



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

FELIPE BARROS DANTAS

**Um Método para Instalação Ótima de Microrredes para Minimizar as
Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição**

Campina Grande – PB

Abril de 2024

FELIPE BARROS DANTAS

Um Método para Instalação Ótima de Microrredes para Minimizar as Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição

Tese de Doutorado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências, no domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

Damásio Fernandes Júnior, D.Sc.

Orientador

Washington Luiz Araújo Neves, Ph.D.

Orientador

Campina Grande – PB

Abril de 2024

D192m

Dantas, Felipe Barros.

Um método para instalação ótima de microrredes para minimizar as perdas de energia em sistemas de distribuição / Felipe Barros Dantas. – Campina Grande, 2024.

139 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2024.

"Orientação: Prof. Dr. Damásio Fernandes Júnior, Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves".

Referências.

1. Processamento da Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Sistema de Distribuição – Microrredes. 3. Algoritmo Genético. 5. OpenDSS. I. Fernandes Júnior, Damásio. II. Neves, Washington Luiz Araújo. III. Título.

CDU 621.311(043)

**Um Método para Instalação Ótima de Microrredes para Minimizar as Perdas de Energia em
Sistemas de Distribuição**

FELIPE BARROS DANTAS

TESE APROVADA EM 25/04/2024

**DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc. , UFCG
Orientador(a)**

**WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Dr., UFCG
Orientador(a)**

**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc. , UFCG
Examinador(a)**

**NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Examinador(a)**

**EDUARDO NOBUHIRO ASADA , Dr, USP
Examinador(a)**

**JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR, Dr., USP-São Carlos
Examinador(a)**

CAMPINA GRANDE - PB



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

1. ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS, NO DOMÍNIO DA ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA EM 25 DE ABRIL DE 2024

(Nº 374)

CANDIDATO(A): **FELIPE BARROS DANTAS**. COMISSÃO EXAMINADORA: BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.SC. , UFCG, Presidente Da Comissão, DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.SC., UFCG, e WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, PH.D., UFCG, Orientadores, NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.SC., UFCG, EDUARDO NOBUHIRO ASADA, DR, USP e JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR, DR., USP-SÃO CARLOS. TÍTULO DA TESE: Um Método para Instalação Ótima de Microrredes para Minimizar as Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição. ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: Processamento da Energia. HORA DE INÍCIO: **09h00** – LOCAL: **Sala Virtual, conforme Art. 5º da PORTARIA SEI Nº 01/PRPG/UFCG/GPR, DE 09 DE MAIO DE 2022**. Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, o(a) candidato(a) foi arguido(a) oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua tese, obtendo conceito APROVADO com modificações no texto, de acordo com as exigências da Comissão Examinadora, que deverão ser cumpridas no prazo de 30 dias. Face à aprovação, declara o presidente da Comissão, achar-se o examinado, legalmente habilitado a receber o Grau de Doutor em Ciências, no domínio da Engenharia Elétrica, cabendo a Universidade Federal de Campina Grande, como de direito, providenciar a expedição do Diploma, a que o(a) mesmo(a) faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, Leandro Ferreira de Lima, e os membros da Comissão Examinadora. Campina Grande, 25 de Abril de 2024.

LEANDRO FERREIRA DE LIMA

Secretário

BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.SC. , UFCG
Presidente da Comissão e Examinador Interno

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.SC., UFCG
Orientador

WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, PH.D., UFCG
Orientador

NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.SC., UFCG

Examinador Interno

EDUARDO NOBUHIRO ASADA, DR., USP

Examinador Externo

JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR, DR., USP - SÃO CARLOS

Examinador Externo

FELIPE BARROS DANTAS

Candidato

2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Tese de Doutorado da candidato **FELIPE BARROS DANTAS.**, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários **certificam** que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da tese e tomaram conhecimento do teor deste documento.



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO FERREIRA DE LIMA, SECRETÁRIO (A)**, em 30/04/2024, às 10:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.](#)



Documento assinado eletronicamente por **DAMASIO FERNANDES JUNIOR, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/04/2024, às 11:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.](#)



Documento assinado eletronicamente por **NUBIA SILVA DANTAS BRITO, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/04/2024, às 13:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.](#)



Documento assinado eletronicamente por **BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 09/05/2024, às 13:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.](#)



Documento assinado eletronicamente por **WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/05/2024, às 21:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.](#)



Documento assinado eletronicamente por **Felipe Barros Dantas, Usuário Externo**, em 24/05/2024, às 08:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **4387590** e o código CRC **769B0ED7**.

Referência: Processo nº 23096.025646/2024-69

SEI nº 4387590



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CNPJ nº 05.055.128/0001-76
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

DECLARAÇÃO

Processo nº 23096.025646/2024-69

DECLARAMOS para fins de comprovação que, os Professores BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.SC. , UFCG, Presidente Da Comissão, DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.SC., UFCG, e WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, PH.D., UFCG, Orientadores, NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.SC., UFCG, EDUARDO NOBUHIRO ASADA, DR, USP e JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR, DR., USP-SÃO CARLOS. Participaram da Banca de Defesa Final da Tese de Doutorado, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFCG, intitulada **“Um Método para Instalação Ótima de Microrredes para Minimizar as Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição”**, de autoria do doutorando **FELIPE BARROS DANTAS**, no dia 25 de abril de 2024.




Documento assinado eletronicamente por **ALEXANDRE JEAN RENE SERRES, COORDENADOR(A)**, em 30/04/2024, às 11:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **4387615** e o código CRC **3A4FE986**.

Caro Professor
Alexandre Jean Rene Serres
Coordenador do PPgEE/UFMG.


Eu, **EDUARDO NOBUHIRO ASADA, DR, USP**, na qualidade de membro da comissão examinadora da defesa de tese intitulada “UM MÉTODO PARA INSTALAÇÃO ÓTIMA DE MICRORREDES PARA MINIMIZAR AS PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO”, de **FELIPE BARROS DANTAS**, da qual participei por videoconferência, no dia 25 de Abril de 2024, declaro ter recebido cópia da ata, que consta nos autos do processo nº [23096.025646/2024-69](#) como documento nº ([4387590](#)), a qual li e, embora não tenha podido assinar, é para todos os efeitos como se eu tivesse, pois está em perfeita conformidade com o que foi deliberado pela comissão e, portanto, estou de pleno acordo com seus termos.

 Documento assinado digitalmente
EDUARDO NOBUHIRO ASADA
Data: 13/05/2024 09:59:40-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

EDUARDO NOBUHIRO ASADA, DR, USP.

Caro Professor
Alexandre Jean Rene Serres
Coordenador do PPgEE/UFCCG.

Eu, **JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR, DR., USP-SÃO CARLOS**, na qualidade de membro da comissão examinadora da defesa de tese intitulada “UM MÉTODO PARA INSTALAÇÃO ÓTIMA DE MICRORREDES PARA MINIMIZAR AS PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO”, de **FELIPE BARROS DANTAS**, da qual participei por videoconferência, no dia 25 de Abril de 2024, declaro ter recebido cópia da ata, que consta nos autos do processo nº [23096.025646/2024-69](#) como documento nº ([4387590](#)), a qual li e, embora não tenha podido assinar, é para todos os efeitos como se eu tivesse, pois está em perfeita conformidade com o que foi deliberado pela comissão e, portanto, estou de pleno acordo com seus termos.

Documento assinado digitalmente
 **JOSE CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR**
Data: 30/04/2024 13:51:30-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR, DR., USP-SÃO CARLOS

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre me auxiliando enquanto trilho pelo caminho da carreira acadêmica, me dando forças para seguir sempre em frente. Agradeço aos meus pais, Adilsom Barros de Arruda e Isabele Jeronimo Dantas, que nunca mediram esforços para me ver feliz, sempre me apoiando e aconselhando.

Agradeço a minha esposa, Camila de Medeiros Lucena, por todo o incentivo, carinho, paciência, sabedoria e amor. Muito obrigado por estar sempre comigo e me incentivar, além de comemorar cada conquista minha. Agradeço a minha filha Elisa Barros de Medeiros, por cada sorriso alegre e aconchegante!

Agradeço aos professores Damásio Fernandes Júnior e Washington Luiz Araújo Neves por todo o suporte dado durante o caminho percorrido ao longo do doutorado, sempre dispostos a compartilhar suas experiências.

Não poderia deixar de agradecer a Matheus Dantas de Lucena, grande amigo e colega do grupo de pesquisa, que sempre esteve disposto a ajudar no que fosse possível. Aos colegas do doutorado, muito obrigado.

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho, mediante concessão de bolsa de estudos. Agradeço também à Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado da Paraíba - FAPESQ pelo apoio por meio do projeto de pesquisa (Termo de Outorga: 3092/2021) do EDITAL No 09/2021 - DEMANDA UNIVERSAL e à Eletrobras Chesf pelo apoio financeiro por meio do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD-0048-0317/2020 (Contrato CTNE 70.2020.3530.00).

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

"Accept the things you cannot change, have the courage to change things you can, and have the wisdom to know the difference..."
(DC movie - Apocalypse War)

RESUMO

Propõe-se nesta Tese um método para a instalação ótima de uma ou várias microrredes em sistemas de distribuição. As microrredes incluem arranjos de geração eólica e fotovoltaica e de armazenamento de energia elétrica. O método proposto contribui para reduzir as perdas técnicas de energia elétrica num período de 10 anos e para avaliar o desempenho das microrredes com uma alta penetração de energia renovável, além de ter flexibilidade para alterar as configurações das microrredes. O método considera diferentes níveis de penetração, pois o futuro do sistema de potência exigirá esta condição. A meta-heurística Algoritmo Genético foi utilizada como ferramenta para a resolução do problema de otimização proposto. Para realizar o cálculo do fluxo de potência é utilizado o software OpenDSS, que deve respeitar os limites de tensão impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Os estudos de caso foram divididos considerando diferentes níveis de penetração máxima de energia renovável. A análise dos resultados mostrou que o método proposto foi capaz de instalar as microrredes reduzindo as perdas de energia elétrica, bem como estimando os custos das soluções ótimas encontradas após o processo de otimização. Um diferencial do método está na possibilidade de utilizá-lo mesmo com uma alta penetração da geração renovável, além de considerar um horizonte de 10 anos. O método proposto é simples, rápido e eficiente, e foi aplicado ao sistema teste IEEE 123 barras, sendo capaz de definir a quantidade e a localização das microrredes, obtendo êxito nos estudos de caso.

