de 10%.

A Figura 14 mostra o comportamento do SoC considerando estados de carga inicial e final de 90%. O comportamento, neste caso, é bastante diferente dos casos com SoC

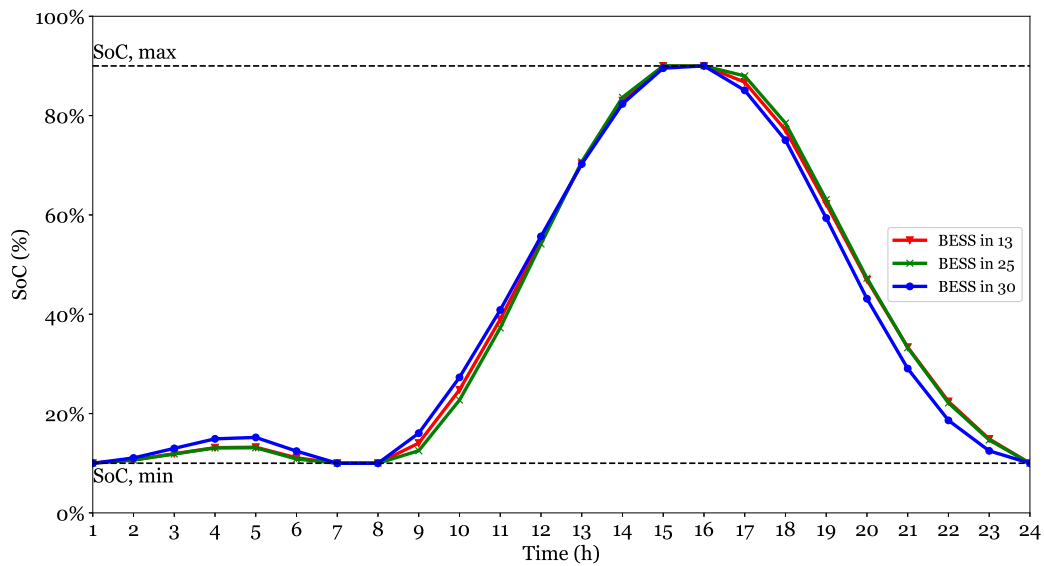


Figura 12 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 10%.

Fonte: Autor

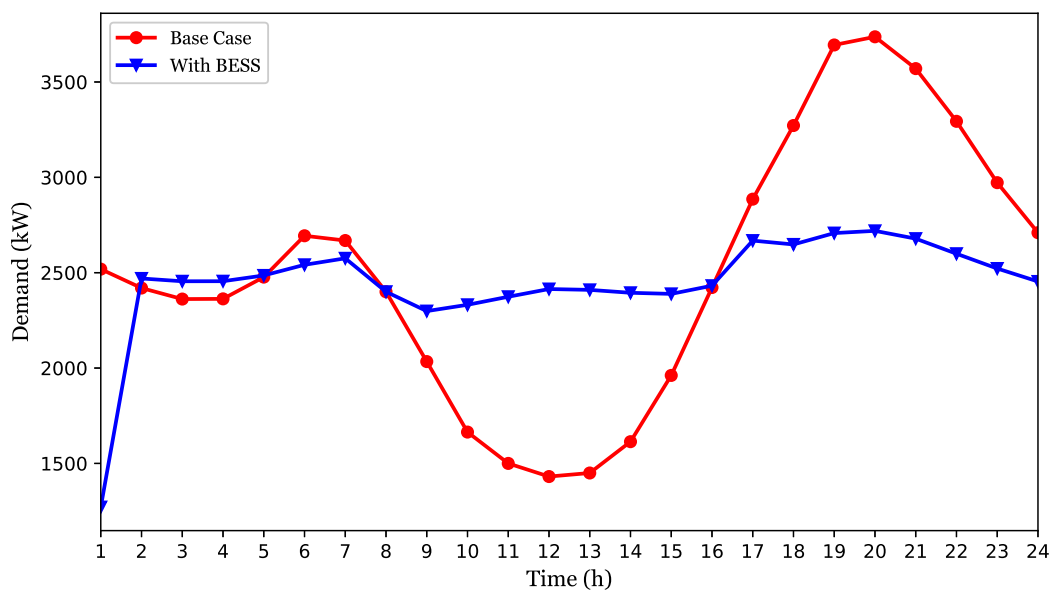


Figura 13 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 10%.

Fonte: Autor

inicial e final de 10% e 50%. Nas primeiras horas do dia, entre a hora 1 e 8, devido ao SoC inicial de 90%, todos os BESS tendem a se descarregar até a hora 8, fornecendo energia durante as horas de baixa geração PV. Em seguida, entre as horas 8 e 15, todos os BESS apresentam uma tendência de carregamento até atingirem seu SoC máximo, mantendo esse nível até a hora 18, quando se inicia o pico de demanda e os BESS se descarregam

levemente, devido à restrição do SoC final de 90%.

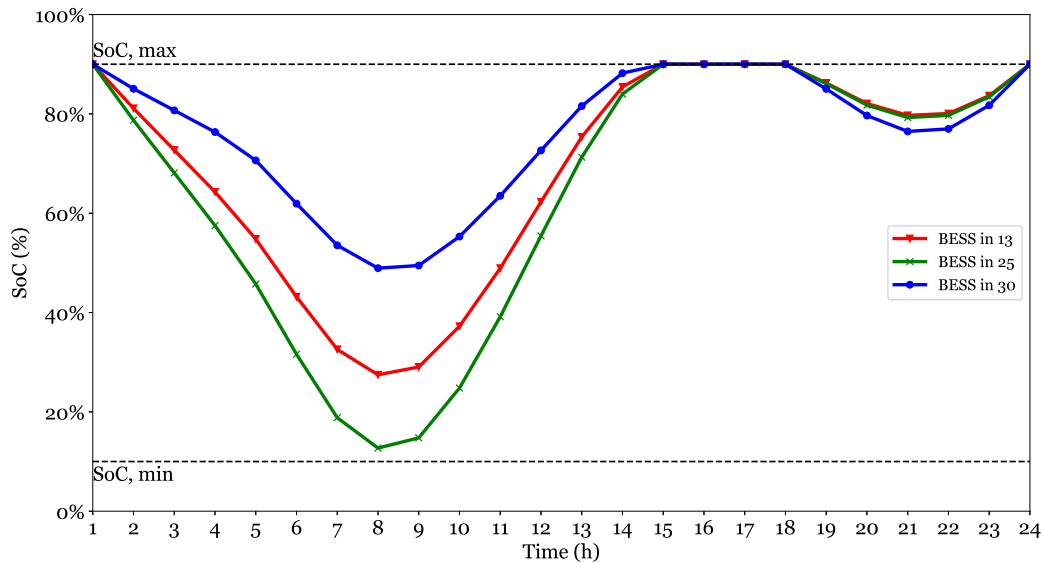


Figura 14 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 90%.

Fonte: Autor

A Figura 15 mostra a potência fornecida pela subestação ao longo de 24 horas, considerando um SoC inicial e final de 90%. Em comparação com os casos anteriores com SoC de 10% e 50%, a potência fornecida pela subestação no início do dia é significativamente menor, devido à maior capacidade disponível dos BESS, que fornecem energia de maneira progressiva nesse período. Durante as horas de maior geração PV, o comportamento é semelhante aos casos estudados anteriormente, pois os BESS aproveitam a geração solar para se recarregar. No entanto, observa-se uma diferença significativa na redução do pico de demanda: como o SoC final é de 90%, os BESS têm um impacto mínimo nesse aspecto, uma vez que precisam se recarregar novamente para cumprir essa restrição, limitando sua contribuição para a diminuição do pico de demanda.

As variações do SoC inicial e final neste sistema de teste, considerando o modelo ADOO-BESS proposto, resultaram em diferentes níveis de perdas. No caso de referência (SoC inicial e final de 50%), as perdas foram de 821458,73 kWh. No caso de um SoC inicial e final de 10%, as perdas diminuíram para 813892,75 kWh, enquanto para um SoC inicial e final de 90%, aumentaram para 847543,49 kWh. Esses resultados indicam que um SoC inicial e final de 10% permitiu reduzir as perdas de forma mais eficiente e contribuiu significativamente para a redução do pico de demanda. Em contraste, o estado inicial e final de 90% apresentou o pior desempenho em termos de redução de perdas e pico de demanda.

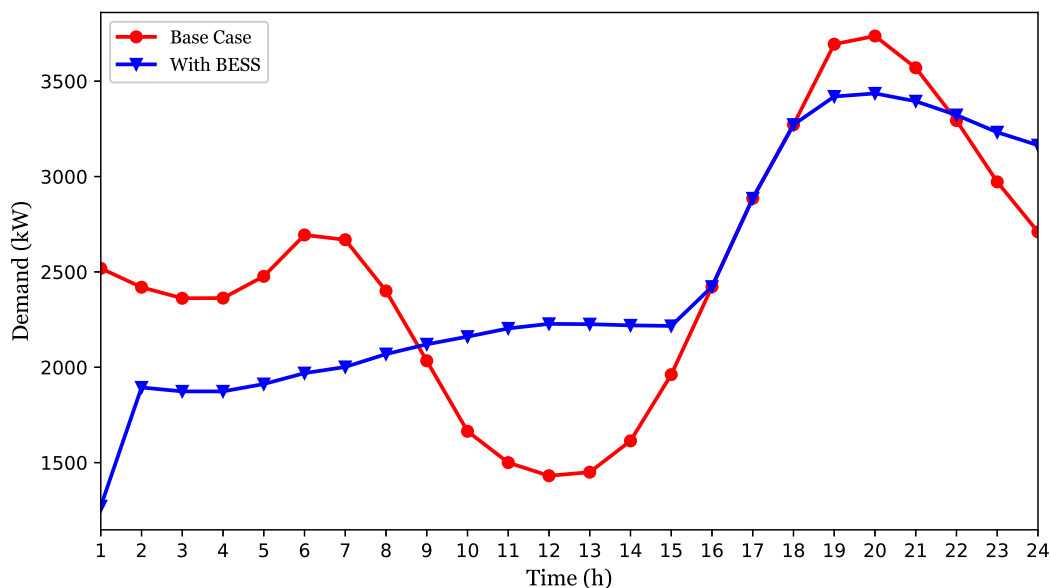


Figura 15 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 33 barras, SoC inicial e final de 90%.

Fonte: Autor

4.1.2 Sistema de 69 barras

O sistema de teste de 69 barras consiste em 69 barras, 68 linhas e uma subestação na barra 1. O sistema opera a uma tensão nominal de 12,66 kV, com uma demanda máxima de $3802,19 + j2694,6$ kVA. Três GD-PV estão incluídos nas barras 11, 18 e 61, com capacidades de 527 kW, 380 kW e 1719 kW, respectivamente. A alocação e o dimensionamento dos geradores PV são baseados nas referências [120, 121]. A topologia do sistema é ilustrada na Figura 16. O teste para este sistema foi conduzido considerando a função objetivo dada pela Equação (3.107).

A Tabela 5 apresenta as alocações e os tipos de BESS selecionados para os casos de estudo com SoC inicial e final de 50%, 10% e 90%, respectivamente. Os BESS foram estrategicamente alocados na mesma barra onde os GD-PV estão alocados ou em barras próximas. No primeiro caso, a redução das perdas de energia foi de 58131,74 kWh em comparação com o caso base. Além disso, a demanda máxima diminuiu em 482,33 kW, ajudando a aliviar a sobrecarga no SDEE durante as horas de maior demanda. Um investimento de 25336,97 US\$ em BESS gerou um benefício econômico de 1,34%, alcançado por meio da redução das perdas de energia e da diminuição dos custos de compra de energia da subestação. O tempo computacional foi de 60,08 segundos, demonstrando a rapidez e a eficácia do modelo proposto. Por outro lado, o caso com SoC inicial e final de 10% apresentou o melhor desempenho, com uma redução das perdas de energia de 64924,24 kWh em comparação com o caso base. Além disso, o pico de demanda foi reduzido em 804,36 kW, e um investimento de 25336,97 US\$ em BESS gerou um benefício econômico

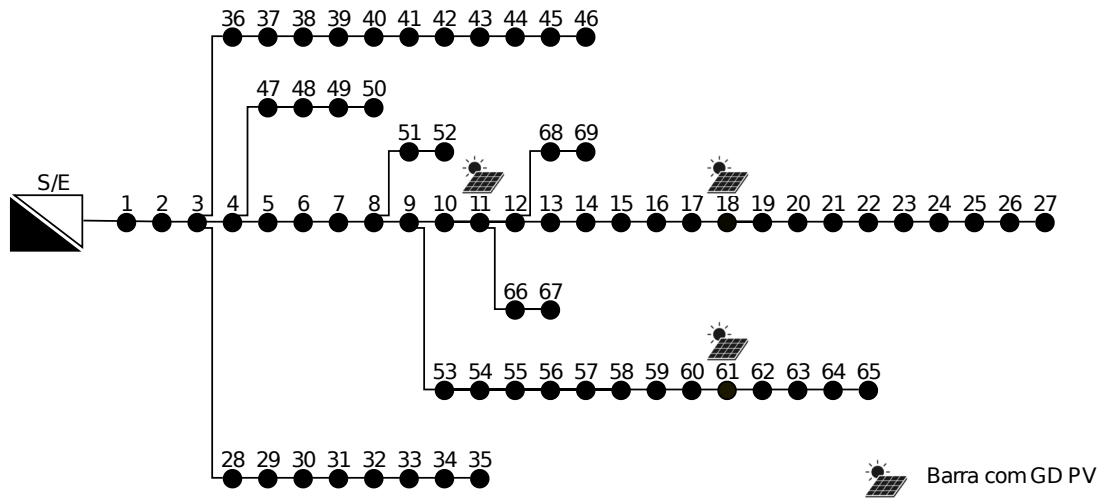


Figura 16 – Topologia do sistema de teste de 69 barras.

Fonte: Autor

de 1,38%. Em contraste, o caso com SoC inicial e final de 90% apresentou o pior desempenho geral, com valores de benefício econômico e redução de perdas de energia inferiores aos dos demais casos.

Tabela 5 – Resultados para o sistema de teste de 69 barras.

Descrição	Caso Base	SoC 50%	SoC 10%	SoC 90%
BESS [Barra, tipo]	-	61(B), 62(B), 64(B)	18(B), 61(B), 62(B)	18(B), 62(B), 64(B)
Perdas de energia [kWh]	957947,71	899815,97	893023,47	921756,63
Redução de perdas de energia [kWh]	0	58131,74	64924,24	36191,08
Demanda máxima [kW]	3830,65	3348,32	3026,29	3565,58
Redução da demanda máxima [kW]	0	482,33	804,36	265,07
Custo das perdas de energia [US\$ / year]	57902,82	54389,07	53978,50	55715,26
Custo de compra de energia [US\$ / year]	3638860,19	3567646,49	3566614,57	3570979,72
Custo de investimento [US\$ / year]	0	25336,97	25336,97	25336,97
Custo total [US\$ / year]	3696763,01	3647372,53	3645930,04	3652031,96
Benefício econômico [%]	0	1,34	1,38	1,21
Tempo [s]	-	60,08	95,5	80,9

Fonte: Autor

A Figura 17 ilustra o SoC dos BESS instalados no SDEE, onde $BESS_1$, $BESS_2$ e $BESS_3$ são BESS do tipo *B* e estão alocadas nas barras 61, 62 e 64, respectivamente. Durante o intervalo de tempo de hora 1 a hora 8, $BESS_1$ e $BESS_2$ descarregam e atingem um SoC mínimo de 10% até a hora 8. Simultaneamente, $BESS_3$ carrega até seu SoC máximo permitido de 90% para manter o equilíbrio de potência. Durante as horas de pico de geração PV, $BESS_1$ e $BESS_2$ recarregam e alcançam seu SoC máximo, enquanto $BESS_3$ mantém seu estado de carga máximo das horas 10 às 17. A partir da hora 17, quando ocorre o pico de demanda, todas as unidades de BESS descarregam para aliviar a sobrecarga nas linhas de distribuição e reduzir as perdas de transporte de energia. Ao

final da hora 24, todas as unidades de BESS atingem seu SoC final de 50%, atendendo assim às restrições do modelo. Além disso, observa-se que o comportamento do BESS na barra 64 pode parecer pouco intuitivo, pois se carrega durante as primeiras horas do dia, diferentemente dos BESS nas barras 61 e 62. No entanto, essa diferença se deve à composição da função objetivo, que não busca apenas minimizar a compra de energia da subestação, mas também reduzir as perdas de energia e o investimento em BESS. Portanto, esse comportamento é coerente quando se considera o valor total da função objetivo.

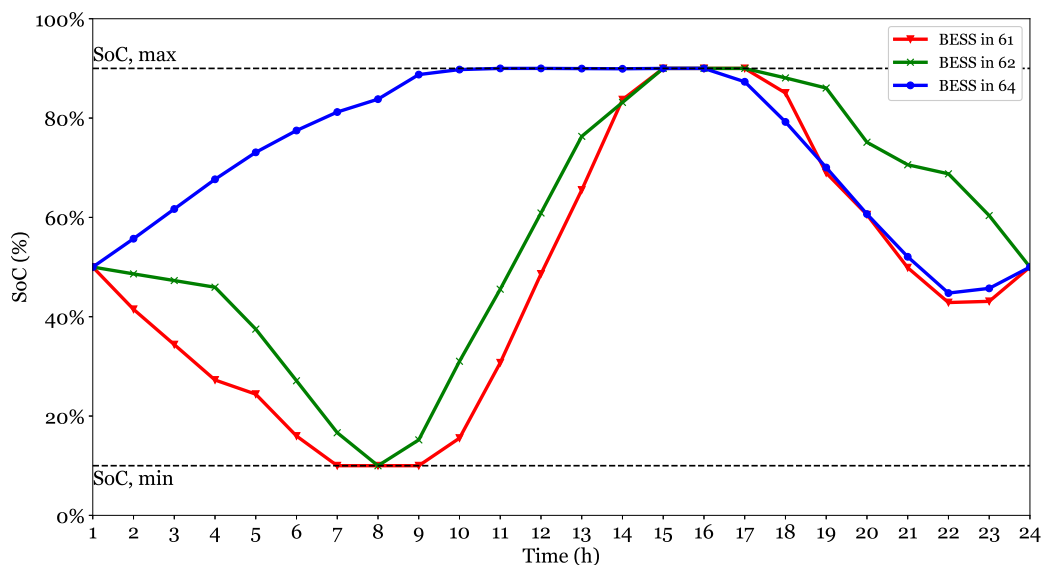


Figura 17 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 69 barras.