Palavras-chave: Algoritmo Genético; geração distribuída; microrredes; OpenDSS; sistema de distribuição.

ABSTRACT

This Thesis proposes a method for the optimal installation of one or several microgrids in distribution systems. Microgrids include wind and photovoltaic generation and electrical energy storage arrangements. The proposed method contributes to reducing technical losses of electrical energy over a period of 10 years and to evaluating the performance of microgrids with a high penetration of renewable energy, in addition to having the flexibility to change microgrid configurations. The method considers different levels of penetration, as the future of the power system will require this condition. The Genetic Algorithm meta-heuristic was used as a tool to solve the proposed optimization problem. To calculate the power flow, the OpenDSS software is used, which must respect the voltage limits imposed by the National Electric Energy Agency - ANEEL. The case studies were divided considering different levels of maximum renewable energy penetration. Analysis of the results showed that the proposed method was able to install microgrids reducing electrical energy losses, as well as estimating the costs of the optimal solutions found after the optimization process. A differentiator of the method is the possibility of using it even with a high penetration of renewable generation, in addition to considering a 10-year horizon. The proposed method is simple, fast and efficient, and was applied to the IEEE 123 bus test system, being able to define the number and location of microgrids, achieving success in the case studies.

Keywords: Genetic Algorithm; distributed generation; microgrid; OpenDSS; distribution system.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição da Matriz Energética Brasileira em GW.	27
Figura 2 – <i>Layout</i> básico do SEP.	32
Figura 3 – Estrutura da microrrede utilizada.	35
Figura 4 – Desenho esquemático de uma turbina eólica.	36
Figura 5 – Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para direita: pequena, média e grande).	37
Figura 6 – Diagrama esquemático de aerogerador com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo.	39
Figura 7 – Diagrama esquemático de aerogerador utilizando gerador síncrono multipolar.	39
Figura 8 – Diagrama esquemático de aerogerador utilizando gerador de indução duplamente alimentado.	40
Figura 9 – Curva de geração de um aerogerador típico.	41
Figura 10 – Aerogerador de eixo vertical e alturas de referência.	42
Figura 11 – Estrutura molecular de uma junção P-N.	44
Figura 12 – Breve linha do tempo das microrredes no Brasil.	53
Figura 13 – Fluxograma do AG utilizado.	70
Figura 14 – Cruzamento de um ponto em um AG.	71
Figura 15 – Mutação: (a) alteração de um gene; (b) troca de dois genes; (c) inversão de uma sequência de genes.	71
Figura 16 – Fluxograma do método proposto.	74
Figura 17 – Fluxograma da metodologia desenvolvida.	83
Figura 18 – Sistema-teste IEEE 123 barras.	83
Figura 19 – Sítios utilizados no sistema-teste IEEE 123 barras.	84
Figura 20 – Modelo de cromossomo.	90
Figura 21 – Curva de carga do alimentador.	91
Figura 22 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 1 em um dia típico.	92
Figura 23 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 2 em um dia típico.	93
Figura 24 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 3 em um dia típico.	94
Figura 25 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 4 em um dia típico.	95
Figura 26 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 5 em um dia típico.	96
Figura 27 – Curva carga e descarga do sistema de armazenamento em um dia típico.	97

Figura 28 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + BESS" e "Configuração automática"	101
Figura 29 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 20%.	102
Figura 30 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 20%.	102
Figura 31 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 20%.	103
Figura 32 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" . . .	103
Figura 33 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + BESS", "Eólica + Fotovoltaica" e "Configuração automática" com uma penetração máxima de 30%.	107
Figura 34 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 30%.	107
Figura 35 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 30%.	108
Figura 36 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 30%.	108
Figura 37 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 30%.	109
Figura 38 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" . . .	109
Figura 39 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + BESS", "Eólica + Fotovoltaica" e "Configuração automática"	112
Figura 40 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 40%.	112
Figura 41 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 40%.	113
Figura 42 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 40%.	113
Figura 43 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 40%.	114
Figura 44 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" . . .	114
Figura 45 – Resultado ótimo encontrado para as composições "Eólica + BESS" e "Configuração automática" com uma penetração máxima de 50%. . .	118
Figura 46 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 50%.	118
Figura 47 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 50%.	119

Figura 48 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 50%.	119
Figura 49 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 50%.	120
Figura 50 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 50%.	120
Figura 51 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" com uma penetração máxima de 50%.	121
Figura 52 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 20%.	126
Figura 53 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 30%.	126
Figura 54 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 40%.	127
Figura 55 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 50%.	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada e de produção no Brasil.	26
Tabela 2 – Publicações.	29
Tabela 3 – Tabela de características do coeficiente α	42
Tabela 4 – Síntese bibliográfica.	64
Tabela 6 – Comparativo entre a bibliografia utilizada.	68
Tabela 7 – Equivalência de termos - Algoritmo Genético.	70
Tabela 8 – Fundamentos do Algoritmo Genético.	72
Tabela 9 – Possibilidades da composição da microrrede.	75
Tabela 10 – Conjunto de considerações iniciais do problema.	76
Tabela 11 – Conjunto de restrições do problema.	77
Tabela 12 – Áreas dos sítios utilizados.	87
Tabela 13 – Dados do sistema IEEE 123 barras para 10 anos.	87
Tabela 14 – Dados da turbina.	87
Tabela 15 – Dados do sistema fotovoltaico.	88
Tabela 16 – Dados do sistema de armazenamento por baterias.	88
Tabela 17 – Parâmetros do AG.	88
Tabela 18 – Dados dos custos utilizados.	88
Tabela 19 – Configuração do computador.	89
Tabela 20 – Parâmetros da distribuição Weibull, GEV e Normal.	91
Tabela 21 – Resultados para uma penetração máxima de 20%.	99
Tabela 22 – Resultados para uma penetração máxima de 30%.	105
Tabela 23 – Resultados para uma penetração máxima de 40%.	111
Tabela 24 – Resultados para uma penetração máxima de 50%.	116
Tabela 25 – Sumarização: resultados ótimos.	125

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEÓlica	Associação Brasileira de Energia Eólica
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Busca Cuco
BT	Busca Tabu
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidráulica
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GD	Geração Distribuída
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MSP	Método da Soma de Potências
OMM	Organização Mundial de Meteorologia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Coeficiente velocidade de entrada da turbina em m/s
ΔE	Perdas de energia
ΔP	Perda de potência ativa
ΔP_k	Perdas de potência ativa no trecho k
ΔQ	Perda de potência reativa
ΔQ_k	Perdas de potência reativa no trecho k
CC_i	Custo capital, ou custo de compra e instalação do sistema
F_C	Fator de carga
F_D	Fator de demanda
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
h	Altura na qual se deseja conhecer a velocidade do vento
h_{ref}	Altura conhecida
i	Trecho que termina na barra j
ir	Taxa de juros considerada
K_i	Fator de conversão de custo RC_i futuros ao custo presente
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
L_1	Número de vezes que cada componente é substituído durante R
L_2	Tempo de vida útil do componente i
m	Metro
m/s	Metro por segundo
min	Minuto
MW	Megawatt

MWh	Megawatt-hora
N	Tempo de vida útil do sistema
N_i	Número de componentes de uma determinada tecnologia
NPC	<i>Net Present Cost</i>
n	Número de trechos do alimentador
Ω_j	Conjunto de todos os trechos que começam nessa mesma barra j
$O\&M$	Custos de operação e manutenção
P	Potência ativa
P_i	Fluxo de potência ativa no fim do trecho i
\dot{P}_k	Carga ativa instalada
\bar{P}_k	Demanda média de potência ativa na barra k
P_{Lj}	Carga ativa instalada na barra j
\hat{P}	Valor de pico de potência ativa no alimentador
\bar{P}	Valor médio de potência ativa no alimentador
P_{max}	potência máxima do aerogerador
P_{wind}	Potência ativa gerada pela turbina em kW
$PWA(ir, R)$	Fator de conversão de custos futuros de $M_o i$ ao custo presente
pa	Probabilidade de abandono
pr	Potência nominal da turbina em kW
pu	Por unidade
Q	Potência reativa
Q_i	Fluxo de potência reativa no fim do trecho i
Q_{Lj}	Carga reativa instalada na barra j
R	Resistência elétrica
R	Vida útil de todo o sistema
$R\$/W$	Reais por watt

$R\$/kWh$	Reais por quilowatt-hora
RC_i	Custo de reposição de componentes com vida útil inferior a N
$rand$	Número aleatório entre 0 e 1
s	Segundo
TWh	Terawatt-hora
V	Tensão de saída
V	Volt
v	Velocidade do vento em m/s.
$v(h)$	Velocidade do vento na altura que se deseja conhecer
v_i	Solução atual selecionada com base na pa
v_{ref}	Velocidade do vento medida a altura h_{ref} conhecida
v_c	Velocidade do vento mínima para geração
v_r	Velocidade do vento em que o aerogerador atinge a potência nominal
v_f	Velocidade do vento máxima de operação do aerogerador acima do qual a geração é nula
W/m^2	Watt por metro quadrado
X	Reatância elétrica
X_i	Solução atual cuja substituição esta sendo avaliada
X_{r1} e X_{r2}	Soluções aleatoriamente selecionadas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Motivação	27
1.2	Objetivos	28
1.3	Contribuições	29
1.4	Publicações	29
1.5	Organização do texto	30
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	31
2.1	Sistema Elétrico de Potência	31
2.2	Geração Distribuída	32
2.3	Microrrede	33
2.4	Geração Eólica	35
2.4.1	Turbinas Eólicas	35
2.4.2	Vantagens e Desvantagens da Geração Eólica	38
2.4.3	Modelos de aerogeradores	38
2.4.4	Estimação da Velocidade do Vento	41
2.5	Geração Fotovoltaica	43
2.5.1	Painéis fotovoltaicos	43
2.5.2	Inversores de frequência	45
2.5.3	Potência do sistema fotovoltaico	46
2.5.4	Sistemas de microgeração e minigeração	46
2.5.5	Vantagens e Desvantagens da Geração Fotovoltaica	47
2.6	Sistema de Armazenamento de Energia	47
2.7	Análise Econômica	49
2.7.1	Custo Atual Líquido	50
2.7.2	Payback	51
2.8	Síntese do Capítulo	51
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	52
3.1	Breve histórico Normativo das Microrredes no Brasil	52
3.2	Trabalhos mais relevantes	54
3.3	Síntese da revisão bibliográfica	63
4	MÉTODO PROPOSTO	69
4.1	Algoritmo Genético	69
4.1.1	Fundamentos	69
4.2	Método Proposto	73
5	METODOLOGIA	80
6	ESTUDOS DE CASO E ANÁLISE DE RESULTADOS	86
6.1	Dados e Hipóteses	86

6.1.1	Considerações iniciais	86
6.1.2	Dados das curvas de carga e insumos	90
6.2	Penetração máxima de 20%	98
6.3	Penetração máxima de 30%	104
6.4	Penetração máxima de 40%	110
6.5	Penetração máxima de 50%	115
6.6	Penetração máxima de 60%	121
6.7	Sumarização dos resultados	121
7	CONCLUSÕES	128
	REFERÊNCIAS	131

Capítulo 1

Introdução

As microrredes compostas por sistemas eólicos, fotovoltaicos e de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage Systems* - BESS) tornaram-se soluções atraentes com o aumento da demanda e a necessidade de reduzir a emissão de carbono na geração de energia. Microrredes são uma rede elétrica de pequeno porte que opera de forma isolada ou conectada à rede elétrica principal. Elas são uma alternativa para atender a demanda devido ao baixo risco de investimento e curto tempo de instalação, pois estão localizadas próximas às cargas, permitindo sua instalação em grandes centros de carga.

A conexão das microrredes ao sistema elétrico resulta em desafios técnicos e econômicos devido à natureza intermitente do vento, da irradiância e da temperatura. No entanto, a instalação ótima de microrredes oferece diversas vantagens técnicas, especialmente em cenários com alta penetração de energias renováveis intermitentes e sensibilidade à qualidade da energia. Além disso, elas podem minimizar as perdas de energia do sistema, reduzindo a demanda do alimentador, o investimento inicial e os custos operacionais, bem como melhorando a qualidade da energia, a estabilidade, a confiabilidade e a resiliência do sistema. Porém, mesmo com essas vantagens, a grande inserção de microrredes demanda o desenvolvimento de novas ferramentas para melhorar o gerenciamento do sistema, pois pode acarretar problemas como o aparecimento de fluxo de potência reverso e o aumento da injeção de harmônicos na rede (MITCHELL-COLGAN; MISHRA; CENTENO, 2015; MOLINA-MORENO; MEDINA; CISNEROS-MAGAÑA, 2015; ALINEJAD-BEROMI et al., 2007; JAVAID et al., 2018).

A maioria dos países teve um crescimento na utilização de microrredes. Entre 2020 e 2021, o Brasil teve um aumento de energia renovável instalada em 6,6%, enquanto a Alemanha e os EUA aumentaram 4,9% e 11,1%, respectivamente (IRENA, 2022). Segundo a EPE, em 2021, o Brasil tinha cerca de 181,6 GW de capacidade instalada, sendo 60,2% hidrelétrica, 11,4% eólica e 2,6% fotovoltaica. A geração de energia elétrica foi fornecida por diversas fontes de energia, onde a hidráulica gerou 55,3%, a eólica 11,0% e a fotovoltaica 2,6%. A geração fotovoltaica foi a que mais cresceu entre 2020 e 2021.

A crescente inserção da geração intermitente mudou a forma como os sistemas de distribuição são planejados e operados. À medida que uma maior penetração é alcançada, a geração e o balanceamento de carga durante condições normais de operação e eventos anormais tornam-se mais dinâmicos (KROPOSKI et al., 2017; IMRAN et al., 2020), o que

resultou no desenvolvimento de técnicas para instalação ótima de microrredes. Contudo, a investigação para definir a melhor utilização dos recursos renováveis enfrenta vários desafios técnicos, como: o custo de instalação de sistemas de geração distribuída; a integração da geração distribuída com a rede elétrica existente, pois a geração de energia é intermitente (no caso das fontes eólica e fotovoltaica) e em quantidades variáveis; regulamentação, uma vez que as políticas governamentais podem afetar diretamente a adoção e implementação destas tecnologias; manutenção, que pode ser mais complexa e exigir competências técnicas especializadas; melhorar a estabilidade da tensão; e confiabilidade, já que esta geração é suscetível a fatores externos, como condições climáticas adversas ou falhas na rede elétrica existente (MAHDAVI; SCHMITT; JURADO, 2023; ZARE et al., 2023; BARNWAL; YADAV; VERMA, 2022).

A maioria dos métodos para a instalação ótima utiliza apenas sistemas fotovoltaicos, eólicas ou de combustível, não considerando sistemas de armazenamento e não avaliando a alta penetração da geração.

Segundo dados do IRENA (*International Renewable Energy Agency*), no ano de 2022, o Brasil chegou a uma capacidade instalada de geração renovável de 175 GW, com um crescimento de 16,46% de potência em relação ao ano de 2020, o que representa uma redução superior a 20 milhões de toneladas/ano de dióxido de carbono em 2021. Esses mesmos dados indicam que a fonte eólica atingiu uma participação de 13,78% na matriz energética brasileira. Com base nos dados coletados do relatório *Renewable Energy Statistics 2023* do IRENA, foi possível elaborar a Tabela 1, onde podem ser observadas as capacidades instaladas das energias renováveis no Brasil, bem como sua geração de energia.

Tabela 1 – Capacidade instalada e de produção no Brasil.

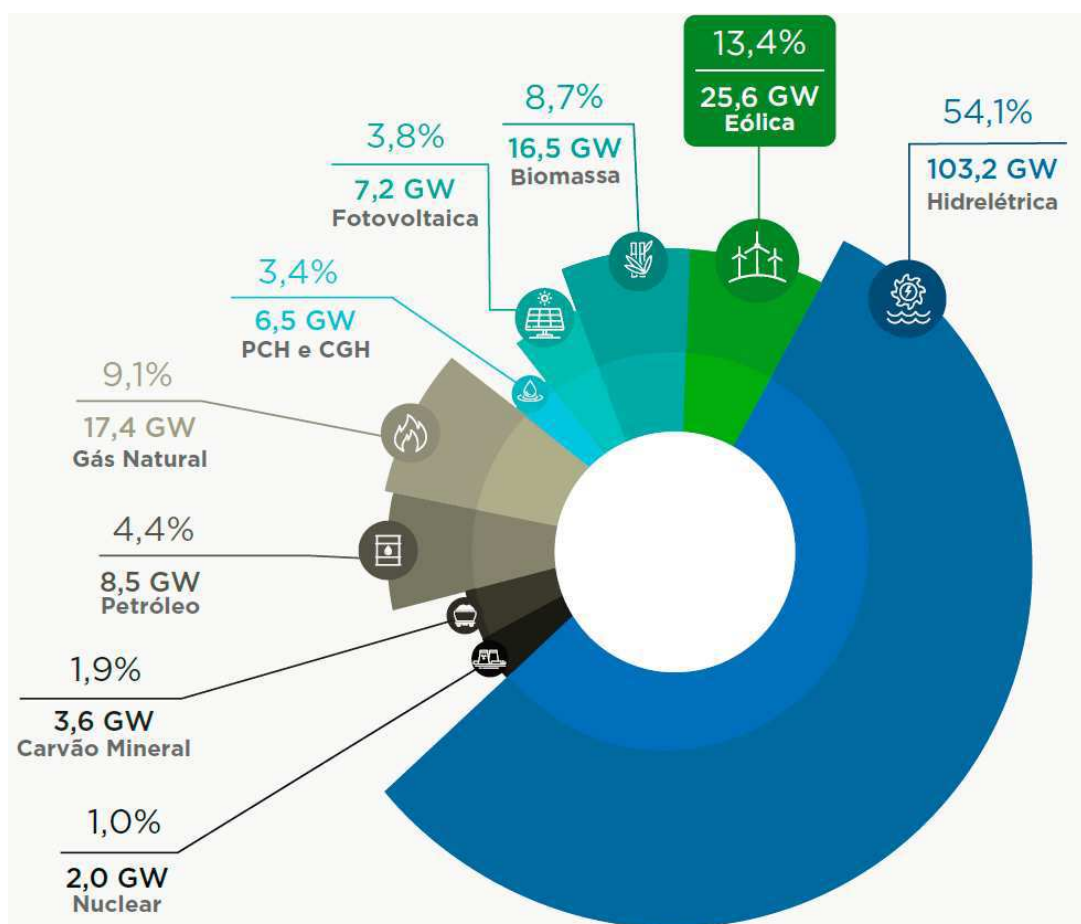
Tipo de Geração	Capacidade Instalada em 2022 (MW)	Produção Anual em 2021 (GWh)
Hidroelétrica	109.814	362.818
Eólica	24.163	72.286
Fotovoltaica	24.079	16.761
Bioenergia	17.206	55.801
Total de Energias Renováveis	175.262	507.667

Fonte: Adaptado de IRENA (2023).

Com base nos dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) referente ao ano de 2022, a capacidade instalada de 25,63 GW representa um crescimento de 18,85% em relação a dezembro de 2021, quando a capacidade era de 21,56 GW. No fim do ano de 2022 a matriz elétrica brasileira possuía uma participação da energia eólica de 13,4%, ou seja, a segunda fonte mais representativa, como pode ser visto

na Figura 1 e uma participação de 3,8% de energia fotovoltaica. Como esperado de anos anteriores, a energia eólica passou a ser a segunda maior fonte da matriz elétrica brasileira, mesmo sendo uma fonte recente que se desenvolveu intensamente apenas nos últimos dez anos. Foram gerados um total de 81,45 TWh de energia eólica ao longo do ano de 2022 (ABEEÓLICA, 2023).

Figura 1 – Composição da Matriz Energética Brasileira em GW.



Fonte: ABEEólica (2023).

1.1 MOTIVAÇÃO

A microrrede com geração renovável é uma solução atraente para atender à crescente demanda energética e reduzir as emissões de carbono. Embora seja uma alternativa de baixo risco e de curto tempo de instalação, a conexão dessas microrredes apresenta desafios técnicos e econômicos devido à natureza intermitente do vento, irradiância e temperatura. A instalação ótima pode minimizar as perdas do sistema, reduzir a demanda do alimentador, melhorar a qualidade da energia e a estabilidade do sistema, mas a grande inserção de geração renovável requer o desenvolvimento de novas ferramentas para lidar com problemas como o fluxo de potência reverso e a injeção de harmônicos na rede.