Fonte: Autor

A Figura 18 ilustra a potência fornecida pela subestação ao longo de 24 horas. No caso base, observa-se uma redução na potência de saída da subestação entre as horas 8 e 12, o que é atribuído à contribuição da geração de PV. Em contrapartida, com a instalação do BESS, a potência fornecida pela subestação aumenta durante as horas de geração de PV, pois essa potência é utilizada para carregar o BESS. Além disso, entre as horas 18 e 22, nota-se uma diminuição significativa na potência fornecida pela subestação. Essa redução proporciona benefícios técnicos substanciais, incluindo uma diminuição nas perdas de energia.

A Figura 19 mostra o comportamento do SoC considerando estados de carga inicial e final de 10%. Os $BESS_1$, $BESS_2$ e $BESS_3$, do tipo (tipo de bateria a, b ou c), estão alocados nas barras 18, 61 e 62, respectivamente. O $BESS_1$ inicia seu carregamento da hora 1 até a hora 15, atingindo quase completamente seu SoC máximo, e posteriormente se descarrega da hora 17 até a hora 24, quando alcança seu SoC mínimo e final de 10%. O $BESS_2$ mantém um SoC mínimo até o período de maior geração PV, iniciando seu carregamento da hora 9 até a hora 15, quando atinge seu SoC máximo e se mantém

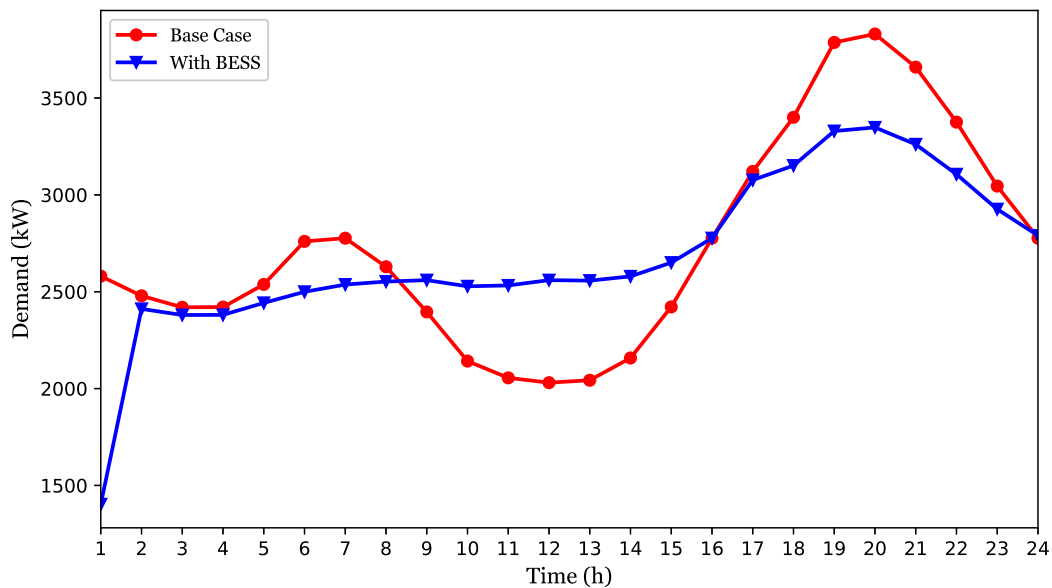


Figura 18 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 69 barras.
Fonte: Autor

nesse nível até a hora 17; a partir desse momento, começa a se descarregar até o final do dia, atingindo novamente seu SoC mínimo e final de 10%. Por fim, o $BESS_3$ carrega-se levemente entre as horas 1 e 4, depois descarrega-se até atingir seu SoC mínimo, e posteriormente inicia seu carregamento da hora 8 até a hora 15, quando atinge seu SoC máximo e se mantém nesse estado até a hora 17, após esse horário, começa uma descarga progressiva até alcançar seu SoC mínimo e final de 10%.

A Figura 20 mostra a potência fornecida pela subestação ao longo de 24 horas, considerando estados de carga inicial e final de 10%. Nesse caso, observa-se um aumento na potência fornecida pela subestação em comparação com o caso base e com o cenário em que o SoC inicial e final é de 50%. Além disso, o comportamento durante as horas de maior geração fotovoltaica se mantém sem mudanças significativas, no entanto, a redução do pico de demanda é consideravelmente maior, devido à capacidade disponível dos BESS e à sua descarga até atingir um valor mínimo de 10%.

Figura 21 mostra o comportamento do SoC considerando estados de carga inicial e final de 90%. Os $BESS_1$, $BESS_2$ e $BESS_3$, do tipo (tipo de bateria a, b ou c), estão alocados nas barras 18, 62 e 64, respectivamente. O $BESS_1$ inicia uma descarga progressiva da hora 1 até a hora 8, atingindo um SoC de aproximadamente 50%. Em seguida, começa seu carregamento até a hora 15, quando atinge seu SoC máximo e se mantém nesse estado até a hora 18. Posteriormente, descarrega-se levemente até a hora 21 e inicia novamente seu carregamento após esse horário para alcançar seu SoC máximo de 90%. O $BESS_2$ apresenta um comportamento semelhante ao do $BESS_1$, com a diferença de que sua descarga é mais rápida entre as horas 3 e 8, quando atinge seu SoC mínimo. Depois,

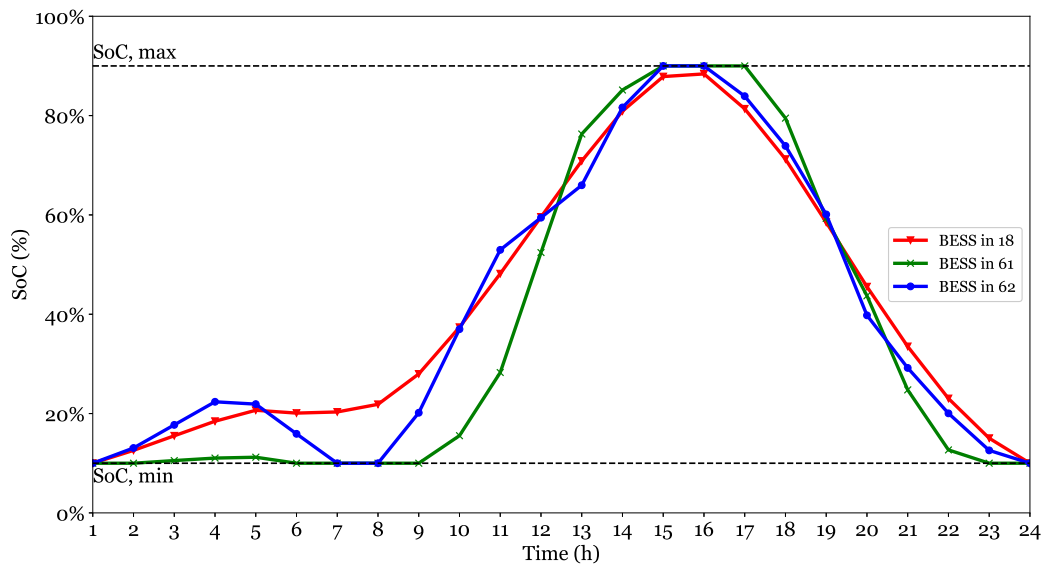


Figura 19 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 10%.

Fonte: Autor

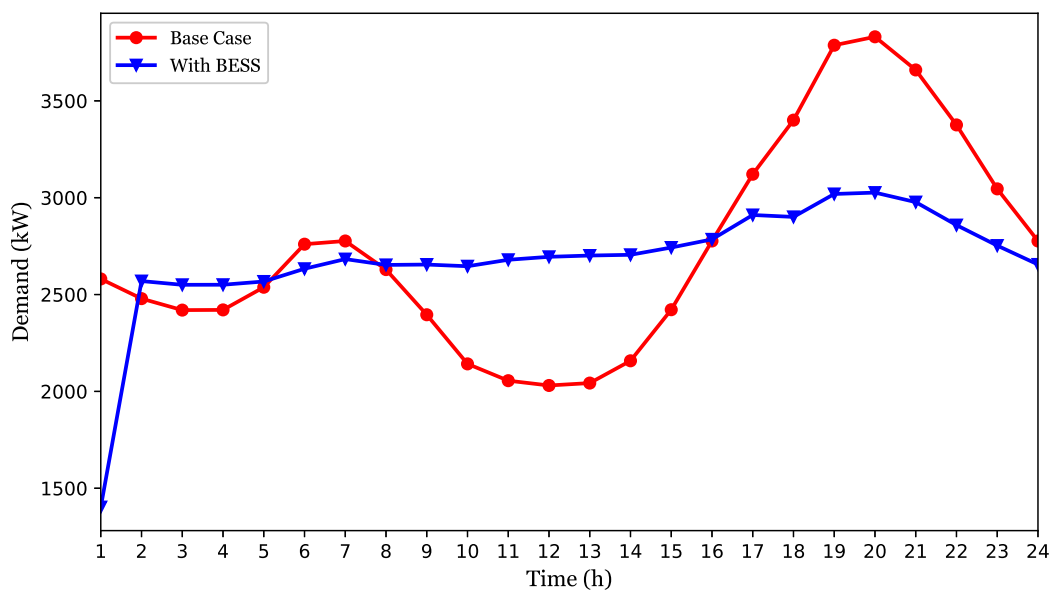


Figura 20 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 10%.

Fonte: Autor

inicia seu carregamento da hora 9 até a hora 15, mantendo-se nesse estado até a hora 18. Posteriormente, realiza uma breve descarga até a hora 22 e, por fim, recupera seu SoC máximo e final de 90%. Por último, o $BESS_3$ mantém seu SoC em um nível alto, com pequenas variações ao longo de quase todo o período. No final do dia, também recupera seu SoC até 90%.

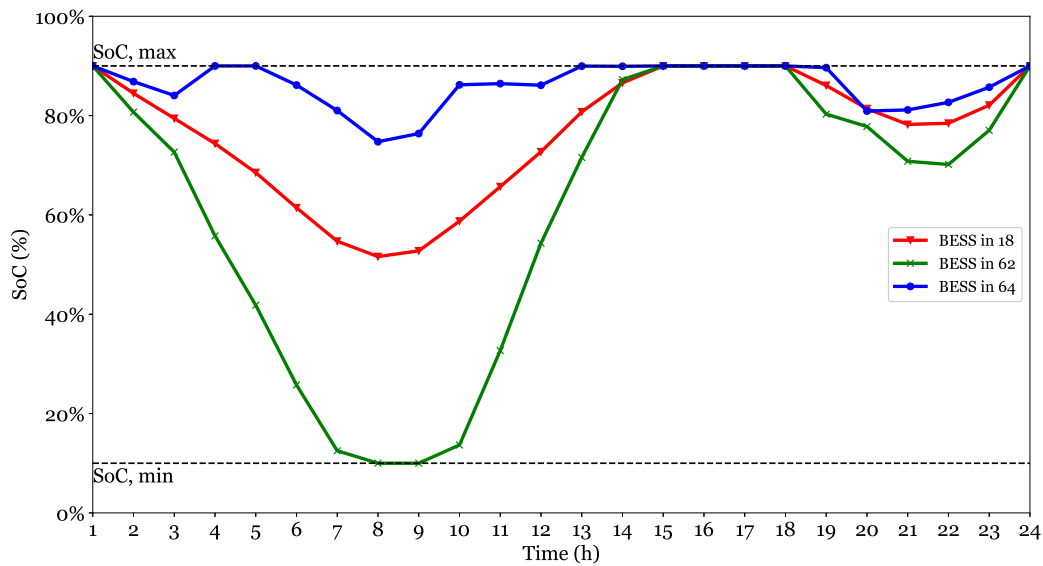


Figura 21 – Estado de Carga do BESS para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 90%.

Fonte: Autor

A Figura 22 mostra a potência fornecida pela subestação ao longo de 24 horas, considerando os estados inicial e final em 90%. Neste caso, pode-se observar uma redução na potência fornecida pela subestação nas horas iniciais do dia em comparação com o caso base, devido à entrega de energia pelos BESS nessas horas. No entanto, a redução no pico de demanda é muito menor do que a observada nos casos em que o SoC inicial e final eram de 10% e 50%.

4.2 Resultados da ADOSE

Nesta seção são apresentados os resultados para o modelo da ADOSE, o qual se foca na alocação e dimensionamento de uma ou mais subestações, a escolha das rotas e a seleção ótima dos condutores para cada linha do SDEE, a fim de atender demandas existentes e futuras, respeitando restrições técnicas e operacionais.

O modelo ADOSE é testado em um sistema de 54 barras com base em [15]. Este sistema opera a uma tensão de 13,8 kV e é composto por duas subestações existentes S/E1 (barra 51), S/E2 (barra 52), duas subestações propostas S/E3 (barra 53), S/E4 (barra 54) que podem ou não ser construídas, 16 linhas existentes e 45 propostas. A figura 23 ilustra o estado inicial do sistema. São considerados 6 tipos de condutores tanto para linhas existentes como para a construção de novas linhas. Os dados associados aos condutores são apresentados nas tabelas 6 e 7, que são baseados em [15]. Em relação aos custos dos condutores, as posições (0, Y), onde $Y = 1, \dots, 6$ na Tabela 7, representam os custos de construção das linhas com um condutor do tipo Y. Por outro lado, as posições

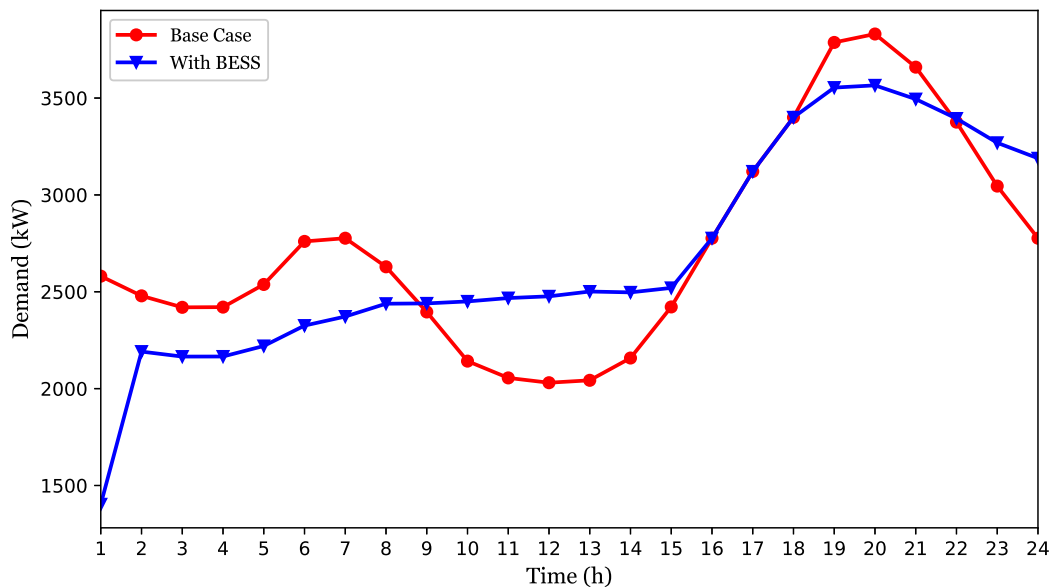


Figura 22 – Potência ativa fornecida pela subestação para o sistema de teste de 69 barras, SoC inicial e final de 90%.

Fonte: Autor

(X, Y), com $X = 1, \dots, 5$ e $Y = 1, \dots, 6$, mostram os custos associados à substituição de um condutor do tipo X por um do tipo Y em uma linha existente. É considerado um horizonte de planejamento de 5 anos com uma projeção de demanda estabelecida. Para a representação da curva de carga diária, são considerados 3 níveis de carga: alto, com uma duração de 1000 h/ano e um fator de carga de 1,0; médio, com uma duração de 5760 h/ano e um fator de carga de 0,8; e baixo, com uma duração de 2000 h/ano e um fator de carga de 0,65. Os limites de tensão mínimo e máximo são de 0,9 e 1,0 p.u.

Tabela 6 – Tipos de condutores disponíveis para o sistema de 54 barras.