Conforme há o aumento da penetração de geração renovável no sistema de distribuição, há também uma maior dificuldade no balanceamento de carga em condições normais de operação durante surtos que possam ocorrer na rede. Com isso, o crescimento da inserção de geração por fontes intermitentes vem resultando no desenvolvimento de técnicas para a instalação ótima de microrredes no sistema de distribuição.

A instalação ótima da microrrede com geração renovável melhora o perfil de tensão do alimentador, reduz a emissão de poluentes, aumenta a resiliência e a eficiência do sistema, além de reduzir as perdas técnicas. Já a instalação inadequada pode resultar em outros problemas, como o aumento do custo operacional.

Dentre os desafios mais comuns encontrados pode-se citar:

- a dificuldade em realizar instalação ótima da microrrede, pois deve considerar a capacidade de geração, localização e tipo de geração utilizada; limitações físicas do sistema, que devem considerar as limitações de tensão, corrente e capacidade de geração para evitar que a rede se torne ineficiente ou inoperante
- a viabilidade econômica, independentemente do método utilizado, deve levar em conta os custos envolvidos na implementação da microrrede
- integração com o sistema elétrico existente. A intermitência da geração solar e eólica é um desafio na geração, qualidade da energia, estabilidade e controle de tensão;
- coordenação com a rede elétrica, o que pode ser um grande desafio, especialmente quando há múltiplas fontes de geração distribuída conectadas ao sistema.

No decorrer da Tese foram avaliadas a utilização do Enxame de Partículas (PSO), Algoritmo Genético (AG) e Busca Cuco (BC) como métodos de otimização a serem utilizados. Para solução do problema abordado nesta Tese, o AG atingiu os melhores resultados. Assim a fim de superar as limitações acima mencionadas, esta tese propõe um método que utiliza o AG como método de otimização para realizar a instalação ótima de microrredes em sistemas de distribuição.

1.2 OBJETIVOS

A Tese de Doutorado proposta tem como:

- Objetivo geral: desenvolver um método que realize a instalação ótima de uma ou mais microrredes (fontes eólica, fotovoltaica e com armazenamento de energia) em sistemas de distribuição, com baixo esforço computacional para minimizar as perdas técnicas de energia elétrica.

- Objetivos específicos:
 1. Analisar os impactos causados devido à conexão de diferentes níveis de penetração da microrrede, observando os limites de tensão e as perdas de energia no sistema de distribuição;
 2. Realizar estudos de caso considerando variações de configurações da microrrede (fontes de energia eólica, fotovoltaica e sistemas de armazenamento) e dos insumos (velocidade do vento, irradiância e temperatura) dos sítios onde a microrrede pode ser instalada.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Esta Tese contribui para o estado da arte propondo um método simples, rápido e eficiente para o planejamento otimizado de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica. O método permite a análise de diversos cenários, incluindo diferentes níveis de penetração de fontes renováveis (eólica e fotovoltaica), com ou sem sistemas de armazenamento de energia. A principal vantagem do método é a sua capacidade de minimizar as perdas técnicas de energia no sistema de distribuição. Além disso, a Tese fornece uma visão abrangente do desempenho de microrredes com alta penetração de fontes renováveis em estado estacionário durante um período de 10 anos. O método também é flexível e permite a utilização de diferentes configurações de microrrede, sendo eficiente na instalação ótima das microrredes no sistema de distribuição de energia elétrica.

1.4 PUBLICAÇÕES

Na Tabela 2 é possível observar o título e o ano de publicação dos artigos desenvolvidos no decorrer da Tese.

Tabela 2 – Publicações.

Título	Ano	Evento
Optimal Inverter-based Resource Installation to Minimize Technical Energy Losses in Distribution Systems	2023	IEEE Access
Optimal Installation of Wind Turbines to Minimize Energy Losses	2022	SBSE
Localização e Dimensionamento Ótimos de Turbinas Eólicas para Minimizar as Perdas de Energia em Sistemas Radiais de Distribuição	2020	SBSE

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto foi organizado em seis capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir:

- Capítulo 2: apresentação da fundamentação teórica, em que são apresentados o método de otimização e o método do cálculo do fluxo de potência utilizados;
- Capítulo 3: apresentação da revisão bibliográfica, contendo os trabalhos mais relevantes para a Tese;
- Capítulo 4: apresentação do método proposto;
- Capítulo 5: apresentação da metodologia;
- Capítulo 6: apresentação e discussão dos estudos de caso, com a aplicação do método proposto ao sistema-teste;
- Capítulo 7: apresentação das conclusões e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Apresenta-se a seguir, um resumo dos temas mais importantes para o desenvolvimento da Tese. Além disso, também são encontradas informações sobre a geração eólica, fotovoltaica e o armazenamento de energia por baterias.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) converte energia das mais diversas naturezas em energia elétrica e fornece aos consumidores a energia por eles demandada a todo momento. O SEP possui os seguintes componentes:

- Geração, responsável por converter energia das formas básicas em energia elétrica;
- Transmissão, responsável por transmitir (transportar) a energia elétrica dos centros geradores aos centros consumidores;
- Distribuição, responsável por distribuir a energia elétrica que é proveniente da transmissão a pequenos, médios e grandes consumidores.

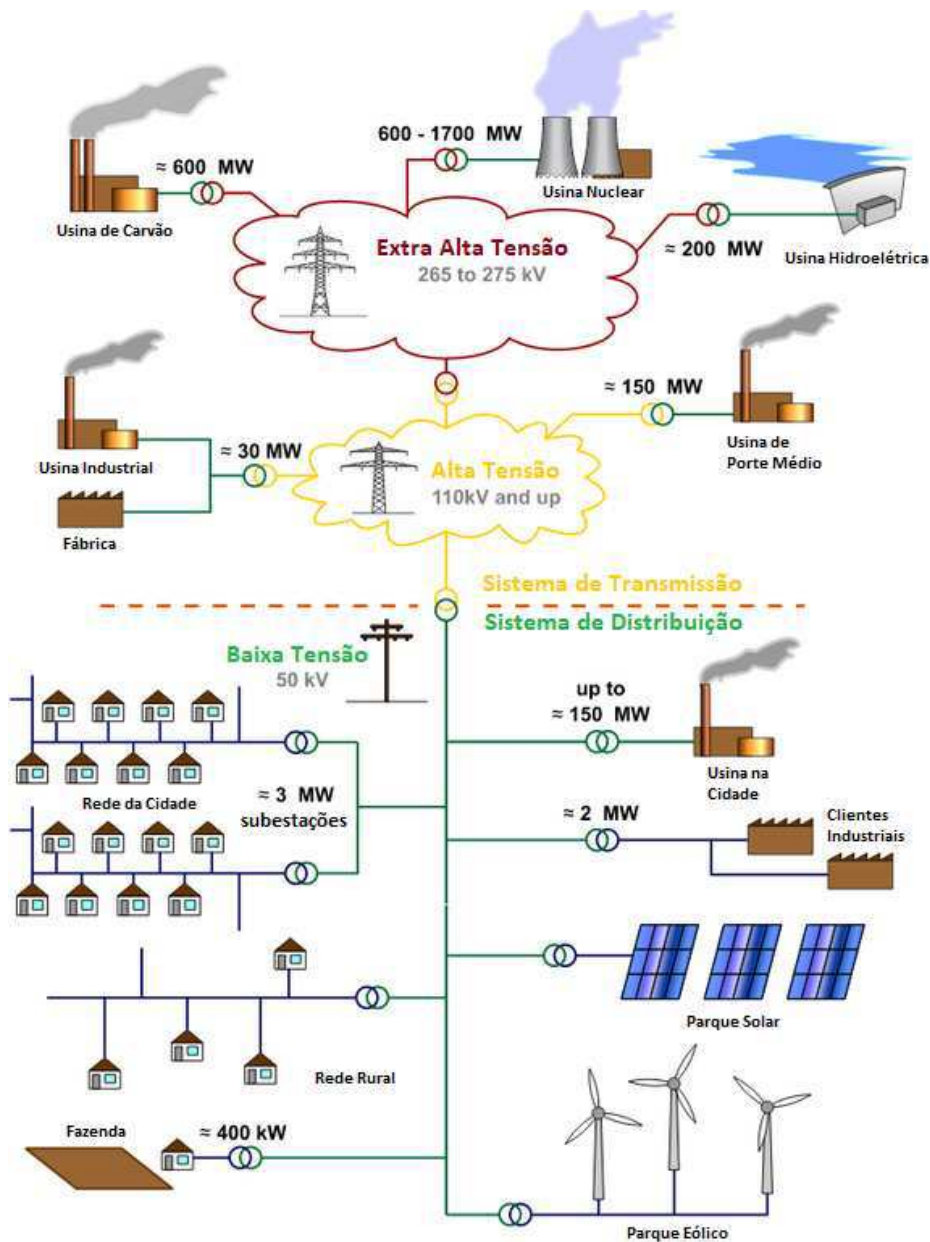
O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é subdividido em três tipos de subsistemas e seu *layout* pode ser observado na Figura 2. A subtransmissão é responsável por captar a energia das subestações de subtransmissão e transferir para subestações de distribuição e para aos consumidores em tensão de subtransmissão, por meio de linhas trifásicas operando em tensões usualmente, nos níveis de 69 kV ou 138 kV. Os consumidores em tensão de subtransmissão são normalmente, grandes instalações industriais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Tem-se também a distribuição primária, denominada de rede de média tensão. É constituída de linhas de média tensão entre 2,3 kV e 44 kV compostas por três fios condutores aéreos instalados em postes, podendo ter sua instalação subterrânea. Os consumidores industriais e comerciais são normalmente suprimidos por esse tipo de distribuição (SOUZA, 1997a).

Por fim, a distribuição secundária, que são redes de baixa tensão, que operam com níveis de tensão de 110 V a 440 V suprindo os consumidores de baixa tensão, que são predominantemente consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias. No Brasil, a tensão de distribuição secundária está padronizada nos valores de 380 V/220 V e 220 V/127 V, variando de acordo com a região.