Tipo de Condutor	R (Ω/km)	X (Ω/km)	I _{max} (A)
1	0,3655	0,2520	150
2	0,2359	0,2402	250
3	0,1827	0,1260	350
4	0,1460	0,1233	400
5	0,1180	0,1201	500
6	0,9660	0,1201	600

Fonte: Autor

O modelo proposto neste trabalho encontrou uma solução de 714646 $US\$,$ dividido em 164676 $US\,$ associado ao custo das perdas anualizado e 549970 $US\,$ para a construção de novas linhas e recondutoramento de linhas existentes. A solução encontrada indica que não é necessária a construção de uma nova subestação, portanto os nós 53 (S/E3) e 54 (S/E4) são usados como nós de passagem, os quais não possuem nenhuma carga e apenas

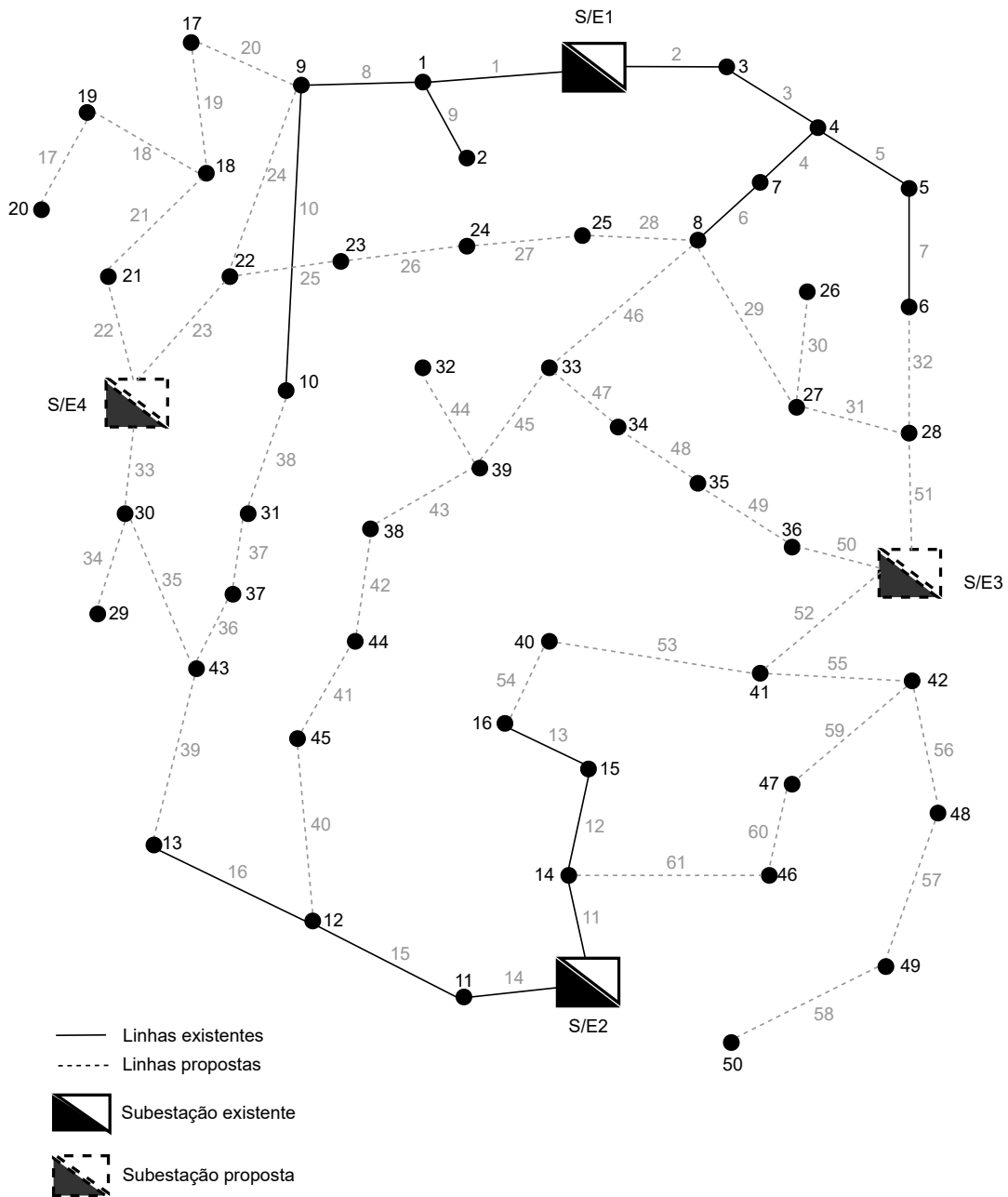


Figura 23 – Topologia sistema 54 barras.
 Fonte: Autor

funcionam como pontos de conexão. As linhas 54-21, 54-22, 25-8, 8-27, 6-28, 31-10, 33-8, 34-35 e 47-46 não foram construídas. Por outro lado, as linhas existentes 51-1, 52-11 foram alteradas, passando de um condutor tipo 2 para um tipo 5, e as linhas existentes 1-9, 11-12 foram alteradas, passando de um condutor tipo 2 para um condutor tipo 4. Na figura 24 pode-se observar a topologia final com o tipo de condutor associado a cada linha. Evidencia-se o cumprimento da condição de radialidade do sistema e, adicionalmente, foram retirados os nós que não possuem demanda.

Tabela 7 – Custo para construir e substituir linhas (10^3 \$/km)

X, Y	Tipo de condutor					
	1	2	3	4	5	6
0	20,0	30,0	42,0	50,0	67,0	85,0
1	–	23,0	37,0	40,0	58,0	76,0
2	–	–	30,0	35,0	50,0	66,0
3	–	–	–	29,0	43,0	53,0
4	–	–	–	–	35,0	45,0
5	–	–	–	–	–	38,0

Finalmente, na tabela 8 são apresentados os valores de tensão mínima, custos das perdas de potência e custos em condutores comparados com os valores obtidos em [15], evidenciando que a solução obtida neste trabalho é de boa qualidade.

Tabela 8 – ADOSE sistema 54 Barras

Description	Resultados de [15]			Proposto		
	T_1	T_2	T_3	T_1	T_2	T_3
Minimum voltage [p.u]	0,9377	0,9508	0,9604	0,9720	0,9777	0,9819
Power losses [kW]	771,71	484,14	315,01	356,61	226,45	148,63
Power losses cost [\$]	79884,15	239595,17	33260,67	36914,75	112067,43	15693,26
Power losses total cost[\$]		352740			164676	
Conductor cost [\$ /year]		781870			549970	
Total cost [\$ /year]		1134610			714646	

4.3 Resultados da ADOSE para o sistema de teste de 33 barras

Nesta seção, apresenta-se a flexibilidade do modelo ADOSE, o qual pode ser aplicado a um sistema de teste com uma única subestação existente (sistema de 33 barras), portanto, ignora-se a parte da função objetivo (3.97) relacionada com a construção de subestações. Além disso, são realizados testes isolados de RSDEE e SOC para comparar sua eficiência em relação à aplicação do ADOSE, que realiza ambas as funções de forma simultânea. Uma vez encontrada a topologia e os condutores adequados para cada trecho do SDEE, aplica-se o modelo ADOO-BESS.

Os parâmetros adotados para a função objetivo são os seguintes: $C_{loss} = 21,024$ (US\$/kW) e $K_2 = 0,1018$. Para a linearização das restrições por meio do método Big-M, foram utilizados os seguintes valores: $M_1 = 10^{14}$, $M_2 = 10^7$ e $M_3 = 10^7$. Esses parâmetros estão baseados nas especificações apresentadas por [117].

Geralmente, os sistemas de teste fornecem apenas informações sobre a resistência e a reatância das linhas, o que representa um desafio para o desenvolvimento da SOC, pois requer dados adicionais como as distâncias dos alimentadores, o custo dos condutores, entre outras especificações. Neste trabalho, propõe-se uma modificação dos sistemas de teste utilizando condutores reais que se ajustem adequadamente sem desviar das condições iniciais de cada sistema de teste.

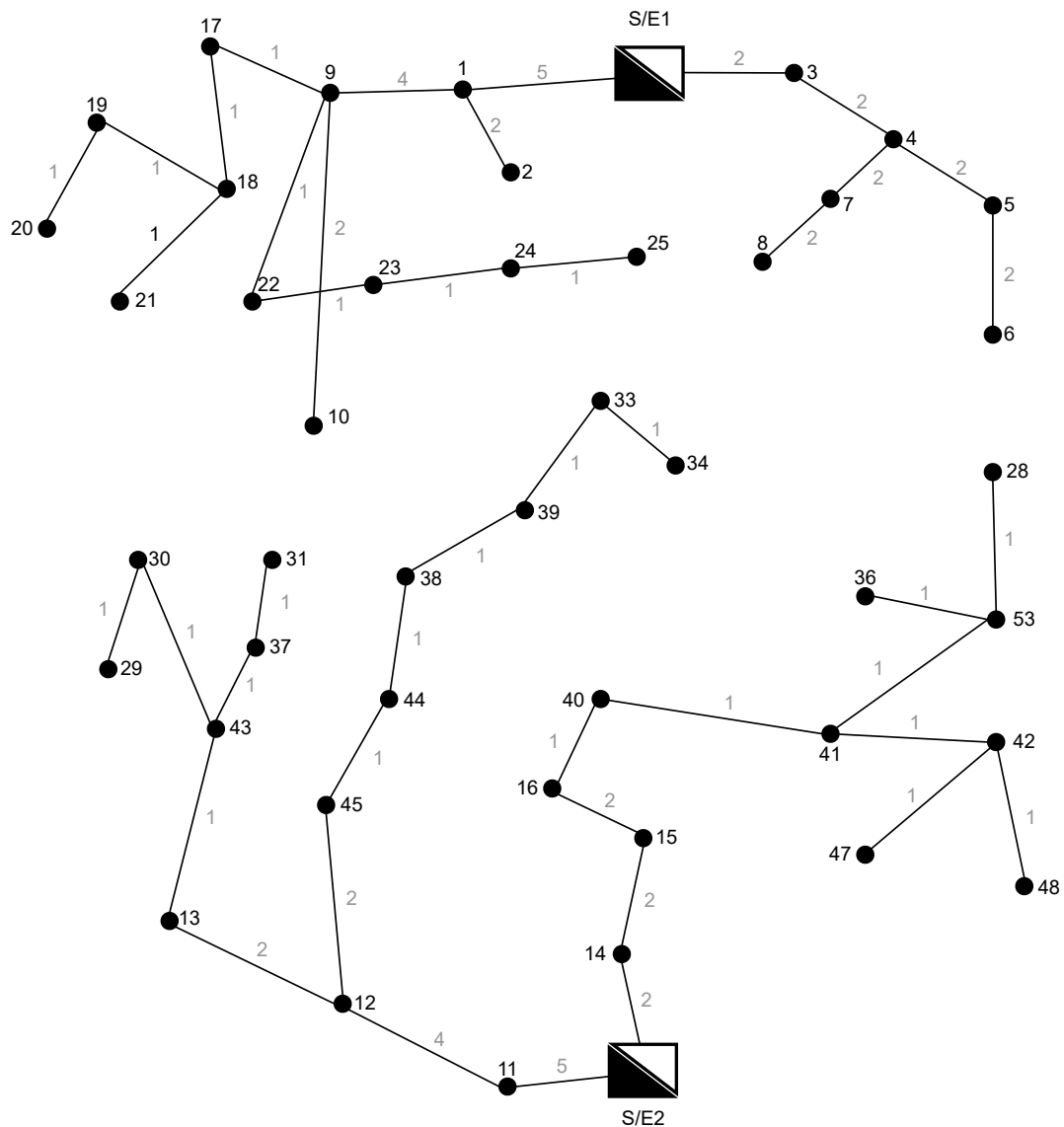


Figura 24 – Solução ADOSE para sistema de 54 barras.
 Fonte: Autor

4.3.1 ADOSE

Na subseção 4.1.1, foram descritas as características técnicas do sistema de 33 barras; no entanto, neste caso de teste (ADOSE), os GD-PV não foram considerados. Além disso, foram adicionadas as linhas associadas à RSDEE e substituídas as linhas do sistema original por condutores reais. A Tabela 9 apresenta os dados dos condutores reais utilizados para este sistema de teste, os quais foram retirados de [43], Embora alguns desses condutores não sejam factíveis para média tensão, esta tabela foi utilizada como referência com o objetivo de comparar resultados.

A Figura 25 apresenta a topologia inicial para a ADOSE com as linhas associadas

Tabela 9 – Tipos de condutores disponíveis para o sistema de 33 barras.

Tipo de Conductor	Nome	Área (mm ²)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	I _{max} (A)	Custo (US\$/km)
1	Mole	6,5	2,7180	0,374	70	90
2	Squirrel	13	1,3740	0,355	120	170
3	Gopher	16	1,0980	0,349	130	210
4	Weasel	20	0,9116	0,345	150	260
5	Rabbit	30	0,5449	0,335	200	420
6	Horse	42	0,3977	0,327	270	540
7	Dog	65	0,2745	0,315	305	820
8	Leopard	80	0,2193	0,282	395	1010
9	Panther	130	0,1375	0,256	510	1840
10	Lion	140	0,1223	0,252	560	2060

Fonte: Autor

à RSDEE {(8-21), (9-15), (12-22), (18-33), (25-29)} e a seleção de condutores escolhida para o caso base.

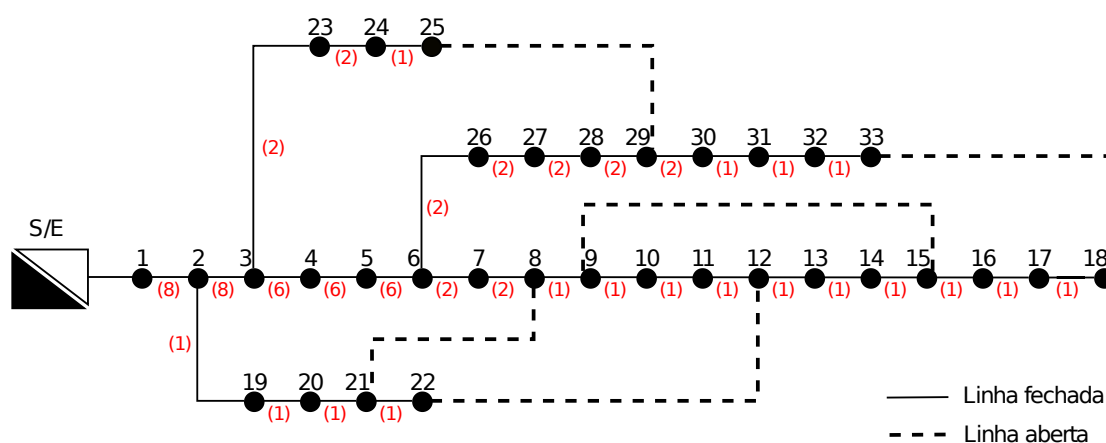


Figura 25 – Topologia inicial ADOSE para o sistema de 33 barras.

Fonte: Autor

Para avaliar a divergência associada à escolha dos condutores iniciais em relação ao sistema de teste original, foi realizado um fluxo de potência no qual foram analisadas as perdas de potência ativa e a tensão mínima. O sistema original apresenta perdas de potência ativa de 202,677 kW, enquanto o sistema modificado mostra perdas de 207,927 kW, o que corresponde a um erro de 2,525%. Por outro lado, a tensão mínima em ambos os casos ocorre na barra 18. No sistema original, a tensão mínima é de 0,913 p.u., enquanto no sistema modificado é de 0,9 p.u., o que equivale a um erro de 1,454%. A partir desses resultados, observa-se uma equivalência aceitável entre os dois sistemas com a escolha de condutores adotada, uma vez que os erros são mínimos.

Na Tabela 10, são apresentadas as informações do caso base, assim como os resul-

tados do modelo considerando apenas a SOC, apenas a RSDEE e a ADOSE. Os valores mínimos e máximos de tensão para as simulações foram de 0,90 p.u. e 1,00 p.u. (valores utilizados para comparar resultados), respectivamente.

Tabela 10 – ADOSE para o sistema de 33 barras.

Descrição	Caso Base	RSDEE	SOC	ADOSE
Chaves abertas	33 a 37	7, 9, 14, 32, 37	33 a 37	14, 28, 33, 35, 36
Tensão mínima [p.u]	0,9000	0,9402	0,9500	0,9600
Perdas de potência ativa [kW]	207,92	149,04	80,17	65,20
Custo das perdas de potência ativa [US\$/year]	4371,45	3133,41	1768,95	1438,53
Custo dos condutores [US\$/year]	604,60	692,82	1424,36	1306,44
Custo total [US\$/year]	4976,06	3826,23	3193,30	2744,97
Benefício econômico [%]	0,00	23,10	35,82	44,83

Fonte: Autor

Como se observa na Tabela 10, para o caso base e a SOC, as chaves abertas correspondem às chaves 33 a 37, pois não envolvem a RSDEE. Por outro lado, para a RSDEE exclusivamente, as chaves abertas são {7, 9, 14, 32, 37}, correspondendo às linhas {(7-8), (9-10), (14-15), (32-33), (25-29)}. Enquanto isso, para a ADOSE, as chaves abertas são {14, 28, 33, 35, 36}, associadas às linhas {(14-15), (28-29), (8-21), (12-22), (18-33)}. Isso indica uma mudança de topologia no SDEE quando a RSDEE e a SOC são aplicadas simultaneamente.

Também se evidencia que, em termos de perdas de potência ativa, a abordagem ADOSE resulta em uma maior diminuição em relação ao caso base e aos outros casos de estudo, com uma redução de 68,64%. De forma individual, a RSDEE reduziu as perdas de potência ativa em 28,31%, enquanto a SOC alcançou uma diminuição de 61,44%. Os custos associados à instalação de condutores aumentaram em todos os casos em relação ao caso base; no entanto, as perdas diminuíram substancialmente. A melhoria do perfil de tensão é outra vantagem da RSDEE e da SOC. Neste caso, a abordagem ADOSE obteve um melhor desempenho, aumentando a tensão mínima em 6,66%, superior aos 4,46% associados apenas à RSDEE e aos 5,55% da SOC.

Em termos de benefício econômico, a abordagem ADOSE apresentou um melhor desempenho em comparação com os outros casos de estudo, alcançando um benefício econômico de 44,83%. Isso demonstra a eficácia de realizar a RSDEE e a SOC simultaneamente, uma vez que se obtêm melhores resultados do que aplicando apenas uma das técnicas separadamente.

Por outro lado, a Tabela 11 apresenta os condutores selecionados para o caso base, SOC e ADOSE. Observa-se que, inicialmente, o tamanho dos condutores aumenta em relação ao caso base. No entanto, o efeito da RSDEE permite obter um menor custo de investimento em condutores em comparação com o caso que considera apenas a SOC.

Tabela 11 – Condutores selecionados para o sistema de 33 barras.

Linha	De	Para	Caso Base	SOC	ADOSE	Linha	De	Para	Caso Base	SOC	ADOSE
1	1	2	8	10	10	20	20	21	1	1	1
2	2	3	8	10	10	21	21	22	1	1	1
3	3	4	6	9	8	22	3	23	2	6	8
4	4	5	6	8	8	23	23	24	2	6	8
5	5	6	6	8	7	24	24	25	1	4	8
6	6	7	2	6	7	25	6	26	2	7	1
7	7	8	2	6	6	26	26	27	2	6	1
8	8	9	1	6	6	27	27	28	2	6	1
9	9	10	1	5	3	28	28	29	2	6	-
10	10	11	1	5	3	29	29	30	2	6	6
11	11	12	1	5	2	30	30	31	1	4	4
12	12	13	1	5	2	31	31	32	1	2	2
13	13	14	1	3	1	32	32	33	1	1	1
14	14	15	1	2	-	33	8	21	-	-	-
15	15	16	1	2	2	34	9	15	-	-	2
16	16	17	1	2	1	35	12	22	-	-	-
17	17	18	1	1	1	36	18	33	-	-	-
18	2	19	1	3	3	37	25	29	-	-	6
19	19	20	1	2	2						

Fonte: Autor

Na Figura 26, são mostrados os perfis de tensão para cada um dos casos de estudo. Inicialmente, as barras 10 a 18 e 29 a 33 apresentam baixas tensões no caso base. Todas as abordagens estudadas mostram uma melhoria notável, tanto nessas barras de baixa tensão quanto no restante do sistema em geral. Com a abordagem de ADOSE, consegue-se que todas as barras do sistema mantenham tensões superiores a 0,96 p.u., o que representa uma melhoria significativa.

A Figura 27 apresenta a topologia final após a aplicação do modelo de ADOSE, que apresenta as melhores condições técnicas, tanto em perdas de potência ativa quanto na melhoria do perfil de tensão.

4.3.2 ADOSE e ADOO-BESS sequencialmente

Uma vez executado o modelo ADOSE, determina-se a topologia ótima e os condutores mais adequados para cada trecho do SDEE. Posteriormente, procede-se à aplicação do modelo ADOO-BESS, considerando os tamanhos e alocações de GD-PV descritos na seção 4.1.1. Os resultados mais destacados desta implementação sequencial são apresentados na Tabela 12.

Na Tabela 12, evidencia-se, em primeira instância, uma mudança na alocação do

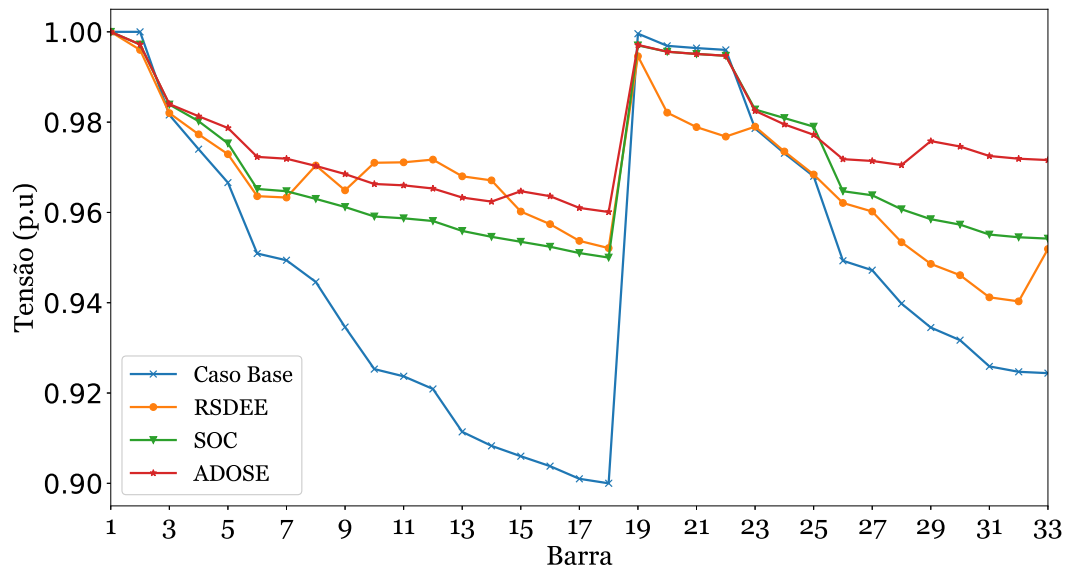


Figura 26 – Perfis de tensão para todos os casos de estudo do sistema de 33 barras.
Fonte: Autor

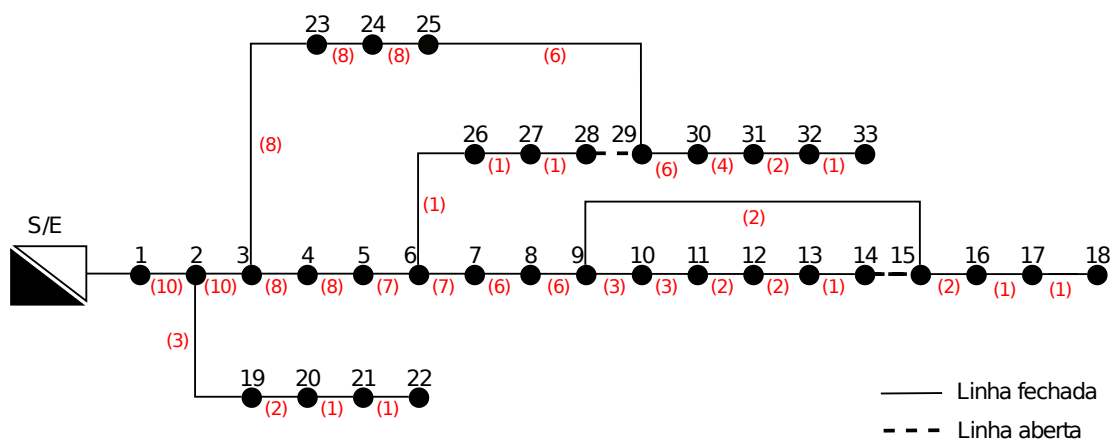


Figura 27 – Topologia final ADOSE para o sistema de 33 barras.
Fonte: Autor

Tabela 12 – Resultados ADOSE e ADOO-BESS para o sistema de teste de 33 barras.

Descrição	Caso Base	ADOO-BESS	ADOSE e ADOO-BESS
BESS [Barra, tipo]	-	13(B), 25(B), 30(B)	11(B), 13(B), 30(B)
Perdas de energia [kWh]	893822,93	828716,08	276640,33
Redução de perdas de energia [%]	0	7,28	69,04
Demanda máxima [kW]	3736,90	3147,75	3083,39
Redução da demanda máxima [kW]	0	589,15	653,51
Custo das perdas de energia [US\$ / year]	54026,82	50091,46	16721,43
Custo de compra de energia [US\$ / year]	3333378,59	3261105,23	3177233,68
Custo de investimento [US\$ / year]	0	25336,97	25336,97
Custo total [US\$ / year]	3387405,41	3336533,67	3219292,08
Benefício econômico [%]	0	1,50	4,96

Fonte: Autor

BESS entre as abordagens ADOO-BESS e ADOSE e ADOO-BESS de forma sequencial, observando-se uma mudança da barra 25 para a barra 11. Este deslocamento deve-se às modificações na topologia e à seleção de condutores realizadas pelo algoritmo ADOSE.

A redução de perdas de energia obtida através da execução sequencial de ADOSE e ADOO-BESS revela-se substancialmente significativa, alcançando uma diminuição de 69,04% em relação ao caso base, superando consideravelmente a redução de 7,28% obtida através da aplicação isolada da abordagem ADOO-BESS.

No que diz respeito à redução do pico de potência máxima fornecida pela subestação, a abordagem ADOO-BESS gera uma diminuição de 589,15 kW, o que representa uma redução de 15,76% em comparação com o caso base. No caso da execução sequencial de ADOSE e ADOO-BESS, alcança-se uma redução de 17,48% em relação ao cenário base.

De uma perspectiva econômica, o investimento de 25336,97 US\$ em BESS proporciona uma redução de 1,50% nos custos totais quando a abordagem ADOO-BESS é aplicada de forma individual. No entanto, a implementação sequencial de ADOSE e ADOO-BESS resulta em uma redução de 4,96% nos custos totais, o que indica um melhor aproveitamento utilizando essa abordagem.

Na Figura 28 é apresentada a topologia final para o sistema de 33 barras com a seleção ótima de condutores, a alocação de GD-PV e as unidades de BESS, após a execução sequencial dos modelos ADOSE e ADOO-BESS. Nota-se que os BESS são alocados nas barras onde existe GD-PV ou em barras próximas a estes para maximizar seu aproveitamento.

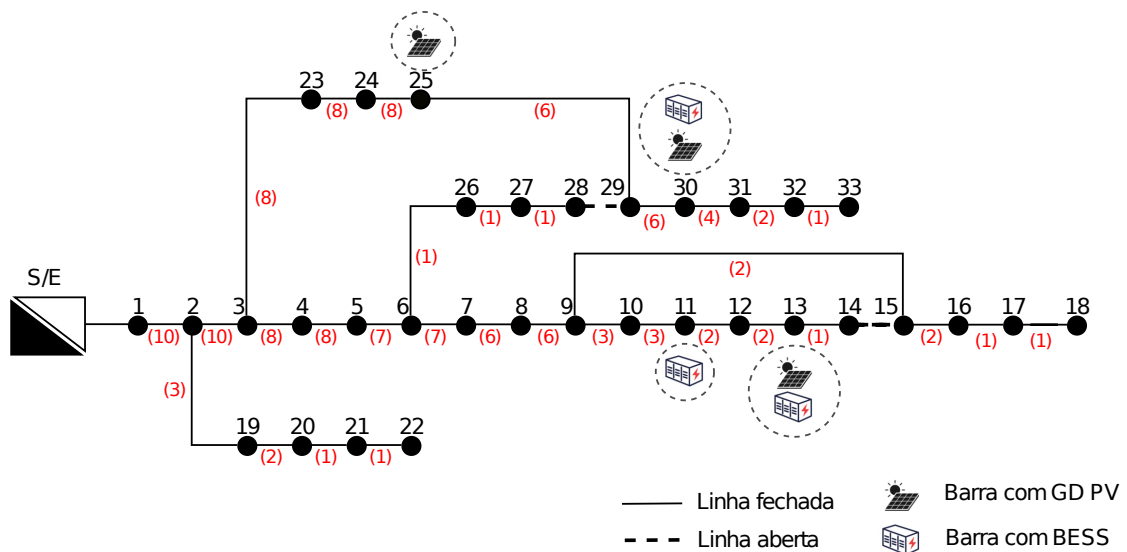


Figura 28 – Topologia ADOSE e ADOO-BESS para o sistema de 33 barras.

Fonte: Autor

As figuras 29 e 30 apresentam os perfis de tensão para três cenários: o caso base, apenas ADOO-BESS, e ADOSE e ADOO-BESS de forma sequencial. Na Figura 29, é

mostrado um gráfico boxplot que agrupa os valores de tensão durante as 24 horas, correspondentes a cada barra do sistema. Nessa figura, observa-se que a implementação de apenas ADOO-BESS melhora o perfil de tensão; no entanto, no caso de ADOSE e ADOO-BESS de forma sequencial, a melhoria é ainda mais significativa. Todos os valores mínimos estão acima de 0,965 p.u. (o valor mínimo de tensão registrado na barra 18) e, além disso, observa-se uma maior homogeneidade na distribuição de dados, tanto nas barras próximas quanto nas distantes da subestação.

A Figura 30 ilustra o comportamento da tensão durante metade dos períodos (para evitar a sobresaturação do gráfico), onde se identifica um aumento nos perfis de tensão com a implementação de ADOO-BESS, especialmente na abordagem sequencial ADOSE e ADOO-BESS. Além disso, destaca-se que o período 1 é onde se observa a maior melhoria no perfil de tensão, o que se atribui à injeção de potência por parte dos BESS. Isso também explica a presença de valores atípicos observados na Figura 29.

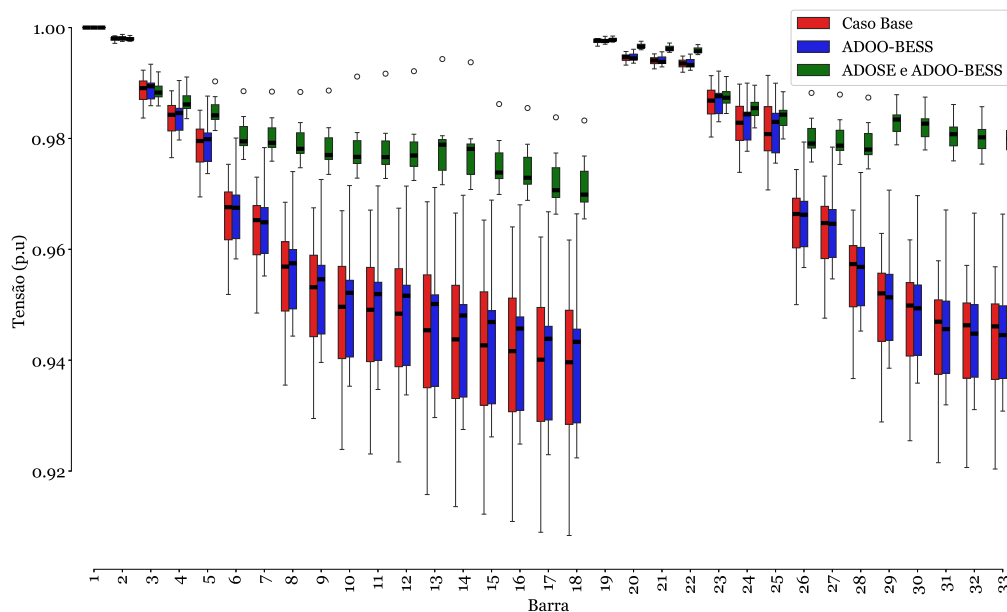


Figura 29 – Perfis de tensão Boxplot: Caso base, ADOO-BESS, ADOSE e ADOO-BESS
Fonte: Autor

As Figuras 31a e 31b mostram o comportamento dos BESS para o caso sequencial ADOSE e ADOO-BESS. Entre as horas 1 e 7, os BESS localizados nas barras 13 e 30 se descarregam até atingir seu nível mínimo de SoC de 10%, enquanto o BESS localizado na barra 11 se carrega entre as horas 2 e 4 e se descarrega entre as horas 5 e 8, alcançando um SoC de 40%. Durante as horas de maior geração de PV, os BESS aproveitam para realizar sua carga de maneira progressiva até atingir o nível máximo de SoC de 90%. Vale destacar que os BESS localizados nas barras onde se encontra a GD-PV se carregam de maneira mais rápida entre as horas 10 e 14. Posteriormente, os BESS liberam a energia armazenada

durante as horas de alta demanda, compreendidas entre 18 e 22 horas. Finalmente, todos os BESS retornam ao seu SoC final de 50%, cumprindo adequadamente com essa restrição imposta no modelo.

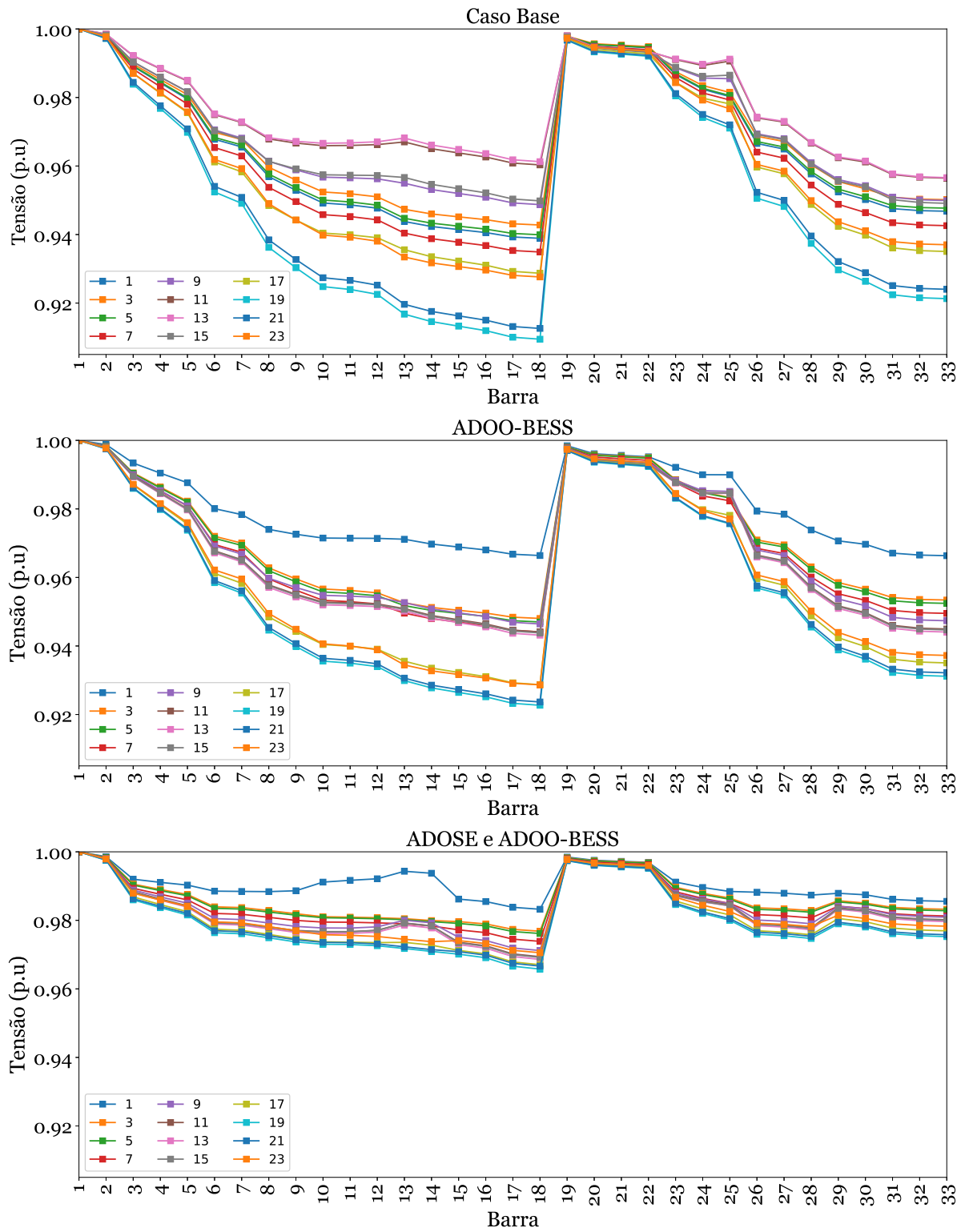
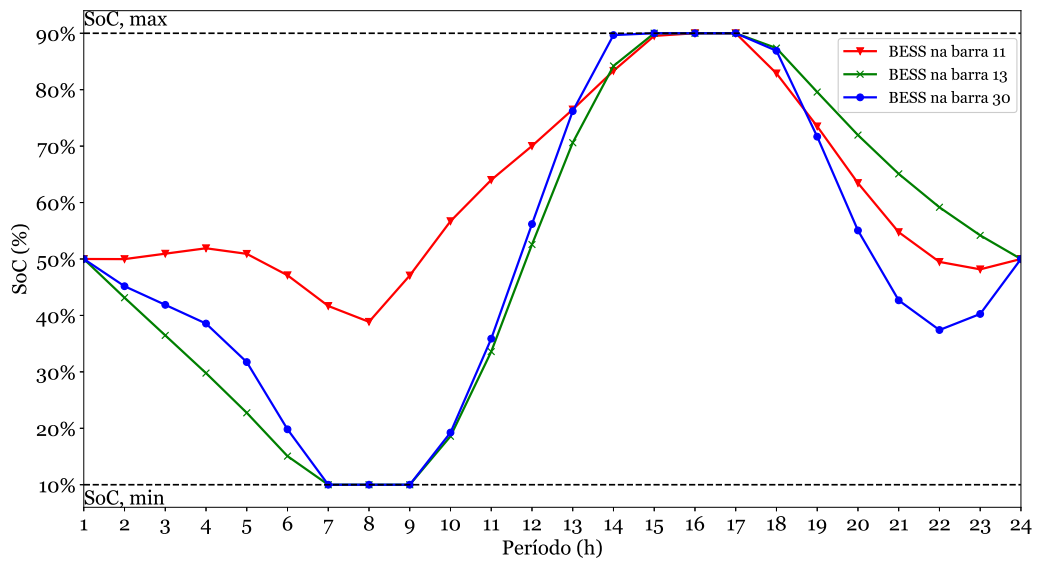
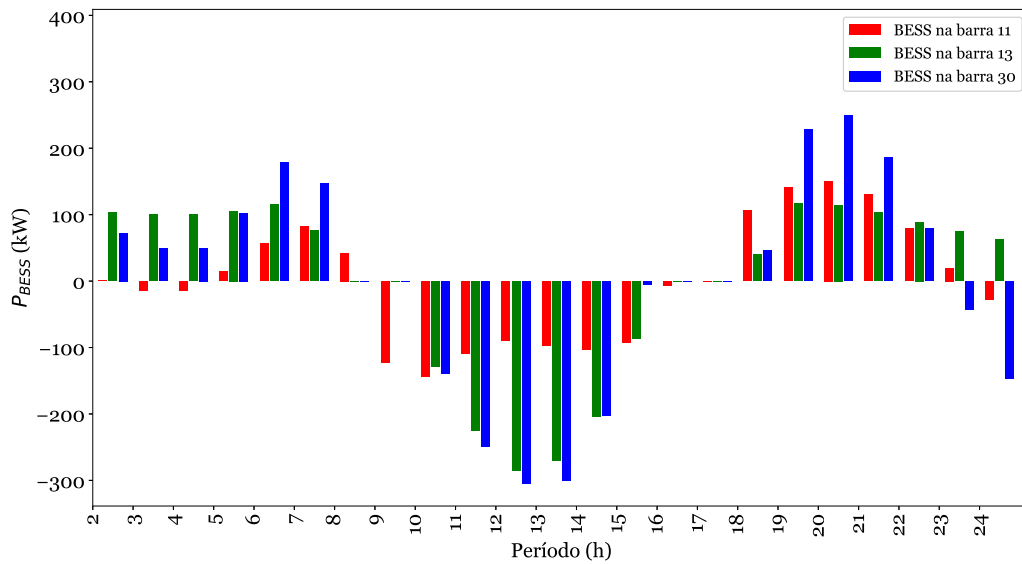


Figura 30 – Perfis de tensão: Caso base, AD OO-BESS, AD OSE e AD OO-BESS
 Fonte: Autor



(a) SoC de ADOSE e ADOO-BESS para o sistema de 33 barras.