Uma vez que o SDEE está mais próximo dos consumidores finais, existe a possibilidade de inserir unidades geradoras conectadas a ele, dando origem à Geração

Figura 2 – Layout básico do SEP.



Fonte: Adaptado de Wikimedia (2019).

Distribuída, uma vez que se pode reduzir os custos de transmissão e de perdas elétricas quando a fonte está próxima à carga.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Uma definição geral amplamente aceita foi sugerida por ACKERMANN et al. (2001), onde eles afirmam que: a geração distribuída (GD) é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou ao consumidor. A geração distribuída não define as tecnologias utilizadas, uma vez que elas podem variar amplamente, no entanto, uma categorização de diferentes grupos tecnológicos de GD são possíveis, tais

como, renováveis e não renováveis. Do ponto de vista da distribuição, a GD é uma alternativa viável por trazer diversos benefícios como um prazo de instalação curto e baixo risco de investimento, uma vez que é construída em módulos que podem rastrear variação de carga mais de perto. Também possuem uma baixa ocupação de espaço físico, podendo ser instalada em grandes centros de carga.

Por essas razões, mudanças tecnológicas estão começando a surgir no cenário internacional, que podem envolver a presença de uma GD mais consistente, produzida com pequenas e médias tensões e conectadas diretamente à rede de distribuição que seriam caracterizadas por boa eficiência e baixas emissões de poluentes. Contudo, a inserção em larga escala da GD pode acarretar na criação de novos problemas (como o fluxo reverso de potência e injeção de harmônicos na rede) e conseqüentemente, na necessidade de novas ferramentas para um melhor gerenciamento desses sistemas (ALINEJAD-BEROMI et al., 2007).

2.3 MICRORREDE

Uma microrrede é uma rede elétrica de pequeno porte que opera de forma isolada ou conectada à rede elétrica principal. Ela pode ser composta por uma ou mais fontes de energia renováveis, como fotovoltaica e eólica, ou até mesmo pequenas usinas termoelétricas, além de equipamentos de armazenamento de energia elétrica. As microrredes são projetadas para aumentar a confiabilidade, resiliência e eficiência energética, ao mesmo tempo que permitem a integração de fontes de energia renováveis no sistema elétrico. As microrredes desempenham um papel importante no desenvolvimento do sistema elétrico, oferecendo inúmeros benefícios, incluindo maior estabilidade e confiabilidade da rede, maior eficiência, integração de fontes renováveis e melhoria da qualidade da energia.

Dentre as vantagens da utilização da microrrede é possível destacar (TIAN et al., 2023; VALLEM; MITRA, 2005; KIEHBADROUDINEZHAD et al., 2023):

- Maior estabilidade e confiabilidade da rede: as microrredes podem melhorar a estabilidade e a confiabilidade da rede elétrica, fornecendo geração de energia localizada e reduzindo a dependência da rede principal;
- Maior eficiência, ao gerar e consumir energia localmente: as microrredes podem reduzir as perdas de transmissão e distribuição, levando a um aumento da eficiência do sistema elétrico;
- Integração de fontes renováveis: permitem a integração de fontes de energia renováveis (como a eólica e fotovoltaica) no sistema elétrico, contribuindo para a sustentabilidade ambiental;
- Melhor qualidade de energia: podem regular a tensão e a frequência na rede local, levando a um melhor desempenho das cargas conectadas;

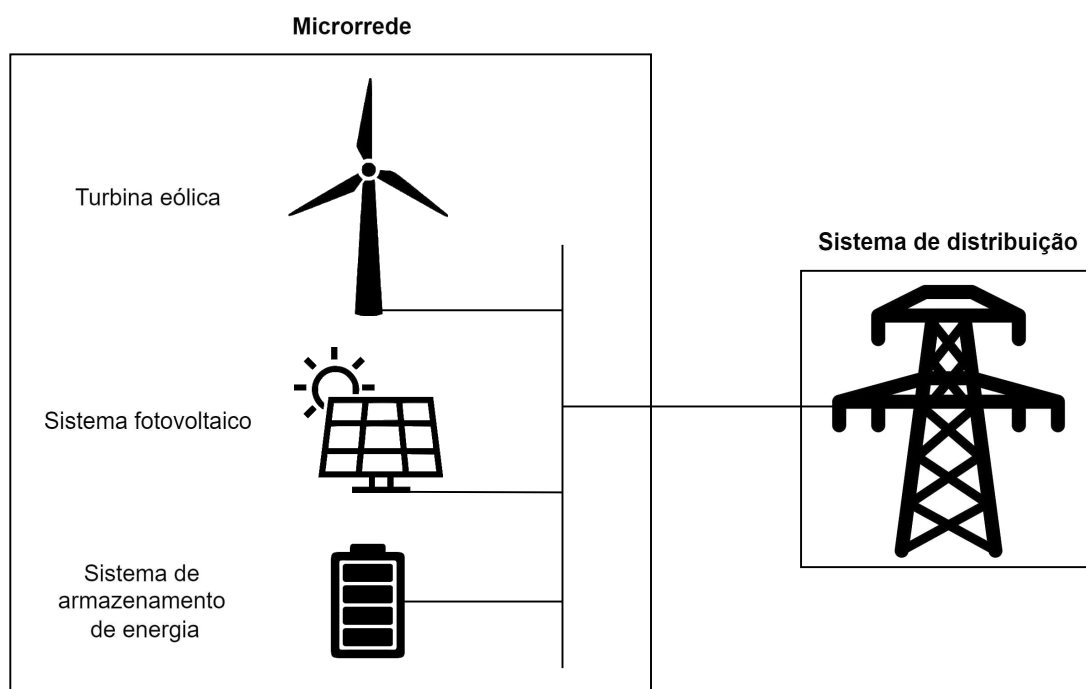
- Fornecimento de energia a áreas remotas: podem fornecer energia a comunidades isoladas, onde a conexão à rede elétrica principal é difícil ou inviável.

Esses fatores garantem uma operação de forma eficiente e confiável da microrrede, além disso, existe um sistema de controle que monitora o consumo e o fornecimento de energia, o que possibilita o ajuste da operação da geração. Quando está isolada, o sistema de controle garante que a microrrede possa operar independentemente da rede principal, o que enfatiza a sua importância no cenário energético em evolução e o seu potencial para enfrentar os desafios do setor elétrico. No entanto, a sua implementação requer uma engenharia cuidadosa e a consideração dos desafios operacionais, especialmente nos ambientes urbanos ou rurais:

- Complexidade: a integração de microrredes em sistemas elétricos requer uma instalação e operação cuidadosas a fim de unir as diversas tecnologias utilizadas;
- Aspectos operacionais: sem uma operação adequada a penetração da microrrede pode ter efeitos adversos nos aspectos operacionais, tais como a degradação da qualidade da energia, controle, segurança operacional, tempo de restauração, confiabilidade e proteção;
- Regulamentação: o desenvolvimento de microrredes ainda é incipiente em muitos países;
- Custo: podem ser mais caras do que a conexão à rede elétrica principal;
- Tecnologia: a tecnologia para o controle e gerenciamento de microrredes ainda está em desenvolvimento.

Apesar desses desafios, as microrredes são uma tecnologia promissora que têm o potencial de revolucionar o setor de energia (ABBASI et al., 2023; KIEHBADROUDI-NEZHAD et al., 2023; TIAN et al., 2023). Na Figura 3 é possível observar um exemplo de microrrede utilizada nesta Tese. A microrrede é alocada dentro de um sítio e o sistema de armazenamento funciona como carga na microrrede. É criada uma barra dentro da microrrede para interligar a geração eólica, fotovoltaica e o sistema de armazenamento. Após isso, é adicionada uma linha de distribuição que interliga a microrrede aos sistema de distribuição. Em algumas configurações a estrutura pode variar, conforme será visto no decorrer da Tese.

Figura 3 – Estrutura da microrrede utilizada.



Fonte: Autoria própria.

2.4 GERAÇÃO EÓLICA

Segundo a ANEEL, a energia eólica é definida como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, por meio do uso de turbinas eólicas (aerogeradores) para a geração de eletricidade ou do uso cataventos e moinhos para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água.

A energia eólica constitui uma alternativa para diversos níveis de demanda. As pequenas centrais eólicas, por exemplo, podem suprir pequenas localidades que são distantes dos centros de carga, contribuindo para o processo de universalização do atendimento. Já as centrais de grande porte têm potencial para atender uma significativa parcela do Sistema Interligado Nacional (SIN) com efeitos relevantes como a redução da emissão de poluentes atmosféricos pelas usinas térmicas, reduzindo a necessidade da construção de grandes reservatórios e da dependência da sazonalidade hidrológica (ANEEL, 2005).

2.4.1 Turbinas Eólicas

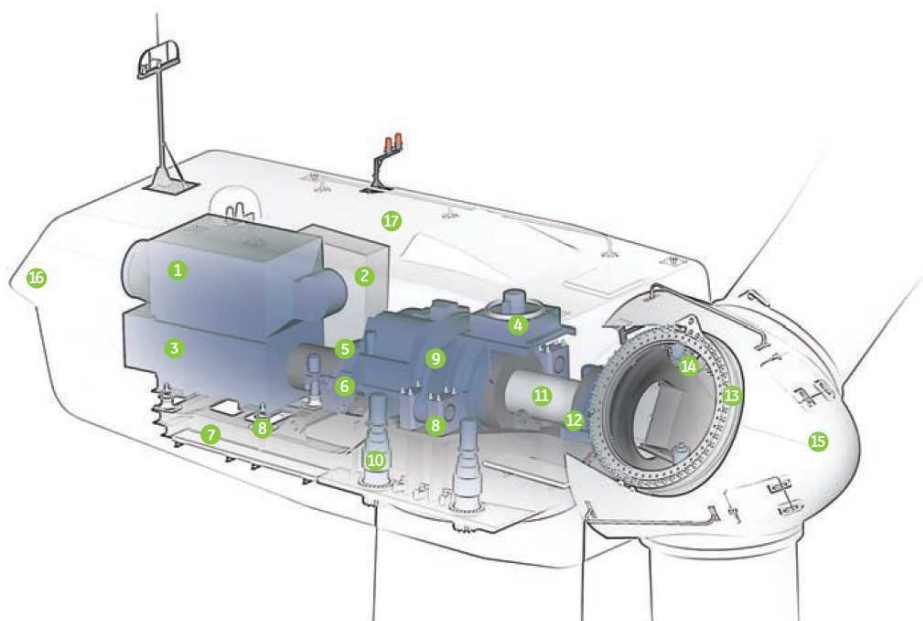
A turbina eólica ou aerogerador é uma máquina que absorve parte da potência cinética do vento por meio de um rotor aerodinâmico, convertendo em potência mecânica de eixo (torque x rotação), a qual é convertida em potência elétrica (tensão x corrente)

por meio de um gerador elétrico. A turbina extrai energia cinética apenas do ar que passa pela área interceptada pelas pás (CEPEL, 2008).