(b) P_{BESS} de ADOSE e ADOO-BESS para o sistema de 33 barras.

Fonte: Autor

5 CONCLUSÃO

Realizou-se uma revisão bibliográfica detalhada sobre o problema da ADOSE e da ADOO-BESS, destacando o estudo de ambos os enfoques de forma isolada, devido à alta complexidade matemática que cada um representa. Além disso, foi realizada uma revisão das técnicas de SOC e RSDEE, que complementam o problema da ADOSE e proporcionam benefícios técnicos, como a redução das perdas de potência e a melhoria nos perfis de tensão.

Foi implementado um modelo flexível para a ADOSE que permite seu uso em SDEE com uma ou mais subestações existentes ou propostas para construção. O modelo também oferece uma ferramenta útil para determinar as rotas e tamanhos ótimos dos condutores para o atendimento de cargas existentes e futuras em um período de planejamento, respeitando as restrições de radialidade dos SDEE e minimizando os custos de investimento e os custos associados às perdas de potência.

Este trabalho desenvolve e valida com sucesso um novo modelo de PLIM para a ADOO-BESS em SDEE. O modelo, que não foi previamente reportado na literatura especializada, alcança consistentemente soluções ótimas globais, demonstrando uma eficiência e eficácia superiores em comparação com as técnicas meta-heurísticas tradicionais. A abordagem proposta reduz eficazmente as perdas de energia e o tempo computacional em comparação com outras metodologias. Isso é particularmente evidente na redução de perdas e no tempo significativamente menor necessário para encontrar soluções ótimas, mesmo em sistemas de escala média, melhorando assim o desempenho técnico e econômico dos SDEE. A pesquisa enfatiza a importância de otimizar a operação horária dos BESS para maximizar o uso de geração distribuída. Além disso, realiza a localização estratégica dos BESS em barras que otimizam o armazenamento e descarga de energia, aproveitando em grande medida o recurso solar disponível.

A aplicação sequencial dos modelos em um SDEE demonstrou melhorias nas condições técnicas e operacionais. Em uma primeira etapa, foram determinadas as rotas e tamanhos ótimos dos condutores, o que reduziu consideravelmente as perdas de potência e melhorou o perfil de tensão. Posteriormente, a alocação dos BESS dentro do SDEE, considerando a penetração de GD, contribuiu ainda mais para a redução das perdas de potência do sistema e melhorou adicionalmente os perfis de tensão. Além disso, observou-se uma redução significativa da demanda máxima durante as horas de pico, o que implica uma diminuição no uso de energia proveniente de fontes de geração convencionais. No entanto, esse resultado pode ser devido a condições específicas dos testes escolhidos e não necessariamente representar um comportamento de forma geral.

Por fim, devido à complexidade computacional dos modelos propostos, especialmente em sistemas de grande escala, é recomendável explorar abordagens alternativas para a resolução da ADOSE e da ADOO-BESS. Entre as possíveis abordagens, sugere-se o uso de técnicas metaheurísticas e métodos híbridos baseados em inteligência artificial, que poderiam diminuir os tempos e esforços computacionais, mantendo soluções de boa qualidade. Trabalhos futuros poderiam considerar a incerteza na demanda e na GD, permitindo modelar a operação de maneira mais realista. Adicionalmente, futuras pesquisas poderiam se concentrar na aplicação de abordagens preditivas que aproveitem dados históricos de operação e aprendizado de máquina para melhorar a capacidade de resposta e adaptabilidade dos SDEE atuais.

REFERÊNCIAS

- [1] YEHIA, M. et al. A heuristic algorithm for electric distribution networks optimal feeder configuration using geographic information system. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1232–1237, 2002.
- [2] ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na distribuição. p. 1–21, 2024. Disponível em: <https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioseindicadores/tarifaeconomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf>.
- [3] LIU, L. et al. Research on Quantitative Model of Energy Transition Path Based on Scenario Analysis. *Proc. 2018 IEEE 2nd Int. Electr. Energy Conf. CIEEC 2018*, IEEE, p. 599–603, 2018.
- [4] SILVA, F. T. S.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R. Optimal substation placement in distribution systems using artificial immune systems. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 2, p. 505–513, 2018.
- [5] MONTOYA, O. D. et al. Heuristic methodology for planning ac rural medium-voltage distribution grids. *Energies*, v. 14, n. 16, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/16/5141>>.
- [6] HORVAT, M. et al. Reduction of active losses with reconfiguration of electricity distribution networks. In: *1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (Cat. No. 99CH36333)*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 1, p. 154–159 vol.1.
- [7] SILVEIRA, C. L. B. et al. Mathematical optimization versus metaheuristic techniques: A performance comparison for reconfiguration of distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 196, p. 107272, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621002534>>.
- [8] ISAZA, R. A. H.; ECHEVERRI, M. G.; RENDÓN, R. A. G. Planeamiento de subestaciones y alimentadores en sistemas de distribución usando programación entera. *Scientia Et Technica*, 2005. ISSN 0122-1701. Disponível em: <<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84911698003>>.
- [9] HEIDARI, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Integrated planning for distribution automation and network capacity expansion. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 4279–4288, 2019.
- [10] GUO, H. et al. Capacity allocation of multi-time scale energy storage improving power system flexibility under high penetration renewable energy. In: *2023 4th International Conference on Advanced Electrical and Energy Systems (AEEES)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 917–923.
- [11] GONEN, T. *Electric Power Distribution Engineering*. 3rd. ed. [S.l.]: CRC Press, 2014. ISBN 978-1-4822-0705-7.
- [12] ABDULAZIZ, A. U. M.; ALHABIB, H. I. Power networks planning using mixed-integer programming. *JKAU: Engineering Sciences*, v. 21, n. 2, p. 15–34, 2010.

- [13] FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Robust multi-stage substation expansion planning considering stochastic demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 3, p. 2125–2134, 2016.
- [14] POZOS, A. T. et al. A mixed-binary linear formulation for the distribution system expansion planning problem. In: *2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.
- [15] JUNIOR, B. R. P. et al. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 8, p. 35–45, 2014. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2013.0115>>.
- [16] MACEDO, L. H.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; ROMERO, R. Optimal distribution systems expansion planning for improving service restoration. In: *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- [17] MAZHARI, S. M.; MONSEF, H.; ROMERO, R. A hybrid heuristic and evolutionary algorithm for distribution substation planning. *IEEE Systems Journal*, v. 9, n. 4, p. 1396–1408, 2015.
- [18] Valencia D., A.; Hincapie I., R. A.; Gallego R., R. A. Expansion planning of joint medium- and low-voltage three-phase distribution networks considering the optimal integration of distributed energy resources. *Energy Reports*, v. 9, p. 1183–1200, 2023. ISSN 2352-4847. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722026646>>.
- [19] BEHZADI, S.; BAGHERI, A. A convex micro-grid-based optimization model for planning of resilient and sustainable distribution systems considering feeders routing and siting/sizing of substations and dg units. *Sustainable Cities and Society*, v. 97, p. 104787, 2023. ISSN 2210-6707. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670723003980>>.
- [20] BARAN, M.; WU, F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- [21] PEPONIS, G.; PAPADOPOULOS, M.; HATZIARGYRIOU, N. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 3, p. 1338–1342, 1995.
- [22] FRANCO, J. F. et al. A mixed-integer lp model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation. *Electric Power Systems Research*, v. 97, p. 51–60, 2013. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779612003574>>.
- [23] BORGES, M. C. O.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 25, n. 1, p. 103–111, fev. 2014.

- [24] JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 2, p. 1106–1115, 2012.
- [25] MAHDAVI, M.; ROMERO, R. Reconfiguration of radial distribution systems: An efficient mathematical model. *IEEE Latin America Transactions*, v. 19, n. 7, p. 1172–1181, 2021.
- [26] PAREJA, L. A. G.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; CARMONA, O. G. A mixed-integer linear programming model for the simultaneous optimal distribution network reconfiguration and optimal placement of distributed generation. *Energies*, v. 15, n. 9, 2022. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3063>>.
- [27] GALLEGO, L. A.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; CARMONA, O. G. A mixed-integer linear programming model for simultaneous optimal reconfiguration and optimal placement of capacitor banks in distribution networks. *IEEE Access*, v. 10, p. 52655–52673, 2022.
- [28] BADRAN, O. et al. Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 73, p. 854–867, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117302101>>.
- [29] HELMI, A. M. et al. Efficient and sustainable reconfiguration of distribution networks via metaheuristic optimization. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, v. 19, n. 1, p. 82–98, 2022.
- [30] SOLANKI, A. et al. Reconfiguration of the distribution network using a whale optimization algorithm. In: *2023 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6.
- [31] RAHMATI, K.; TAHERINASAB, S. The importance of reconfiguration of the distribution network to achieve minimization of energy losses using the dragonfly algorithm. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, v. 5, p. 100270, 2023. ISSN 2772-6711. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772671123001651>>.
- [32] ABDELAZIZ, A. et al. Distribution systems reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 11, p. 1521–1530, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779609001394>>.
- [33] SIVANAGARAJU, J. V. R. S.; RAJU, P. S. Discrete particle swarm optimization to network reconfiguration for loss reduction and load balancing. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 36, n. 5, p. 513–524, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15325000701735389>>.
- [34] ESMAEILI, S. et al. Optimal simultaneous day-ahead scheduling and hourly reconfiguration of distribution systems considering responsive loads. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 104, p. 537–548, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518304939>>.

- [35] ELDURSSI, A. M.; O'CONNELL, R. M. A fast nondominated sorting guided genetic algorithm for multi-objective power distribution system reconfiguration problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 2, p. 593–601, 2015.
- [36] ZHU, J. Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 62, n. 1, p. 37–42, 2002. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877960200041X>>.
- [37] FRANCO, J. F. et al. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer lp approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, p. 10–20, 2013.
- [38] MENDOZA, F. et al. Optimal conductor size selection in radial power distribution systems using evolutionary strategies. In: *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–5.
- [39] FALAGHI, H. et al. Optimal selection of conductors in radial distribution systems with time varying load. In: *CIREN 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–4.
- [40] WANG, Z. et al. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 1, p. 350–354, 2000.
- [41] KAUR, D.; SHARMA, J. Optimal conductor sizing in radial distribution systems planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 30, n. 4, p. 261–271, 2008. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061507001007>>.
- [42] GIRALDO, O. D. M.; ENCISO, L. M. R.; SEPÚLVEDA, W. C. Selección óptima de conductores en sistemas de distribución utilizando la versión discreta del algoritmo de senos y cosenos. *Scientia et Technica*, v. 28, n. 02, p. 66–72, jun. 2023. Disponível em: <<https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/25394>>.
- [43] ISMAEL, S. M.; ALEEM, S. H. E. A.; ABDELAZIZ, A. Y. Optimal selection of conductors in egyptian radial distribution systems using sine-cosine optimization algorithm. In: *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 103–107.
- [44] VEGA-FORERO, J. A.; RAMOS-CASTELLANOS, J. S.; MONTOYA, O. D. Application of the generalized normal distribution optimization algorithm to the optimal selection of conductors in three-phase asymmetric distribution networks. *Energies*, v. 16, n. 3, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/3/1311>>.
- [45] ABDELAZIZ, A. Y.; FATHY, A. A novel approach based on crow search algorithm for optimal selection of conductor size in radial distribution networks. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, v. 20, n. 2, p. 391–402, 2017. ISSN 2215-0986. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221509861631312X>>.

- [46] ISMAEL, S. M.; ABDEL, S.; ABDELAZIZ, A. Y. Optimal conductor selection in radial distribution systems using whale optimization algorithm. In: . [s.n.], 2019. Disponível em: <<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:209437086>>.
- [47] LEGHA, M. M.; JAVAHERI, H.; LEGHA, M. M. Optimal conductor selection in radial distribution systems for productivity improvement using genetic algorithm. *Journal of Electrical and Electronic Engineering*, v. 9, p. 29–35, 2013. Disponível em: <<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:58921307>>.
- [48] VAHID, M.; HOSSEIN, A. A.; KAZEM, M. Maximum loss reduction applying combination of optimal conductor selection and capacitor placement in distribution systems with nonlinear loads. In: *2008 43rd International Universities Power Engineering Conference*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–5.
- [49] VAHID, M. et al. Combination of optimal conductor selection and capacitor placement in radial distribution systems for maximum loss reduction. In: *2009 IEEE International Conference on Industrial Technology*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- [50] MONTOYA, O. D.; GIL-GONZÁLEZ, W.; GRISALES-NOREÑA, L. F. On the mathematical modeling for optimal selecting of calibers of conductors in dc radial distribution networks: An minlp approach. *Electric Power Systems Research*, v. 194, p. 107072, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621000535>>.
- [51] MONTOYA, O. D.; GARCES, A.; CASTRO, C. A. Optimal conductor size selection in radial distribution networks using a mixed-integer non-linear programming formulation. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 8, p. 2213–2220, 2018.
- [52] ROSSO, A. D. D.; ECKROAD, S. W. Energy storage for relief of transmission congestion. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 1138–1146, 2014.
- [53] ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – a state of the art review. *Applied Energy*, v. 179, p. 350–377, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916308728>>.
- [54] DAS, C. K. et al. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, p. 1205–1230, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301606>>.
- [55] ZAHEDI, A. Maximizing solar pv energy penetration using energy storage technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 1, p. 866–870, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002984>>.
- [56] BARELLI, L.; DESIDERI, U.; OTTAVIANO, A. Challenges in load balance due to renewable energy sources penetration: The possible role of energy storage technologies relative to the italian case. *Energy*, v. 93, p. 393–405, 2015. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215012670>>.

- [57] LI, X.; WANG, S. Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 7, n. 5, p. 1026–1040, 2021.
- [58] OUDALOV, A.; CHERKAOUI, R.; BEGUIN, A. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech.* [S.l.: s.n.], 2007. p. 621–625.
- [59] YUAN, Y.; LI, Q.; WANG, W. Optimal operation strategy of energy storage unit in wind power integration based on stochastic programming. *IET Renewable Power Generation*, Institution of Engineering and Technology, v. 5, p. 194–201(7), March 2011. ISSN 1752-1416. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2009.0107>>.
- [60] SHARMA, P.; BHATTI, T. A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Conversion and Management*, v. 51, n. 12, p. 2901–2912, 2010. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890410002438>>.
- [61] MAHLIA, T. et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 33, p. 532–545, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000902>>.
- [62] CHATZIVASILEIADI, A.; AMPATZI, E.; KNIGHT, I. Characteristics of electrical energy storage technologies and their applications in buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 25, p. 814–830, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113003262>>.
- [63] Mousavi G, S. et al. A comprehensive review of flywheel energy storage system technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, p. 477–490, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116305597>>.
- [64] LIU, H.; JIANG, J. Flywheel energy storage—an upswing technology for energy sustainability. *Energy and Buildings*, v. 39, n. 5, p. 599–604, 2007. ISSN 0378-7788. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778806002350>>.
- [65] ZHANG, J. et al. Flywheel energy storage system design for distribution network. In: *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 4, p. 2619–2623 vol.4.
- [66] ALI, M. H.; WU, B.; DOUGAL, R. A. An overview of smes applications in power and energy systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 1, n. 1, p. 38 – 47, 2010. Cited by: 480. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-77955699143&doi=10.1109%2FtSTE.2010.2044901&partnerID=40&md5=1b84d1c09b70ba05c6e88e8fab2d632b>>.
- [67] LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, v. 137, p. 511–536, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>>.