Alguns desenvolvimentos tecnológicos recentes, como sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas etc., têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Inicialmente, surgiram turbinas de vários tipos: eixo horizontal, eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono etc. Com o passar do tempo, consolidou-se o uso dos termos: eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução e estrutura não-flexível, como ilustrado na Figura 4 (ANEEL, 2005).

A composição básica de uma turbina eólica é dividida em três partes, o rotor, a nacelle (compartimento instalado no alto da torre que abriga todo o mecanismo do gerador) e a torre de sustentação. Na torre de sustentação são encontrados o sistema de controle da turbina e o controle de giro da nacelle. A nacelle está conectada à torre de sustentação e nela estão os sistemas de freio, o multiplicador de velocidade, os acoplamentos elásticos, os sensores de vento e o gerador elétrico. Por fim, conectado à nacelle tem-se o rotor, ao qual são acopladas três pás com sistema de freio aerodinâmico. Algumas técnicas utilizam o controle de *stall*, que consiste no deslocamento aerodinâmico, combinado com o controle de *pitch*, que podem variar o ângulo de passo das pás para ajustar a potência gerada, sem a necessidade de utilizar esse mecanismo continuamente.

Figura 4 – Desenho esquemático de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado de GE (2005).

- | | | |
|-----------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| 1) Trocador de calor | 7) Quadro principal | 12) Caixa de mancal |
| 2) Painel de controle | 8) Isolamento de ruído de impacto | 13) Hub do rotor |
| 3) Gerador | 9) Caixa de velocidade | 14) Controle de <i>pitch</i> |
| 4) Radiador do óleo | 10) Guia | 15) Cone do nariz |
| 5) Acoplamento | 11) Eixo do motor | 16) Ventilação |
| 6) Freio hidráulico | | 17) Nacele |

As turbinas eólicas podem ser classificadas em: pequenas (potência nominal inferior a 500 kW), médias (potência nominal no intervalo de 500 kW e 1000 kW) e grandes (potência nominal superior a 1 MW). Na Figura 5 é ilustrada esta classificação (ANEEL, 2005).

Figura 5 – Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para direita: pequena, média e grande).



Fonte: ANEEL (2005).

As maiores inovações tecnológicas foram a utilização de acionamento direto (extinguindo a necessidade do multiplicador de velocidade), com geradores síncronos e novos sistemas de controle que permitem o funcionamento das turbinas em velocidade variável, com qualquer tipo de gerador. Existe uma grande variedade de máquinas que variam de acordo com o local e a aplicação. Em relação ao local, a instalação pode ser realizada *onshore* ou *offshore* (na costa ou no mar, respectivamente), e no tocante à aplicação, as turbinas podem ser conectadas à rede ou podem ser instaladas em locais remotos com sistemas isolados.

Os modelos de turbinas eólicas utilizadas nesta Tese são os de grande porte, com potências nominais que variam entre 2,0 MW e 4,5 MW, pois são os mais utilizados em parques eólicos no Brasil.

2.4.2 Vantagens e Desvantagens da Geração Eólica

Segundo a ANEEL, existem diversas vantagens e desvantagens da utilização da energia eólica. As principais vantagens são (ANEEL, 2005):

- Redução de poluentes atmosféricos;
- Redução da construção de grandes reservatórios de água;
- Redução da dependência da sazonalidade hidrológica;
- Tendência em atrair turistas, gerando renda, emprego, arrecadações e promovendo o desenvolvimento regional.

As principais desvantagens são:

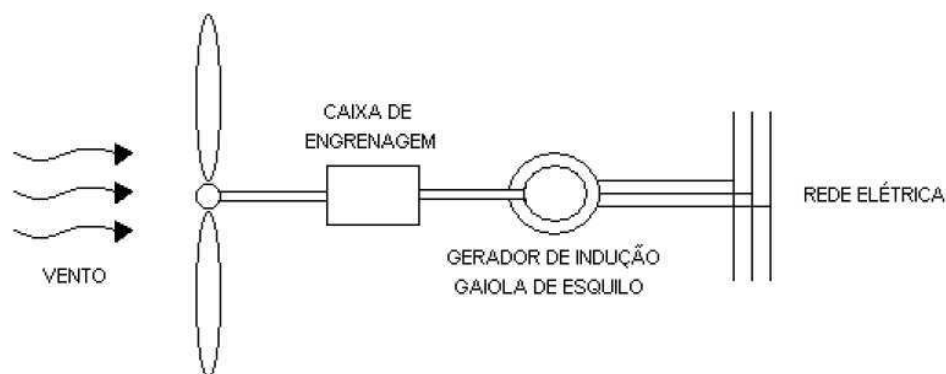
- Ruído dos rotores, necessitando uma distância mínima de locais povoados;
- Poluição visual decorrente do agrupamento de turbinas, principalmente em centrais eólicas;
- Possíveis alterações na paisagem natural;
- Possibilidade de interferência eletromagnética, podendo causar distúrbios nos sistemas de comunicação;
- Possível interferência nas rotas de aves.

2.4.3 Modelos de aerogeradores

Segundo Pereira (2015), existem três topologias de aerogeradores mais utilizadas: gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo; gerador síncrono multipolar; e, gerador de indução duplamente alimentado.

A primeira topologia é o gerador de indução de Gaiola de Esquilo e pode ser observada na Figura 6. Ela é composta pelo estator do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo e é ligado diretamente a rede elétrica. Assim, a tensão e frequência da rede são acompanhadas e o gerador funciona com velocidade constante, dificultando o controle para potências diferentes da nominal e exigindo uma caixa de multiplicadora (utiliza um conjunto de engrenagens para aumentar a velocidade de rotação do rotor de baixa velocidade para uma velocidade mais alta adequada ao gerador elétrico) mais eficiente (COSTA, 2016).

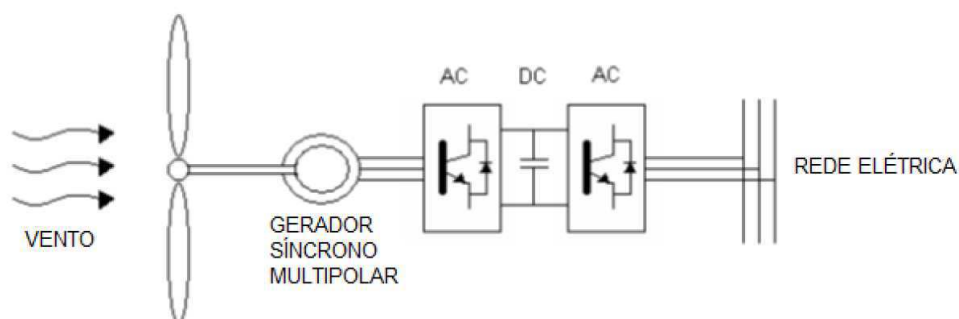
Figura 6 – Diagrama esquemático de aerogerador com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo.



Fonte: Adaptado de Pereira (2015).

A segunda topologia é formada por um gerador síncrono multipolar e não necessita de uma caixa multiplicadora, conforme pode ser observado na Figura 7. Tanto o gerador síncrono multipolar quanto o gerador de indução duplamente alimentado necessitam da utilização de conversores para o controle da frequência. Como esse modelo trabalha com velocidade variável, apresenta um melhor aproveitamento de energia, mas induz distúrbios na rede elétrica (COSTA, 2016).

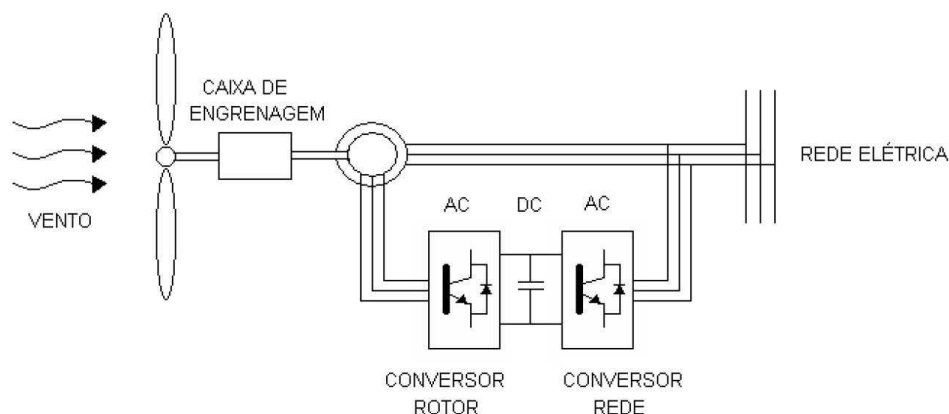
Figura 7 – Diagrama esquemático de aerogerador utilizando gerador síncrono multipolar.



Fonte: Adaptado de Pereira (2015).

A terceira topologia, que pode ser observada na Figura 8, é de um gerador duplamente alimentado de velocidade variável com caixa de engrenagem e conversor bidirecional. Este conversor proporciona melhor controle de potência e conecta o rotor e o estator diretamente à rede (COSTA, 2016).

Figura 8 – Diagrama esquemático de aerogerador utilizando gerador de indução duplamente alimentado.

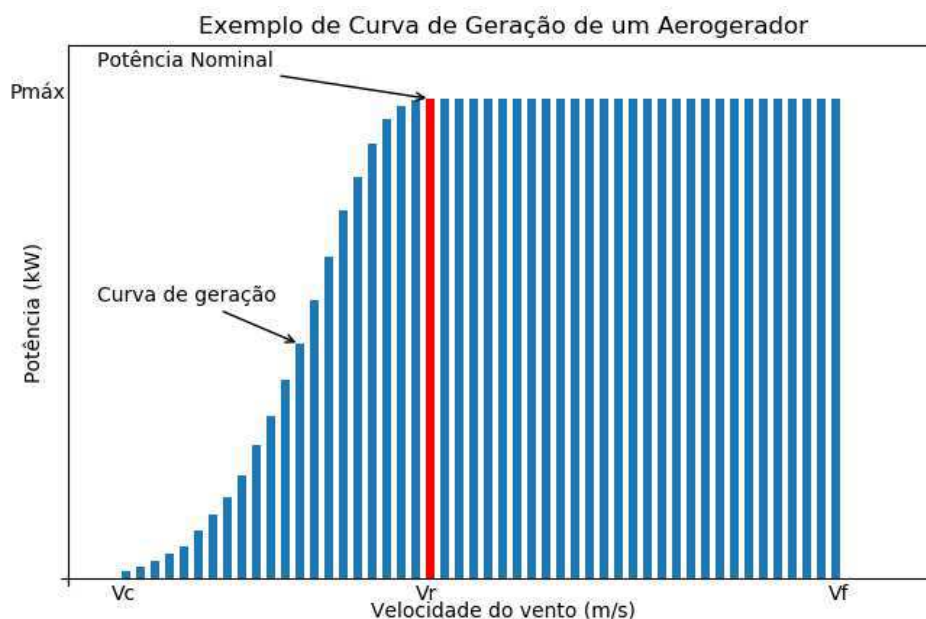


Fonte: Adaptado de Pereira (2015).

Segundo Hansen (2015), existem 4 tipos de topologia em nível internacional para classificar os aerogeradores. O Tipo I é o mais antigo e o mais simples de construir. O sistema consiste em um gerador de indução tipo gaiola de esquilo conectado diretamente à rede sem conversão de energia. Já o Tipo II consiste em uma máquina de indução com anel coletor. Este sistema é considerado do tipo escorregamento variável porque a resistência altera o escorregamento do gerador. Assim, a turbina opera a velocidades variáveis, permitindo que a turbina lide com uma faixa mais ampla de velocidades do vento em comparação com o Tipo I. O Tipo III é o modelo mais comum atualmente, conhecido como gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). O sistema consiste de um gerador de indução de rotor enrolado com dois conversores que injetam uma tensão ajustável no circuito do rotor em uma frequência e mudança de fase ajustáveis. Por fim, o Tipo IV não possui caixa multiplicadora, o que trás benefício, pois é um dos componentes mais caros do sistema e falha com mais frequência do que outras peças importantes. O gerador usado neste tipo geralmente é um gerador síncrono com um ímã elétrico ou permanente. Em alguns sistemas do Tipo IV, o gerador pode ser uma máquina de indução. Em ambos os casos, o gerador possui um grande número de polos para reduzir sua velocidade síncrona.

Comercialmente, os fabricantes apresentam curvas para estimação da potência de saída de aerogeradores. Uma curva típica pode ser observada na Figura 9, na qual a barra vermelha indica onde o aerogerador atinge a potência nominal.

Figura 9 – Curva de geração de um aerogerador típico.



Fonte: Autoria própria.

Em que:

P_{max} : potência máxima do aerogerador;

v_c : velocidade do vento mínima para geração;

v_r : velocidade do vento em que o aerogerador atinge a potência nominal;

v_f : velocidade do vento máxima de operação do aerogerador acima do qual a geração é nula.

2.4.4 Estimação da Velocidade do Vento

Na literatura, existem dois métodos utilizados para estimar a variação da velocidade do vento com a altura, eles são a Lei Logarítmica e a Lei de Potência. A lei logarítmica vem de uma combinação de pesquisa teórica e empírica originada do fluxo da camada limite em dinâmica dos fluidos. Permite calcular a variação de velocidade de vento vertical modelada em uma condição de terreno particular. A Lei Logarítmica possui algumas limitações pois um dos seus coeficientes pode variar com estação do ano, direção do vento e outros fatores (CAMELO et al., 2010). Sendo assim, para a presente Tese, foi escolhida a Lei da potência, que pode ser observada na Equação 1 e é ilustrada na Figura 10.

$$v(h) = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha, \quad (1)$$

Em que:

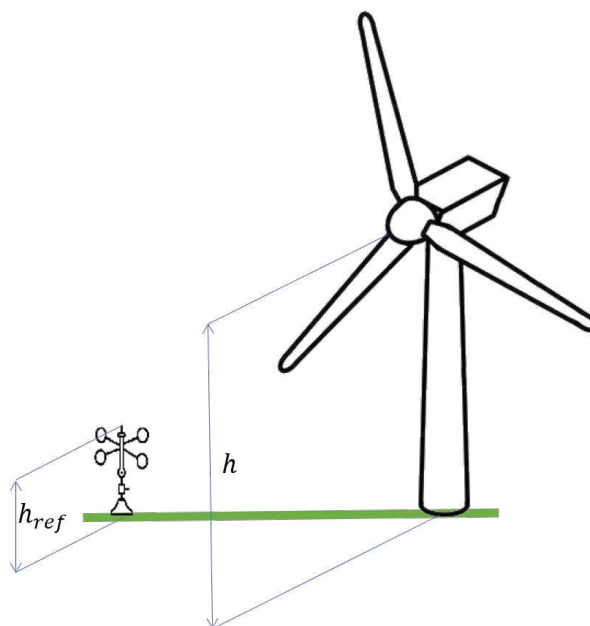
$v(h)$: velocidade do vento na altura que se deseja conhecer;

v_{ref} : velocidade do vento medida à altura h_{ref} conhecida;

h : altura na qual se deseja conhecer a velocidade do vento;

α : coeficiente velocidade de entrada da turbina em m/s.

Figura 10 – Aerogerador de eixo vertical e alturas de referência.



Fonte: Autoria própria.

O coeficiente α é a representação dos efeitos da rugosidade da superfície e, seus valores típicos, são apresentados na Tabela 3. De forma prática, superfícies mais rugosas exigem turbinas eólicas maiores para gerar a mesma quantidade de energia. Por exemplo, uma floresta densa tem uma superfície muito rugosa, com um fator de rugosidade alto. Isso significa que a velocidade do vento é menor dentro da floresta do que em um campo aberto.

Tabela 3 – Tabela de características do coeficiente α .

Características do terreno	Coefficiente α
Superfície lisa, lago ou oceano	0,1
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira e árvores ocasionais	0,16
Arbustos e árvores ocasionais	0,2
Árvores e construções ocasionais	0,22 – 0,24

Fonte: Adaptado de Malaquias e Souza (2019).

2.5 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A radiação solar pode ser utilizada como fonte de energia térmica ou elétrica. O aproveitamento térmico é feito com o uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores eles são comumente utilizados em aplicações residenciais e comerciais para o aquecimento da água. Os concentradores solares são aplicados quando é preciso alcançar elevadas temperaturas, como na secagem de grãos e a produção de vapor, por exemplo. Na produção de vapor é possível gerar energia mecânica e convertê-la em eletricidade (ANEEL, 2005).

Segundo a ANEEL, a conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação em materiais semicondutores, com destaque para os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O efeito termoelétrico é dado pelo surgimento de uma diferença de potencial que é provocada pela junção de dois metais. Já o efeito fotovoltaico é dado quando os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica utilizando células solares. Dentre os processos utilizados os mais comuns são o aquecimento de água (nas regiões Sul e sudeste devido ao clima) e a geração fotovoltaica (nas regiões Norte e Nordeste) de energia elétrica.

2.5.1 Painéis fotovoltaicos

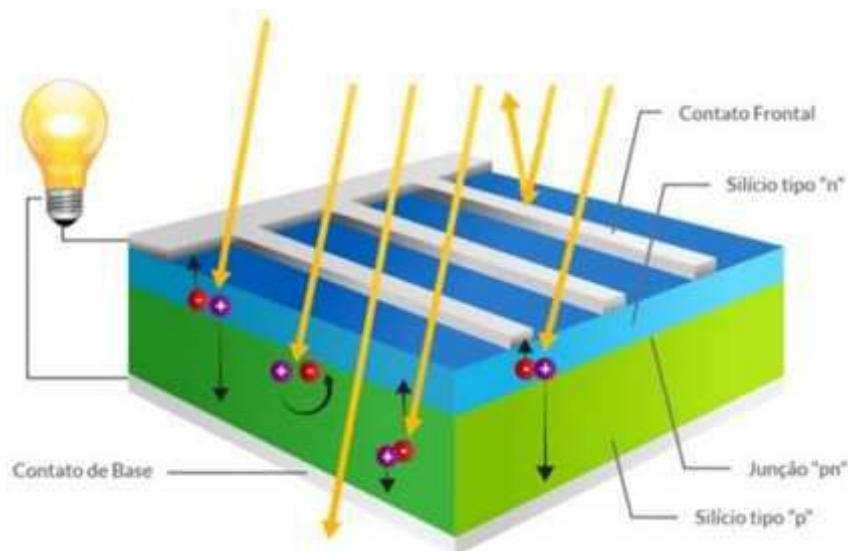
A energia fotovoltaica utiliza o efeito fotovoltaico para transformar energia luminosa (proveniente do sol) diretamente em energia elétrica, criando uma tensão elétrica. As partículas de luz que chegam à Terra são chamadas de fótons. Quando eles atingem a placa fotovoltaica ocorre o efeito fotovoltaico. Para produzir energia elétrica é necessário criar um campo elétrico através da dopagem do silício. Essa dopagem consiste num processo de adição de impurezas no semicondutor, a fim de transformá-lo num elemento mais condutor. Existem 2 tipos de impurezas utilizadas, o tipo N e tipo P, em que o tipo N possui excesso de elétrons e o tipo P possui a escassez de elétrons.

A dopagem do tipo N adiciona fósforo ao silício, pois o fósforo cria ligações covalentes quando junto ao silício e um deles fica livre, ganhando movimento e produzindo uma corrente elétrica. Já a dopagem do tipo P ocorre quando se adiciona boro ao silício. O boro possui elétrons de valência, que quando adicionados ao silício criam as lacunas, que conduzem a corrente. O nome N deriva da negatividade criada da carga negativa existente, enquanto o P é devido a ausência do elétron, que cria uma carga positiva.