- [68] JOSEPH, A.; SHAHIDEHPOUR, M. Battery storage systems in electric power systems. In: *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 8 pp.–.
- [69] Yekini Suberu, M.; Wazir Mustafa, M.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 35, p. 499–514, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114002366>>.
- [70] RIBEIRO, P. F. et al. Energy storage systems for advances power applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 89, n. 12, p. 1744 – 1756, 2001. Cited by: 900. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-0041532934&doi=10.1109%2f5.975900&partnerID=40&md5=1303e8d51ee0aee4ea87df02d53edbe5>>.
- [71] DÍAZ-GONZÁLEZ, F. et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 4, p. 2154–2171, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112000305>>.
- [72] DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002642>>.
- [73] CALERO, F. et al. A review of modeling and applications of energy storage systems in power grids. *Proceedings of the IEEE*, v. 111, n. 7, p. 806–831, 2023.
- [74] CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. ISSN 1002-0071. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>>.
- [75] ZHAO, H. et al. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*, v. 137, p. 545–553, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914004668>>.
- [76] DAHIRU, A. T. et al. A comprehensive review of demand side management in distributed grids based on real estate perspectives. *Environ. Sci. Pollut. Res.*, Springer Berlin Heidelberg, v. 30, n. 34, p. 81984–82013, 2023. ISSN 16147499. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11356-023-25146-x>>.
- [77] KARANKI, S. B. et al. Optimal location of battery energy storage systems in power distribution network for integrating renewable energy sources. In: *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 4553–4558.
- [78] ZHENG, Y. et al. Hierarchical optimal allocation of battery energy storage systems for multiple services in distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 11, n. 3, p. 1911–1921, 2020.
- [79] SALEH, S. A. M. et al. Selecting locations and sizes of battery storage systems based on the frequency of the center of inertia and principle component analysis. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 56, p. 1040–1051, 2020. Disponível em: <<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:213569252>>.

- [80] ALSHARIF, H.; JALILI, M.; HASAN, K. N. Power system frequency stability using optimal sizing and placement of battery energy storage system under uncertainty. *Journal of Energy Storage*, v. 50, p. 104610, 2022. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22006260>>.
- [81] CHEDID, R.; SAWWAS, A. Optimal placement and sizing of photovoltaics and battery storage in distribution networks. *Energy Storage*, v. 1, n. 4, p. e46, 2019. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/est2.46>>.
- [82] SHEIKH, H. I.; RATHI, M. K.; SOOMRO, A. M. Optimal integration of battery energy-storage system with high penetration of renewable energy in radial distribution network. *Clean Energy*, v. 6, n. 3, p. 404–411, 06 2022. ISSN 2515-4230. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/ce/zkac027>>.
- [83] KHUNKITTI, S.; BOONLUK, P.; SIRITARATIWAT, A. Optimal location and sizing of bess for performance improvement of distribution systems with high dg penetration. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 2022, n. 1, p. 6361243, 2022. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1155/2022/6361243>>.
- [84] ZHANG, Y. et al. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 8, p. 1105–1113, 2016. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2015.0542>>.
- [85] YONGXI, Z. et al. Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Institution of Engineering and Technology, v. 11, p. 3862–3870(8), October 2017. ISSN 1751-8687. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2017.0508>>.
- [86] ZHENG, Y.; HILL, D. J.; DONG, Z. Y. Multi-agent optimal allocation of energy storage systems in distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 8, n. 4, p. 1715–1725, 2017.
- [87] GRISALES, L. F. et al. Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach. *IEEE Latin America Transactions*, v. 15, n. 6, p. 1084–1090, 2017.
- [88] BRANDON, C.-C. et al. Optimization of bess placement, technology selection, and operation in microgrids for minimizing energy losses and co2 emissions: A hybrid approach. *Journal of Energy Storage*, v. 73, p. 108975, 2023. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23023733>>.
- [89] CORTÉS-CAICEDO, B. et al. Minimizing the annual costs in ac distribution microgrids through optimal bess location, selection, and operation using a hybrid approach. *Journal of Energy Storage*, v. 84, p. 110894, 2024. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2400478X>>.

- [90] WONG, L. A. et al. Optimal placement and sizing of energy storage system in distribution network with photovoltaic based distributed generation using improved firefly algorithms. *World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, v. 11, p. 811–819, 01 2017.
- [91] LIU, W.; NIU, S.; XU, H. Optimal planning of battery energy storage considering reliability benefit and operation strategy in active distribution system. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 5, 04 2016.
- [92] DAS, C. K. et al. Optimal placement of distributed energy storage systems in distribution networks using artificial bee colony algorithm. *Applied Energy*, v. 232, p. 212–228, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918311358>>.
- [93] MOHAMAD, F.; TEH, J.; LAI, C.-M. Optimum allocation of battery energy storage systems for power grid enhanced with solar energy. *Energy*, v. 223, p. 120105, 2021. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221003546>>.
- [94] KAYAL, B. K. P.; SAMANTARY, S. Allocation of battery energy storage in power distribution network: Placement, sizing, and scheduling. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, Taylor & Francis, v. 44, n. 3, p. 7544–7563, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15567036.2022.2115580>>.
- [95] GHAFFARI, A.; ASKARZADEH, A.; FADAEINEDJAD, R. Optimal allocation of energy storage systems, wind turbines and photovoltaic systems in distribution network considering flicker mitigation. *Applied Energy*, v. 319, p. 119253, 2022. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922006110>>.
- [96] HAMIDAN, M.-A.; BOROUSAN, F. Optimal planning of distributed generation and battery energy storage systems simultaneously in distribution networks for loss reduction and reliability improvement. *Journal of Energy Storage*, v. 46, p. 103844, 2022. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21015139>>.
- [97] SULAIMAN, M. H. et al. A simulation-metaheuristic approach for finding the optimal allocation of the battery energy storage system problem in distribution networks. *Decision Analytics Journal*, v. 7, p. 100208, 2023. ISSN 2772-6622. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772662223000486>>.
- [98] PENG, S. et al. Method of site selection and capacity setting for battery energy storage system in distribution networks with renewable energy sources. *Energies*, v. 16, n. 9, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/9/3899>>.
- [99] NGUYEN, T.; NGUYEN, T.; NGUYEN, T. Minimizing electricity cost by optimal location and power of battery energy storage system using wild geese algorithm. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, v. 12, n. 3, p. 1276–1284, 2023. ISSN 2302-9285. Disponível em: <<https://beei.org/index.php/EEI/article/view/4779>>.

- [100]GUODONG, X. et al. Optimal size and location of battery energy storage systems for reducing the wind power curtailments. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 46, n. 3, p. 342–352, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15325008.2018.1445141>>.
- [101]POMPERN, N. et al. Optimal placement and capacity of battery energy storage system in distribution networks integrated with pv and evs using metaheuristic algorithms. *IEEE Access*, v. 11, p. 68379–68394, 2023.
- [102]FATHY, A.; ABDELAZIZ, A. Y. Grey wolf optimizer for optimal sizing and siting of energy storage system in electric distribution network. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 45, n. 6, p. 601–614, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1292567>>.
- [103]ZHANG, D. et al. Optimal allocation of battery energy storage systems to enhance system performance and reliability in unbalanced distribution networks. *Energies*, v. 16, n. 20, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/20/7127>>.
- [104]WONG, L. A. et al. Optimal placement and sizing of battery energy storage system for losses reduction using whale optimization algorithm. *Journal of Energy Storage*, v. 26, p. 100892, 2019. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19303494>>.
- [105]Thanh Nguyen, T.; Trung Nguyen, T.; LE, B. Artificial ecosystem optimization for optimizing of position and operational power of battery energy storage system on the distribution network considering distributed generations. *Expert Systems with Applications*, v. 208, p. 118127, 2022. ISSN 0957-4174. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417422013112>>.
- [106]YUAN, Z. et al. A new methodology for optimal location and sizing of battery energy storage system in distribution networks for loss reduction. *Journal of Energy Storage*, v. 29, p. 101368, 2020. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20301286>>.
- [107]NGUYEN, T.; NGUYEN, H.; DUONG, T. Optimal placement of battery energy storage system considering penetration of distributed generations. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, v. 13, n. 6, p. 6068–6078, 2023. ISSN 2722-2578. Disponível em: <<https://ijece.iaescore.com/index.php/IJECE/article/view/32237>>.
- [108]GRISALES-NOREÑA, L.; MONTOYA, O. D.; GIL-GONZÁLEZ, W. Integration of energy storage systems in ac distribution networks: Optimal location, selecting, and operation approach based on genetic algorithms. *Journal of Energy Storage*, v. 25, p. 100891, 2019. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19301835>>.
- [109]SEDGHI, M.; AHMADIAN, A.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 1, p. 304–316, 2016.

- [110] CARPINELLI, G. et al. A hybrid method for optimal siting and sizing of battery energy storage systems in unbalanced low voltage microgrids. *Applied Sciences*, v. 8, n. 3, 2018. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/8/3/455>>.
- [111] JANNESAR, M. R. et al. Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. *Applied Energy*, v. 226, p. 957–966, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918309061>>.
- [112] MARTINEZ, M.; MOLINA, M. G.; MERCADO, P. E. Optimal sizing and location of energy storage system in a power system. In: *2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.
- [113] ABREU, T. J. A.; AGAMEZ-ARIAS, P.; MIRANDA, V. Battery storage sizing and location in distribution systems. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- [114] KHAJEH, H. et al. Optimized siting and sizing of distribution-network-connected battery energy storage system providing flexibility services for system operators. *Energy*, v. 285, p. 129490, 2023. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223028840>>.
- [115] CORTÉS-CAICEDO, B. et al. Energy management system for the optimal operation of pv generators in distribution systems using the antlion optimizer: A colombian urban and rural case study. *Sustainability*, v. 14, n. 23, 2022. ISSN 2071-1050. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2071-1050/14/23/16083>>.
- [116] FRANCO, J. F. et al. A mixed-integer lp model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 48, p. 123–130, 2013. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512006801>>.
- [117] PAREJA, L. A. G.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; CARMONA, O. G. Optimal integration of distribution network reconfiguration and conductor selection in power distribution systems via milp. *Energies*, v. 16, n. 19, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/19/6998>>.
- [118] GRISALES-NOREÑA, L. et al. A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, v. 65, p. 107199, 2023. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23005960>>.
- [119] SAHOO, N.; PRASAD, K. A fuzzy genetic approach for network reconfiguration to enhance voltage stability in radial distribution systems. *Energy Conversion and Management*, v. 47, n. 18, p. 3288–3306, 2006. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890406000355>>.

-
- [120]GIL-GONZÁLEZ, W. et al. A mixed-integer convex model for the optimal placement and sizing of distributed generators in power distribution networks. *Applied Sciences*, v. 11, n. 2, 2021. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/11/2/627>>.
- [121]MAHMOUD, K.; YORINO, N.; AHMED, A. Optimal distributed generation allocation in distribution systems for loss minimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 2, p. 960–969, 2016.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS UTILIZADOS

Sistemas de teste para ADOO-BESS

A.1 Sistema de teste de 33 barras

Tabela 13 – Dados elétricos do sistema teste de 33 barras

Linha	Linha i	Linha j	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVAr]	Linha	Linha i	Linha j	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVAr]
1	1	2	0,0922	0,0470	100	60	17	17	18	0,7320	0,5740	90	40
2	2	3	0,4930	0,2511	90	40	18	2	19	0,1640	0,1565	90	40
3	3	4	0,3660	0,1864	120	80	19	19	20	1,5042	1,3554	90	40
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30	20	20	21	0,4095	0,4784	90	40
5	5	6	0,8190	0,7070	60	20	21	21	22	0,7089	0,9373	90	40
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100	22	3	23	0,4512	0,3083	90	50
7	7	8	0,7114	0,2351	200	100	23	23	24	0,8980	0,7091	420	200
8	8	9	1,0300	0,7400	60	20	24	24	25	0,8960	0,7011	420	200
9	9	10	1,0440	0,7400	60	20	25	6	26	0,2030	0,1034	60	25
10	10	11	0,1966	0,0650	45	30	26	26	27	0,2842	0,1447	60	25
11	11	12	0,3744	0,1238	60	35	27	27	28	1,0590	0,9337	60	20
12	12	13	1,4680	1,1550	60	35	28	28	29	0,8042	0,7006	120	70
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80	29	29	30	0,5075	0,2585	200	600
14	14	15	0,5910	0,5260	60	10	30	30	31	0,9744	0,9630	150	70
15	15	16	0,7463	0,5450	60	20	31	31	32	0,3105	0,3619	210	100
16	16	17	1,2890	1,7210	60	20	32	32	33	0,3410	0,5302	60	40

Fonte: Autor

A.2 Sistema de teste de 69 barras

Tabela 14 – Dados elétricos do sistema teste de 69 barras

Linha	Linha i	Linha j	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVAr]	Linha	Linha i	Linha j	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVAr]
1	1	2	0,0005	0,0012	0,00	0,00	35	3	36	0,0044	0,0108	26,00	18,55
2	2	3	0,0005	0,0012	0,00	0,00	36	36	37	0,0640	0,1565	26,00	18,55
3	3	4	0,0015	0,0036	0,00	0,00	37	37	38	0,1053	0,1230	0,00	0,00
4	4	5	0,0251	0,0294	0,00	0,00	38	38	39	0,0304	0,0355	24,00	17,00
5	5	6	0,3660	0,1864	2,60	2,20	39	39	40	0,0018	0,0021	24,00	17,00
6	6	7	0,3811	0,1941	40,40	30,00	40	40	41	0,7283	0,8509	1,20	1,00
7	7	8	0,0922	0,0470	75,00	54,00	41	41	42	0,3100	0,3623	0,00	0,00
8	8	9	0,0493	0,0251	30,00	22,00	42	42	43	0,0410	0,0478	6,00	4,30
9	9	10	0,8190	0,2707	28,00	19,00	43	43	44	0,0092	0,0116	0,00	0,00
10	10	11	0,1872	0,0619	145,00	104,00	44	44	45	0,1089	0,1373	39,22	26,30
11	11	12	0,7114	0,2351	145,00	104,00	45	45	46	0,0009	0,0012	39,22	26,30
12	12	13	1,0300	0,3400	8,00	5,50	46	4	47	0,0034	0,0084	0,00	0,00
13	13	14	1,0440	0,3400	8,00	5,50	47	47	48	0,0851	0,2083	79,00	56,40
14	14	15	1,0580	0,3496	0,00	0,00	48	48	49	0,2898	0,7091	384,70	274,50
15	15	16	0,1966	0,0650	45,50	30,00	49	49	50	0,0822	0,2011	384,70	274,50
16	16	17	0,3744	0,1238	60,00	35,00	50	8	51	0,0928	0,0473	40,50	28,30
17	17	18	0,0047	0,0016	60,00	35,00	51	51	52	0,3319	0,1114	3,60	2,70
18	18	19	0,3276	0,1083	0,00	0,00	52	9	53	0,1740	0,0886	4,35	3,50
19	19	20	0,2106	0,0696	1,00	0,60	53	53	54	0,2030	0,1034	26,40	19,00
20	20	21	0,3416	0,1129	114,00	81,00	54	54	55	0,2842	0,1447	24,00	17,20
21	21	22	0,0140	0,0046	5,30	3,50	55	55	56	0,2813	0,1433	0,00	0,00
22	22	23	0,1591	0,0526	0,00	0,00	56	56	57	1,5900	0,5337	0,00	0,00
23	23	24	0,3463	0,1145	28,00	20,00	57	57	58	0,7837	0,2630	0,00	0,00
24	24	25	0,7488	0,2475	0,00	0,00	58	58	59	0,3042	0,1006	100,00	72,00
25	25	26	0,3089	0,1021	14,00	10,00	59	59	60	0,3861	0,1172	0,00	0,00
26	26	27	0,1732	0,0572	14,00	10,00	60	60	61	0,5075	0,2555	1244,00	888,00
27	3	28	0,0044	0,0108	26,00	18,60	61	61	62	0,0974	0,0496	32,00	23,00
28	28	29	0,0640	0,1565	26,00	18,60	62	62	63	0,1450	0,0738	0,00	0,00
29	29	30	0,3978	0,1351	0,00	0,00	63	63	64	0,7105	0,3619	227,00	162,00
30	30	31	0,0702	0,0232	0,00	0,00	64	64	65	1,0410	0,5302	59,00	42,00
31	31	32	0,3510	0,1160	0,00	0,00	65	11	66	0,2012	0,0611	18,00	13,00
32	32	33	0,8390	0,2816	14,00	10,00	66	66	67	0,0047	0,0014	18,00	13,00
33	33	34	1,7080	0,5646	19,50	14,00	67	12	68	0,7394	0,2444	28,00	20,00
34	34	35	1,4740	0,4873	6,00	4,00	68	68	69	0,0047	0,0016	28,00	20,00

Fonte: Autor

Sistemas de teste para ADOSE

A.3 Sistema de teste de 33 barras

Tabela 15 – Dados elétricos do sistema teste de 33 barras

Linha	Linha i	Linha j	P [kW]	Q [kVAr]	L [km]	Condutor	Linha	Linha i	Linha j	P [kW]	Q [kVAr]	L [km]	Condutor
1	1	2	100	60	0,4164	8	20	20	21	90	40	0,1507	1
2	2	3	90	40	2,2267	8	21	21	22	90	40	0,2608	1
3	3	4	120	80	0,8018	6	22	3	23	90	50	0,3284	6
4	4	5	60	30	0,8348	6	23	23	24	420	200	0,6536	6
5	5	6	60	20	1,7941	6	24	24	25	420	200	0,6521	4
6	6	7	200	100	0,1362	2	25	6	26	60	25	0,1477	7
7	7	8	200	100	0,5178	2	26	26	27	60	25	0,2068	6
8	8	9	60	20	0,7496	1	27	27	28	60	20	0,7707	6
9	9	10	60	20	0,7598	1	28	28	29	120	70	0,5853	6
10	10	11	45	30	0,1431	1	29	29	30	200	600	0,3694	6
11	11	12	60	35	0,2725	1	30	30	31	150	70	0,7092	4
12	12	13	60	35	1,0684	1	31	31	32	210	100	0,2260	2
13	13	14	120	80	0,3942	1	32	32	33	60	40	0,2482	1
14	14	15	60	10	0,4301	1	33	8	21	-	-	1,4556	-
15	15	16	60	20	0,5432	1	34	9	15	-	-	1,4556	-
16	16	17	60	20	0,9381	1	35	12	22	-	-	1,4556	-
17	17	18	90	40	0,5328	1	36	18	33	-	-	0,3639	-
18	2	19	90	40	0,0603	1	37	25	29	-	-	0,3639	-
19	19	20	90	40	0,5534	1	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Autor

A.4 Sistema de teste de 54 barras

Tabela 16 – Dados de linhas sistema de 54 barras

Linha	Linha		L [km]	Condutor	Linha	Linha		L [km]	Condutor	Linha	Linha		L [km]	Condutor
	i	j				i	j				i	j		
1	51	1	0,562	2	22	54	21	0,500	0	43	38	39	0,686	0
2	51	3	0,436	2	23	54	22	0,750	0	44	39	32	0,812	0
3	3	4	0,624	2	24	9	22	0,936	0	45	39	33	0,562	0
4	4	7	0,500	2	25	22	23	0,686	0	46	33	8	0,936	0
5	4	5	0,624	2	26	23	24	0,562	0	47	33	34	0,374	0
6	7	8	0,624	2	27	24	25	0,436	0	48	34	35	0,436	0
7	5	6	0,500	2	28	25	8	0,562	0	49	35	36	0,436	0
8	1	9	0,686	2	29	8	27	0,750	0	50	53	36	0,500	0
9	1	2	0,624	2	30	27	26	0,686	0	51	53	28	0,624	0
10	9	10	1,436	2	31	27	28	0,624	0	52	53	41	0,624	0
11	52	14	0,750	2	32	6	28	1,000	0	53	41	40	0,750	0
12	14	15	0,750	2	33	54	30	0,562	0	54	40	16	0,500	0
13	15	16	0,562	2	34	30	29	0,624	0	55	41	42	0,750	0
14	52	11	0,562	2	35	30	43	0,812	0	56	42	48	0,500	0
15	11	12	0,624	2	36	43	37	0,500	0	57	48	49	0,750	0
16	12	13	0,874	2	37	37	31	0,374	0	58	49	50	0,436	0
17	19	20	0,624	0	38	31	10	0,624	0	59	42	47	0,624	0
18	18	19	0,500	0	39	13	43	0,750	0	60	47	46	0,624	0
19	17	18	0,812	0	40	12	45	0,500	0	61	46	14	0,686	0
20	9	17	0,860	0	41	45	44	0,436	0	-	-	-	-	-
21	18	21	0,624	0	42	44	38	0,624	0	-	-	-	-	-

Fonte: Autor

Tabela 17 – Dados de barras sistema de 54 barras

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Barra	P [kW]	Q [kVAr]
51	0	0	15	720	348,72	33	1296	627,68
52	0	0	16	936	453,36	34	648	313,84
53	0	0	17	360	174,32	35	0	0
54	0	0	18	648	313,84	36	144	69,76
1	2376	1150,72	19	720	348,72	37	720	348,72
2	792	383,6	20	360	174,32	38	0	0
3	288	139,52	21	360	174,32	39	576	278,96
4	1008	488,16	22	360	174,32	40	720	348,72
5	1440	697,44	23	360	174,32	41	216	104,64
6	432	209,2	24	360	174,32	42	0	0
7	144	69,76	25	432	209,2	43	0	0
8	1080	523,04	26	0	0	44	360	174,32
9	1368	662,56	27	0	0	45	360	174,32
10	1440	697,44	28	288	139,52	46	0	0
11	144	69,76	29	432	209,2	47	360	174,32
12	720	348,72	30	1440	697,44	48	360	174,32
13	648	313,84	31	432	209,2	49	0	0
14	576	278,96	32	0	0	50	0	0

Fonte: Autor

TRABALHOS PUBLICADOS PELO AUTOR

Trabalhos publicados pelo autor durante o programa.

Artigo apresentado em conferência.

- Carlos Eduardo Salazar Vanegas, Juliani Chico Piai Paiva, José Fernando Mangili Júnior, Luis Alfonso Gallego Pareja. **SELEÇÃO ÓPTIMA DE CONDUTORES E ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA.** XIV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - XIV CBPE, Manaus-AM, Outubro/2024.

Artigo submetido a revista.

- Carlos Eduardo Salazar Vanegas, Luis Alfonso Gallego Pareja, Oscar Gómez Carmona. **A MIXED-INTEGER LINEAR PROGRAMMING MODEL FOR THE OPTIMAL PLACEMENT, SIZING, AND OPERATION OF BESS IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION.** IEEE Access.



SELEÇÃO ÓPTIMA DE CONDUTORES E ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA

RESUMO

Neste trabalho, desenvolve-se um enfoque de programação linear inteira mista (PLIM) que combina a seleção ótima de condutores (SOC) com a alocação ótima de geração distribuída (GD) para minimizar as perdas de energia e melhorar os perfis de tensão dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). O SOC consiste em selecionar o melhor condutor para cada tramo do alimentador do SDEE, sendo um problema de programação matemática não linear inteiro misto (PNLIM) com um número elevado de possíveis soluções que crescem exponencialmente com o tamanho do SDEE. A alocação e dimensionamento ótimos da GD são semelhantes ao problema do SOC, envolvendo a seleção da capacidade instalada dos GD's e sua alocação estratégica no SDEE, cumprindo restrições de limites de potência, tensão e térmicos. A principal contribuição deste artigo é integrar esses dois problemas em um único modelo de PLIM, garantindo soluções ótimas globais. A implementação do modelo proposto é realizada no ambiente de programação matemática AMPL (A Mathematical Programming Language). Para validar a eficiência do modelo, foram utilizados sistemas de teste de 33 e 69 barras. Os resultados demonstram que a combinação de SOC e localização ótima de GD minimiza eficazmente as perdas de energia e melhora os perfis de tensão dos SDEE.

Palavras-Chave: Sistemas de distribuição. Geração distribuída. Otimização. Seleção ótima de condutores.

ABSTRACT

In this paper a mixed-integer linear programming (MILP) approach is developed, combining optimal conductor selection (OCS) with optimal allocation of distributed generation (DG) to minimize energy losses and improve voltage profiles in electrical distribution systems (EDS). OCS involves selecting the best conductor for each segment of the EDS feeder, and it is a mixed-integer nonlinear programming (MINLP) problem with a high number of possible solutions that grow exponentially with the size of the EDS. The optimal allocation and sizing of DG are similar to the OCS problem, involving the selection of the installed capacity of the DGs and their strategic allocation in the EDS, adhering to power, voltage, and thermal limit constraints. The main contribution of this article is the integration of these two problems into a single MILP model, ensuring globally optimal solutions. The proposed model is implemented in the AMPL (A Mathematical Programming Language) environment. To validate the model's efficiency, 33-bus and 69-bus test systems were used. The results show that the combination of OCS and optimal DG allocation effectively minimizes energy losses and improves voltage profiles in EDS.

Keywords: Distribution systems. Distributed generation. Optimization. Optimal conductor selection.





1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) são compostos por um conjunto de equipamentos que conseguem transportar a energia dos sistemas de transmissão até o consumidor final, que pode ser residencial, comercial ou industrial. Devido à crescente expansão da população e dos centros industriais, observa-se um aumento na extensão dos SDEE para suprir a demanda de potência, o que leva a um aumento das perdas de energia, queda dos perfis de tensão e baixa qualidade da energia. Na literatura especializada, diversos enfoques foram estudados para abordar esses problemas, resultando em diferentes propostas de solução, como as localizações ótimas de bancos de capacitores, reguladores de tensão e GD, além da reconfiguração dos SDEE e a seleção ótima de condutores (SOC) (Tassi; Ramos e Rosana, 2018). As mudanças ambientais têm incentivado os países ao redor do mundo a realizar uma transformação na matriz energética, obrigando à diversificação e inserção de Fontes Renováveis Não Convencionais (FRNC) nos sistemas elétricos, impulsionados por incentivos governamentais que contribuem para a construção dos projetos necessários para a transição energética, o que tornou a localização de GD (geração solar fotovoltaica, eólica, biomassa, etc.) altamente atrativa para ser implementada nos SDEE (Fabra; Reguant, 2024).

Uma das estratégias que podem ajudar a melhorar as condições técnicas dos SDEE é a SOC, que trata de selecionar de um conjunto de possíveis condutores o melhor condutor para um trecho de alimentador. Na literatura, diversos enfoques foram encontrados para solucionar a SOC, baseados em técnicas heurísticas, metaheurísticas e exatas. Em Mendoza *et al.* (2006), foi implementado um método heurístico denominado Estratégia Evolutiva (ES) para selecionar o tamanho ótimo dos circuitos alimentadores para SDEE radiais; este método se inspira em estruturas e operadores biológicos, como a recombinação, mutação e seleção por aptidão. As técnicas metaheurísticas também foram estudadas para resolver o problema da SOC. Algoritmos baseados em comportamentos e características de animais foram relatados para a SOC em Abdelaziz e Fathy (2017) e Ismael, Abdel e Abdelaziz (2019), onde se faz referência ao algoritmo de busca de corvos (CSA) e ao algoritmo de otimização de baleias (WO), respectivamente.





A alocação e dimensionamento ótimos de GD também é um problema de PNLIM, que consiste em selecionar a capacidade instalada dos GD e sua localização em pontos estratégicos dos SDEE. Um método eficiente analítico (EA) combinado com o fluxo de potência ótimo (OPF) para a localização de GD com capacidade variável é proposto em (Mahmoud; Yorino; Ahmed, 2016). As técnicas metaheurísticas também foram implementadas para o dimensionamento e localização de GD em SDEE. Algumas das técnicas relatadas são: Otimização por enxame de partículas (PSO) Pandey e Bhadoriya (2014), otimização invasiva de plantas daninhas (IWO) Rama e Jayabarathi (2016), entre outras. Um enfoque com PNLIM para a localização de GD em SDEE baseado na seleção das barras com maior sensibilidade de perfil de tensão foi implementado em (Al Abri; El Saadany; Atwa, 2013).

Ao revisar a literatura especializada, observou-se que os problemas de SOC e localização de GD foram amplamente estudados, sendo abordados por múltiplas técnicas de solução; no entanto, a integração desses dois em um único problema de otimização abordado com uma abordagem PLIM ainda não foi implementada. Portanto, a maior contribuição deste artigo é o modelamento simultâneo de SOC e localização de GD através de uma abordagem PLIM, que consegue obter soluções ótimas globais e pode ser implementada satisfatoriamente em softwares comerciais especializados. Com o objetivo de mostrar a funcionalidade do modelo proposto, são realizados vários testes nos sistemas de teste de 33 e 69 barras. O restante deste artigo está distribuído da seguinte maneira: na seção 2 é realizada a descrição do modelo PLIM proposto para o problema de SOC e localização de GD. Na seção 3 são apresentados os resultados do modelo proposto aplicado em os sistemas de teste de 33 e 69 barras. Finalmente, na seção 4 estão as conclusões deste trabalho.

2. MODELO MATEMÁTICO PARA A SOC E LOCALIZAÇÃO DE GD

Nesta seção, apresenta-se o modelo matemático PLIM para a SOC e a localização de GD em um único problema de otimização para SDEE radiais. As linearizações do modelo base de PNLIM são explicadas em (Gallego; López; Gómez, 2023a). O modelo proposto é dado pelas Eq. (1)-(34). A função objetivo e dada pela Eq. (1), que permite minimizar o custo anual das perdas de energia e o custo anual da seleção de condutores. Onde, K_1 representa os parâmetros associados aos custos da demanda anual, custos de energia, tempo



e fator de perda do sistema. Ω_c é o conjunto de tipos de condutores c disponíveis, Ω_l é o conjunto de linhas, l_{ij} é o comprimento do condutor da linha ij , R_c é a resistência (k Ω /km) do tipo de condutor c , $\varphi_{ij,c}$ é uma variável introduzida no modelo que substitui a multiplicação de $W_{ij,c} \cdot I_{ij}^{sqr}$, I_{ij}^{sqr} é a magnitude da corrente ao quadrado na linha ij . K_2 é o fator de recuperação de capital do condutor c selecionado, C_c é o custo do tipo de condutor c selecionado e, por fim, $W_{ij,c}$ é uma variável binária que indica o tipo de condutor c selecionado.

$$\text{Minimizar: } K_1 \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} l_{ij} \cdot R_c \cdot \varphi_{ij,c} + K_2 \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} C_c \cdot l_{ij} \cdot W_{ij,c} \quad (1)$$

As equações (2) e (3) representam o balanço de potência ativa e reativa para cada barra do SDEE, respectivamente. P_{ki} , P_{ij} , Q_{ki} e Q_{ij} são as potências ativas e reativas transmitidas pelas linhas ki e ij . $P_{i,g}^{GD}$ é a potência injetada pela GD na barra i , Ω_g é o conjunto dos GD's. P_i^s e Q_i^s são as potências ativas e reativas fornecidas pela subestação na barra i , P_i^d e Q_i^d representam as potências ativas e reativas demandadas na barra i . Por fim, X_c é a reatância indutiva do condutor tipo c .

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} P_{ij} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (l_{ij} \cdot R_c \cdot \varphi_{ij,c}) + \sum_{\forall g \in \Omega_g} P_{i,g}^{GD} + P_i^s = P_i^d; \forall i \quad (2)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} Q_{ij} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (l_{ij} \cdot X_c \cdot \varphi_{ij,c}) + Q_i^s = Q_i^d; \forall i \in \Omega_b \quad (3)$$

A equação (4) indica a queda de tensão para cada linha do SDEE. Onde V_i^{sqr} e V_j^{sqr} são os quadrados das magnitudes de tensão nas barras i e j , $\beta_{ij,c}$ e $\delta_{ij,c}$ são variáveis introduzidas no modelo que substituem as multiplicações de variáveis de $W_{ij,c} \cdot P_{ij}$ e $W_{ij,c} \cdot Q_{ij}$ do modelo MINLP base. Z_c^2 é o quadrado da magnitude da impedância do condutor do tipo c .

$$V_i^{sqr} - 2 \cdot l_{ij} \cdot \sum_{\forall c \in \Omega_c} (R_c \cdot \beta_{ij,c} + X_c \cdot \delta_{ij,c}) - \sum_{\forall c \in \Omega_c} (l_{ij}^2 \cdot Z_c^2 \cdot \varphi_{ij,c}) - V_j^{sqr} = 0; \forall ij \in \Omega_l \quad (4)$$

Os limites de tensão para cada barra i e corrente para cada linha ij , são representados pelas equações (5) e (6). Os valores de \underline{V}^2 e \overline{V}^2 denotam os limites inferior e superior da



magnitude da tensão ao quadrado em cada barra i , \bar{I}_c^2 é o limite superior do quadrado da corrente associada ao tipo de condutor c .

$$\underline{V}^2 \leq V_i^{sqr} \leq \bar{V}^2; \forall i \in \Omega_b \quad (5)$$

$$0 \leq I_{ij}^{sqr} \leq \sum_{c \in \Omega_c} \bar{I}_c^2 \cdot W_{ij,c}; \forall ij \in \Omega_l \quad (6)$$

A equação (7) é a restrição de potência aparente do SDEE, a qual é composta por duas partes. A parte esquerda da Eq. (7) é a linearização de $V_j^{sqr} \cdot I_{ij}^{sqr}$ juntamente com as equações (8) – (12), enquanto a parte direita representa a linearização de $P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$, para o qual são utilizadas as equações (13) – (19), em Franco *et al.* (2013) estas linearizações são detalhadas de forma extensa. Para a linearização da parte esquerda, vários fatores são considerados, onde ΔV é o passo de discretização, S é o número de discretizações, $P_{j,s}^c$ é o fator de correção de potência, $x_{j,s}$ é uma variável binária relacionada com o número de blocos. Por outro lado, para a parte direita da linearização, $\Delta P_{ij,y}$ e $\Delta Q_{ij,y}$ indicam os valores correspondentes ao bloco y de $|P_{ij}|$ e $|Q_{ij}|$, os quais são calculados através de P_{ij}^+ , P_{ij}^- e Q_{ij}^+ , Q_{ij}^- respectivamente. $\bar{\Delta S}_{ij}$ é o limite máximo de cada bloco do fluxo de carga na linha ij . Y é o número de blocos utilizados para a aproximação por partes; $m_{ij,y}^s$ é a inclinação do y -ésimo bloco do fluxo de carga na linha ij . $A_{ij,c,s}$ corresponde a uma variável introduzida no modelo para substituir a multiplicação das variáveis $W_{ij,c} \cdot x_{j,s}$ do modelo PNLIM. Por último, para calcular os valores de $m_{ij,y}^s$ e $\bar{\Delta S}_{ij}$, são utilizadas as equações (20) e (21).

$$\left(\underline{V}^2 + \frac{1}{2} \Delta V\right) \cdot I_{ij}^{sqr} + \sum_{s=1}^S P_{j,s}^c = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{ij,y} + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (7)$$

$$\underline{V}^2 + \sum_{s=1}^S (\Delta V \cdot x_{j,s}) \leq V_j^{sqr} \leq \underline{V}^2 + \sum_{s=1}^S (\Delta V \cdot x_{j,s}) + \Delta V; \forall j \in \Omega_b \quad (8)$$

$$0 \leq \Delta V \cdot I_{ij}^{sqr} - P_{j,s}^c \leq \Delta V \cdot \sum_{c \in \Omega_c} \bar{I}_c^2 (W_{ij,c} - A_{ij,c,s}); \forall ij \in \Omega_l, \forall s \in 1..S \quad (9)$$

$$0 \leq P_{j,s}^c \leq \Delta V \cdot \sum_{c \in \Omega_c} \bar{I}_c^2 \cdot A_{ij,c,s}; \forall ij \in \Omega_l, \forall s \in 1..S \quad (10)$$

$$x_{j,s} \leq x_{j,s-1}; \forall j \in \Omega_b, \forall s \in 2..S \quad (11)$$

$$x_{j,s} \in \{0, 1\}; \forall j \in \Omega_b, \forall s \in 1..S \quad (12)$$

$$P_{ij}^+ - P_{ij}^- = P_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (13)$$



$$Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- = Q_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (14)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (15)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (16)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y} \leq \overline{\Delta S_{ij}}; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (17)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y} \leq \overline{\Delta S_{ij}}; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (18)$$

$$0 \leq P_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^+, Q_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (19)$$

$$m_{ij,y}^s = (2y - 1) \cdot \overline{\Delta S_{ij}} \quad (20)$$

$$\overline{\Delta S_{ij}} = \overline{V} \cdot \overline{I_{ij}} / Y \quad (21)$$

As equações (22) e (23) representam os possíveis valores da variável binária $W_{ij,c}$, associada ao tipo de condutor c .

$$\sum_{c \in \Omega_c} W_{ij,c} \leq 1; \forall ij \in \Omega_l \quad (22)$$

$$W_{ij,c} \in \{0, 1\}; \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c \quad (23)$$

Para a localização ótima da GD, são utilizadas as equações (24) y (25), onde W_i^{GD} é uma variável de decisão binária que indica a localização da GD, $\overline{P_g^{GD}}$ é o limite de potência superior do GD e $\overline{N^{GD}}$ indica o número máximo de unidades de GD que podem ser alocados no SDEE.

$$0 \leq P_{i,g}^{GD} \leq \overline{P_g^{GD}} \cdot W_i^{GD}; \forall \Omega_b, \forall \Omega_g \quad (24)$$

$$\sum_{i \in \Omega_b} W_i^{GD} \leq \overline{N^{GD}} \quad (25)$$

As equações (26) - (31), correspondentes ao método big-M (onde M é um valor suficientemente grande para forçar o cumprimento das restrições) e as equações (31) - (33), que substituem a multiplicação de duas variáveis binárias, são adicionadas para a linearização do problema de PNLIM, conforme explicado em (Gallego; López; Gómez, 2023a).

$$0 \leq -\varphi_{ij,c} + I_{ij}^{sqr} \leq M \cdot (1 - W_{ij,c}) \quad (26)$$

$$0 \leq \varphi_{ij,c} \leq M_1 \cdot W_{ij,c} \quad (27)$$



$$0 \leq -\beta_{ij,c} + P_{ij} \leq M_2 \cdot (1 - W_{ij,c}) \quad (28)$$

$$0 \leq -\beta_{ij,c} \leq M_2 \cdot W_{ij,c} \quad (29)$$

$$0 \leq -\delta_{ij,c} + Q_{ij} \leq M_3 \cdot (1 - W_{ij,c}) \quad (30)$$

$$0 \leq \delta_{ij,c} \leq M_3 \cdot W_{ij,c} \quad (31)$$

$$0 \leq A_{ij,c,s} \leq W_{ij,c} \quad (32)$$

$$0 \leq A_{ij,c,s} \leq x_{j,s} \quad (33)$$

$$W_{ij,c} + x_{j,s} - 1 \leq A_{ij,c,s} \leq 1 \quad (34)$$

3. TESTES E RESULTADOS

Nesta seção, são ilustrados os resultados obtidos do modelo implementado para a SOC e a alocação de GD. Para a simulação, foi utilizado o AMPL com o solver CPLEX 22.1.1.0. A eficácia do modelo proposto é evidenciada utilizando os sistemas de teste de 33 e 69 barras, nos quais são avaliados cinco cenários: (A) Caso inicial. (B) SOC. (C) SOC e alocação de duas GDs. (D) SOC e alocação de quatro GDs. (E) SOC e alocação de dez GDs. Neste modelo, foram empregadas GDs do tipo fotovoltaico com um fator de potência igual a 1 ($fp = 1$). No caso inicial, os valores de resistência e reatância dos sistemas de teste foram substituídos por valores de condutores reais encontrados na literatura, cuja tabela com as características dos condutores utilizados está em (Gallego; López; Gómez, 2023b). Além disso, os seguintes parâmetros foram utilizados: $K_1 = 22.0623$, $K_2 = 1.1018$, $M_1 = 10^{14}$, $M_2 = 10^7$, $M_3 = 10^7$, $\overline{P_g^{GD}} = 1000 \text{ kW}$.

3.1 Sistema 33 barras

O sistema de teste de 33 barras possui 32 ramos, opera a uma tensão nominal de 12.66 kV e tem uma carga total de 3715 + j2300 kVA. Para o caso inicial, o fluxo de potência resulta em perdas de 203,23 kW e uma tensão mínima na barra 18 de 0.9128 p.u. Os limites de tensão nas barras para o restante das simulações são de 0.95 e 1.05 p.u. Na Tabela 1, são ilustrados os resultados obtidos para todos os casos.

Tabela 1. Resultados sistema de 33-Barras.

Descrição	V_{min} (p.u)	Barras com GD	Potência _{GD} (kW)	P_{Perdas} (kW)	Custo _{Perdas} (US/ano)	Custo _{cond} (US/ano)	Custo _{total} (US/ano)	Redução _{custos} (%)
Caso A	0.91	–	–	203.23	4483.70	661.49	5145.19	–
Caso B	0.95	–	–	79.14	1746.17	1441.16	3187.33	38.05
Caso C	0.95	6;8	1881.00	54.80	1209.64	1000.45	2209.64	57.05
Caso D	0.96	6;13;24;30	2904.00	42.99	948.46	881.36	1829.82	64.43
Caso E	0.97	3;6;10;14;17; 20;24;25;29;31	3544.00	39.30	867.11	842.24	1709.35	66.77

Fonte: elaborada pelo autor (2024).

Como se observa na Tabela 1, o Caso B apresentou uma melhoria significativa em comparação com o caso inicial, conseguindo uma redução nas perdas de potência ativa de 61.05% e uma melhoria da tensão mínima até um valor de 0.95 p.u; à medida que aumenta a quantidade de GD alocada no SDEE, evidenciam-se melhores resultados, como se observa nos Casos C, D e E. O Caso E apresenta o maior benefício econômico com uma redução dos custos anuais de 66,77% em relação ao caso inicial; para este caso, a quantidade de GD é de 90,39% em relação à demanda total do sistema.

Na Figura 1 são mostrados os perfis de tensão para os diferentes cenários de estudo. Observe-se que as barras 10-18, 29-33 possuem tensões baixas no Caso A, tendo uma tensão mínima de 0.9128 p.u na barra 18. Isto é corrigido através da implementação da SOC e da localização de GD, como se evidencia nos Casos B, C, D e E, garantindo uma tensão mínima de 0.95 p.u ou superior em todos os casos.

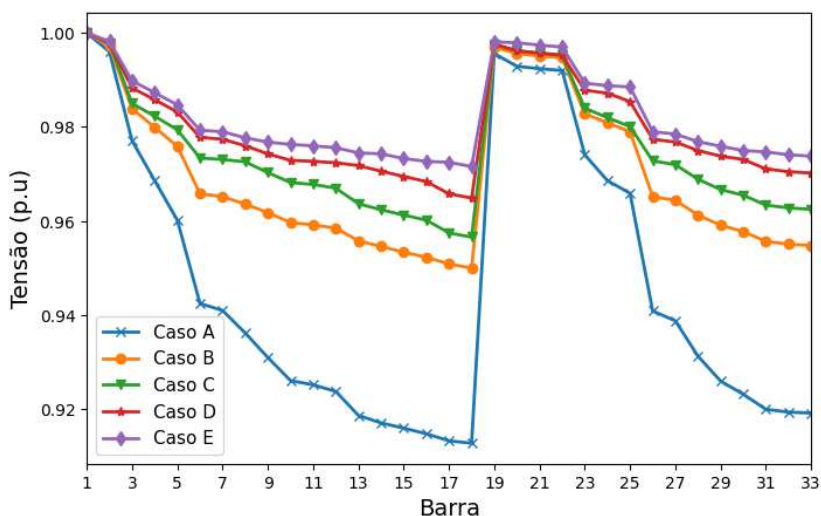


Figura 1. Perfis de tensão sistema 33-Barras.

Fonte: elaborado pelo autor (2024).

Na Tabela 2 se ilustram os tipos de condutores selecionados para todos os casos de estudo.

Tabela 2. Resultados tipo de condutores sistema 33-Barras.

Ramo	Caso A	Ramo	Caso B	Ramo	Caso C	Ramo	Caso D	Ramo	Caso E
1;2	15	1;2	20	1	19	1-3	14	1-3	14
3-5	7	3;4	18	2;3	14	4;5	13	4;5	13
6-17;22-32	2	5	14	4;5;25	13	6;25-29	8	25-29	8
18-21	1	29	13	22;23;26-29	8	7	5	6	6
		6-8;18;26;27;30-32	8	8;9	6	22;24;30	4	7;22	4
		9	6	6;10;11	5	8;9;13;18;23	3	23	3
		10-12	5	12;24;30	4	10;11;14;15;19;31	2	8-12;30;31	2
		19;28	4	7;13;18	3	12;16;17;20;21;32	1	1-13-21;24;32	1
		13;22	3	14;15;19;31	2				
		14-16;20;23	2	16;17;20;21;32	1				
		17;21;24;25	1						

Fonte: elaborada pelo autor (2024).

Observe-se na Tabela 2 que, à medida que aumenta a alocação de GD, são necessários condutores de menor custo, especialmente naquelas ramificações próximas à subestação, o que minimiza o custo total da seleção de condutores.

3.2 Sistema 69 barras

O sistema de teste de 69 barras tem 68 ramos, opera a uma tensão de 12.66 kV e tem uma carga total de $3802 + j2694$ kVA. No caso inicial, as perdas de potência ativa são de 233,04 kW e uma tensão mínima na barra 65 de 0.8919 p.u. Os limites de tensão nas barras para o restante das simulações são de 0.9 e 1.05 p.u.

Na Tabela 3 são ilustrados os resultados para o sistema de 69 barras, onde se observa uma tendência de diminuição das perdas de potência ativa e do custo dos condutores selecionados à medida que se aumenta a quantidade de GD. No entanto, a diferença entre os Casos D e E não é muito significativa. A tensão mínima melhora em todos os cenários estudados em relação ao caso de referência, garantindo uma tensão mínima de 0,95 ou superior em cada um deles. O Caso E apresenta a maior redução dos custos totais em relação



ao caso inicial, com uma redução de 63.03%. Na Figura 2 se muestran os perfis de tensão para los distintos escenarios de estudo.

Tabela 3. Resultados sistema de prova 69-Barras.

Descrição	V_{min} (p.u)	Barras com GD	Potência _{GD} (kW)	P_{perdas} (kW)	Custo _{perdas} (US/ano)	Custo _{cond} (US/ano)	Custo _{total} (US/ano)	Redução _{custos} (%)
Caso A	0.89	–	–	233.04	5141.40	880.11	6021.51	–
Caso B	0.95	–	–	70.82	1562.51	2594.15	4156.66	30.97
Caso C	0.95	59;61	1667.00	66.21	1460.83	1057.27	2518.10	58.18
Caso D	0.96	9;16;60;61	2547.00	56.93	1256.10	1029.59	2285.69	62.04
Caso E	0.96	8;11;12;16;21;49;59;60;61;64	3432.00	55.31	1220.47	1005.54	2226.00	63.03

Fonte: elaborada pelo autor (2024).

Na Figura 2 pode-se notar que os nós mais distantes da subestação apresentam uma queda de tensão significativa, o que é corrigido com a implementação da SOC e a localização de GD, alcançando uma tensão mínima de 0,95 p.u. ou superior em todos os casos de estudo.

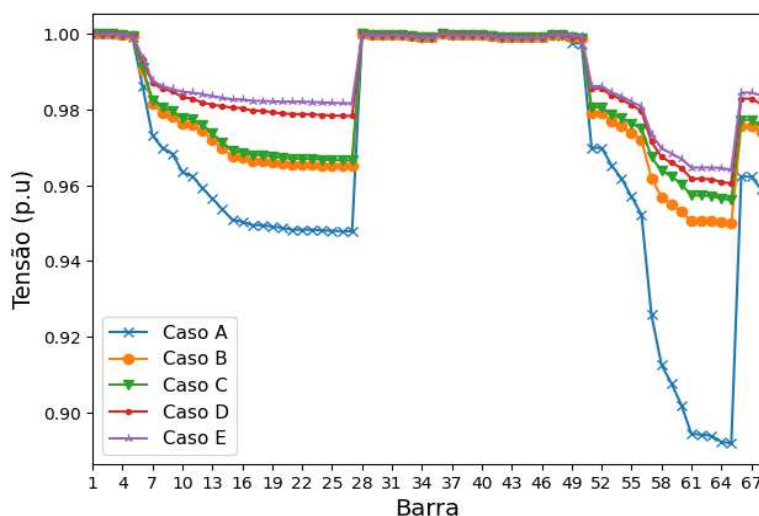


Figura 2. Perfis de tensão sistema 69-Barras.

Fonte: elaborado pelo autor (2024).

Na Tabela 4 se ilustram os tipos de condutores selecionados para todos os casos. Evidencia-se que no Caso B foram selecionados condutores de maior custo e seção transversal com o objetivo de melhorar o perfil de tensão do Caso A; no entanto, o custo dos condutores diminui à medida que aumenta a alocação de GD, como se observa nos Casos C, D e E.



Tabela 4. Resultados tipo de condutores sistema 69-Barras.

Ramo	Caso A	Ramo	Caso B	Ramo	Caso C	Ramo	Caso D	Ramo	Caso E
1-8	14	1-8;52;54	20	1-3	20	1;2	19	1;2	18
52-58	6	53;55-60	19	4-8	14	3	18	3-8	14
59;60	5	62	9	9;10;46-48;52-60	8	4-8	14	52-60	8
9-19	2	9;10;46-48;61;63	8	11	6	46-48;52-60	8	9;10;46-48	5
20-45;50;51;61-68	1	11	6	49	4	9;10	6	49	4
		49;64	4	12-16;61-63	3	11;49	4	11	3
		12-16	3	17-20;35	2	16;61-63	3	12-16;35;61	2
		17-20	2	21-34;36-45;50;51;64-68	1	12-15;17-20;35	2	17-34;36-45;50;51;62-38	1
		21-45;50;51;65-68	1			21-34;36-45;50;51;64-68	1		

Fonte: elaborada pelo autor (2024).

4. CONCLUSÃO

O modelo de SOC com localização de GD proposto neste artigo demonstrou sua eficácia através dos cenários testados nos sistemas de teste de 33 e 69 Barras. Evidenciou-se que a SOC e a localização de GD ajudam a diminuir as perdas de potência ativa nos SDEE e a melhorar os perfis de tensão em nós próximos ou distantes da subestação. Os custos de investimento anuais diminuíram significativamente para todos os casos de estudo, o que indica que as técnicas de planejamento propostas podem aumentar os lucros dos operadores de rede e, ao mesmo tempo, diminuir a necessidade de construir novas linhas de distribuição e centros de geração, que exigem licenças ambientais complexas e impactam significativamente o meio ambiente. Neste trabalho, foi implementado um modelo que considera apenas um período de tempo; para trabalhos futuros, pode-se incluir uma abordagem multi-período, levando em conta também o armazenamento de energia por meio de baterias para os GDs solares fotovoltaicos.

5. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho integra pesquisas do NAPI-SOLAR e conta com o financiamento da Fundação Araucária de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Estado do Paraná.





REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELAZIZ, A. Y.; FATHY, A. A novel approach based on crow search algorithm for optimal selection of conductor size in radial distribution networks. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, 20(2), pp. 391–402, 2017.

AL ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y. M. Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, 28(1), pp. 326–334, 2013.

FABRA, N.; REGUANT, M. The energy transition: A balancing act. **Resource and Energy Economics**, 76(101001732), p. 101408, 2024.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, 28(1), pp. 10–20, 2013.

GALLEGO, L. A.; LÓPEZ, J. M.; GÓMEZ, O. A MILP Model for Optimal Conductor Selection and Capacitor Banks Placement in Primary Distribution Systems. **Energies**, 16(11), pp. 1–21, 2023a.

GALLEGO, L. A.; LÓPEZ, J. M.; GÓMEZ, O. Optimal Integration of Distribution Network Reconfiguration and Conductor Selection in Power Distribution Systems via MILP. **Energies**, 16(19), 2023b.

ISMAEL, S. M., ABDEL, S. H. E.; ABDELAZIZ, A. Y. Optimal conductor selection in radial distribution systems using whale optimization algorithm. **Journal of Engineering Science and Technology**, 14(1), pp. 87–107, 2019.

MAHMOUD, K.; YORINO, N.; AHMED, A. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, 31(2), pp. 960–969, 2016.

MENDOZA, F.; REQUENA, D.; BERNAL, J. L.; DOMINGUEZ, J. A. Optimal conductor size selection in radial power distribution systems using evolutionary strategies. **2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**, 00(1), pp. 6–10, 2006.

PANDEY, D.; BHADORIYA, J. S. Optimal Placement & Sizing Of Distributed Generation (DG) To Minimize Active Power Loss Using Particle Swarm Optimization (PSO). **International Journal of Scientific & Technology Research**, 3(7), 246–254, 2014.

RAMA, D.; JAYABARATHI, T. Optimal placement and sizing of multiple distributed generating units in distribution networks by invasive weed optimization algorithm. **Ain Shams Engineering Journal**, 7(2), 683–694, 2016.

TASSI, F.; RAMOS, L.; ROSANA, D. Optimal Substation Placement in Distribution Systems using Artificial Immune Systems. **IEEE Latin America Transactions**, 16(2), pp. 505–513, 2018.





Carlos Eduardo Salazar Vanegas <ceduardo.salazar@uel.br>

Action Recommended: Connect your ORCID iD to your submission to IEEE Access

1 mensagem

IEEE Access <no-reply@atyponrex.com>

3 de setembro de 2024 às 15:41

Para: "CARLOS E. SALAZAR VANEGAS" <ceduardo.salazar@uel.br>

Dear CARLOS E. SALAZAR VANEGAS,

You are listed as a co-author of a submission to IEEE Access. You can now view the submission and check the status of submissions you have authored / co-authored.

Submission Details

Submission title: A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Optimal Placement, Sizing, and Operation of BESS in Power Distribution Systems with Distributed Generation

Manuscript ID:

Journal: *IEEE Access*

The submitting author is solely responsible for communicating with the journal and managing communication between co-authors. Please contact the submitting author directly with any queries you may have related to this submission.

Open Researcher and Contributor Identifier (ORCID)

IEEE Access encourages all authors to connect their ORCID iD to their submissions to ensure they get credit for their work.

Don't have an ORCID iD? [Learn more](#) about ORCID iD and register.

You must register for or log in to IEEE Author Portal using your IEEE account.

Connect your ORCID iD

Note: This link is unique to you. Please don't forward or share with others.

Need help?

- For support with your IEEE account or the IEEE Author Portal, contact authorportal@ieee.org.
- If you believe you have received this email in error, contact ieeeaccess@ieee.org

By submitting a manuscript to or reviewing for this publication, your name, email address, and affiliation, and other contact details the publication might require, will be used for the regular operations of the publication, including, when necessary, sharing with the publisher (IEEE) and partners for production and publication. The publication and the publisher recognize the importance of protecting the personal information collected from users in the operation of these services and have practices in place to ensure that steps are taken to maintain the security, integrity, and privacy of the personal data collected and processed. You can learn more by reading our [data protection policy](#). In case you don't want to be contacted by this publication again, please send an email to ieeeaccess@ieee.org.