A região entre estes dois tipos é denominada junção P-N, nesta região é produzido o campo elétrico que separa as duas cargas. Os elétrons livres do tipo N deslocam-se para o tipo P para ocuparem as lacunas. Ao receberem os fótons de luz visível, os elétrons são energizados e acelerados para o terminal tipo N enquanto as lacunas são enviadas para um terminal tipo P. Unindo as duas camadas é possível aproveitar a corrente elétrica DC

que se forma na passagem dos elétrons de uma camada para outra, conforme observado na Figura 11 (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 11 – Estrutura molecular de uma junção P-N.



Fonte: Gomes (2021).

O funcionamento do painel fotovoltaico é muitas vezes estudado utilizando a curva que relaciona a corrente de saída com a tensão, a curva I-V, que possibilita perceber a característica não linear do painel, bem como uma característica resistiva e observar que a potência fornecida depende da carga. O painel fotovoltaico tem 3 pontos importantes: A corrente de curto-circuito; o ponto de máxima potência (PMP); e, a tensão de circuito aberto. A corrente de curto-circuito (I_{sc}) consiste na intersecção com o eixo das ordenadas, pois a tensão atinge o zero. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) consiste na intersecção do eixo das abcissas, pois a corrente atinge o zero. O ponto de máxima potência é representado como conjunto de coordenadas V_{max} e I_{max} , sendo o ponto ótimo de funcionamento de um painel fotovoltaico, ou seja, o ponto de máxima potência. É importante destacar que estas características são obtidas a uma temperatura e radiação constantes, o que difere da realidade, fazendo-se necessário ter um sistema de controle dedicado ao rastreamento do ponto de máxima potência (PINHO; GALDINO, 2014).

Estudando a curva de corrente versus tensão com influência da radiação incidente do painel fotovoltaico, é possível observar a variação do PMP consoante à variação da radiação incidente, o que permite concluir que radiação tem grande influência na corrente produzida. Dessa forma, uma maior radiação incidente resulta em uma maior corrente produzida. Isso ocorre devido ao fato de a corrente produzida ser proporcional aos fótons incidentes. Já do ponto de vista da tensão, as variações causadas pela alteração da radiação incidente são desprezíveis (PINHO; GALDINO, 2014).

A variação do PMP (ponto de máxima potência) em função da variação de temperatura permite concluir que a radiação tem influência direta na tensão de saída,

então quanto maior for a temperatura, menor será o valor da tensão de saída. Isto ocorre pois os portadores de carga reduzem à medida que a temperatura aumenta. No entanto, essa variação de temperatura não provoca variações relevantes na corrente produzida (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com o manual de sistemas fotovoltaicos de Pinho e Galdino (2014), a análise da curva P-V de um painel fotovoltaico revela a relação entre a tensão e a potência de saída, o que evidencia a importância de manter o ponto de operação o mais próximo possível do Ponto de Máxima Potência (PMP), de modo a garantir a máxima eficiência do painel. Assim, é necessário a utilização de conversores eletrônicos (inversor de frequência) para realizar o controle e possibilitar que os painéis sejam conectados à rede elétrica, pois a rede funciona em corrente alternada e os painéis produzem corrente contínua.

2.5.2 Inversores de frequência

O inversor de frequência é um componente essencial de um sistema fotovoltaico, ele é responsável pela conversão da saída em corrente contínua dos painéis fotovoltaicos em corrente alternada com uma frequência 60 Hz. A potência de um inversor depende diretamente da saída dos módulos fotovoltaicos, que varia de acordo com o clima local, a orientação da superfície e pela inclinação dos módulos. Os módulos fotovoltaicos possuem coeficientes negativos de temperatura que afetam a potência em função da radiação solar e da temperatura do painel. A potência nominal na saída das painéis fotovoltaicas é reduzida à medida que a temperatura das painéis aumenta ou à medida que a irradiância diminui, o que pode ocasionar numa redução na eficiência do inversor de frequência caso ele não esteja bem dimensionado.

Para evitar o funcionamento em sobrecarga e otimizar o desempenho do sistema fotovoltaico, é recomendado que a capacidade nominal do inversor seja maior que a capacidade nominal do sistema fotovoltaico. O dimensionamento incorreto do inversor pode acarretar num aumento nos custos totais do sistema. Alguns pontos importantes na escolha de um inversor são:

- Eficiência;
- Baixas perdas em *Standby*;
- Regulação da frequência;
- Custo;
- Fator de correção de potência;
- Confiabilidade;
- Facilidade de manutenção.

O inversor de frequência deve ser capaz de melhorar continuamente sua capacidade converter a energia DC em AC produzida em qualquer tipo de condição, incluindo condições com baixa irradiância. Os inversores de alto rendimento são capazes de se reconfigurarem automaticamente para atingirem um alto rendimento na conversão de energia elétrica (WANG; LU, 2016).

2.5.3 Potência do sistema fotovoltaico

Existem modelos clássicos para estimar a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos. Eles consideram valores de irradiância, parâmetros fotovoltaicos e um valor de referência de temperatura ambiente. A Equação 2 é comumente utilizada para estimar o potencial elétrico da produção anual de energia fotovoltaica de um sistema. Essa equação fornece um valor anual aproximado de produção de eletricidade (FILIK; FILIK; GEREK, 2017).

$$E = A \cdot r \cdot G \cdot \rho. \quad (2)$$

Em que:

E : energia produzida pelo sistema fotovoltaico em Wh;

A : área total do painel solar em m²;

r : eficiência (rendimento) do painel;

G : irradiância média anual em W/m²;

ρ : taxa de desempenho do sistema geral.

2.5.4 Sistemas de microgeração e minigeração

Os sistemas de microgeração fotovoltaica são sistemas menores (com potência máxima de 75 kW), instalados em locais com menor consumo de eletricidade, como por exemplo, sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de residências, que têm capacidade de suprir totalmente o consumo de eletricidade da residência.

Já os sistemas de minigeração fotovoltaica são sistemas maiores (com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW) e são instalados em comércios e indústrias. Como a minigeração possui uma elevada tensão na saída dos inversores, é necessário utilizar um transformador para reduzir a tensão a um nível compatível com as cargas da unidade consumidora e da rede de distribuição.

Ambos os sistemas funcionam com o mesmo princípio: durante o dia (quando há incidência da luz solar), a energia gerada atende a unidade consumidora local e,

caso haja um excedente de geração, a energia é injetada na rede de distribuição, cedido à distribuidora local a título de empréstimo gratuito. Durante à noite (quando não há incidência de luz solar), os créditos excedentes gerados durante o dia (empréstimo gratuito) retornam para alimentar a unidade consumidora.

2.5.5 Vantagens e Desvantagens da Geração Fotovoltaica

Existem diversas vantagens e desvantagens da utilização da energia solar fotovoltaica. As principais vantagens são:

- Redução de poluentes atmosféricos;
- Não há a geração de ruídos;
- Baixo impacto ambiental após a instalação;
- Sistema modular;
- Possibilidade de ser instalado no ponto de consumo;
- Alta confiabilidade.

As principais desvantagens são:

- É uma geração intermitente;
- Curto período de geração;
- Aumento da complexidade do sistema elétrico;
- Maior complexidades nos procedimentos de manutenção.

2.6 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A natureza intermitente das fontes eólica e fotovoltaica traz desafios para manutenção da estabilidade e da resiliência do sistema (KIM et al., 2018). Para mitigar esses problemas tem sido implementados sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage Systems*). O uso do sistema de armazenamento BESS pode prover soluções na regulação de frequência e tensão, redução do pico de demanda, melhoria dos indicadores de qualidade da energia, entre outros, o que possibilita uma atuação complementar às fontes renováveis.

O BESS é composto por quatro componentes principais: baterias, que são o componente principal de um BESS, sendo responsáveis por armazenar a energia elétrica; inversor, responsável por converter a corrente contínua da bateria em corrente alternada; controlador, que gerencia o funcionamento do BESS, controlando a carga e descarga das baterias, o que garante que o BESS opere de forma segura e eficiente; e, sistema de gerenciamento de baterias (BMS), que monitora o estado das baterias verificando a temperatura, a tensão e a corrente das baterias para garantir que elas estejam funcionando de forma segura e eficiente. O desempenho do BESS é função da densidade de

energia, capacidade de armazenamento, tecnologia adotada e tipo de aplicação. O BESS pode ser utilizado para fornecer energia de forma ininterrupta, dá suporte a sistemas de transmissão e distribuição, e até para geração de energia em larga escala (XU et al., 2016; KIM et al., 2018; GO; CHOI, 2020).

Ele é conectado à rede via um ponto de acoplamento comum (PAC) por meio de um conversor CC-CC e de inversores. O conversor é bidirecional para controle da corrente da bateria em ambas as direções, sendo utilizado um conversor *buck-boost*, operando como *buck* no carregamento e como *boost* na descarga. O controlador determina quando carregar ou descarregar o BESS, bem como fornece a saída de referência do barramento CC. A conexão ao sistema elétrico é realizada por meio de um inversor. Além do BESS, as fontes renováveis também podem ser conectadas ao barramento CC, em caso de sistemas híbridos de geração.

Mesmo existindo diferentes tipos de tecnologia para baterias, o desenvolvimento de modelos computacionais tem crescido ao redor do mundo, com foco em modelos genéricos que reflitam de forma precisa a operação delas durante os estudos e simulações. Dessa forma, é possível avaliar os impactos sistêmicos da integração de BESS à rede. Outra preocupação está na complexidade das partes constituintes do BESS, o que pode resultar em um tempo de simulação prolongado, cuja diferença para modelos mais simplificados pode não ser tão expressiva, o que irá variar de acordo com os objetivos da pesquisa em questão (XU et al., 2016; KIM et al., 2018; GO; CHOI, 2020).

Dentre as aplicações do BESS destacam-se:

- Integração de fontes renováveis: o BESS pode ser usado para armazenar energia de fontes renováveis, compensando a intermitência das fontes eólicas e fotovoltaica e melhorando a confiabilidade do sistema;
- Redução de custos: podem ser usados para armazenar energia durante a noite, quando o custo da energia é menor e liberar durante o dia, quando o custo da energia é maior;
- Microrredes: podem alimentar microrredes conectadas ou isoladas do sistema elétrico.

As principais vantagens do BESS são:

- Armazenamento de Energia;
- Redução da intermitência de fontes renováveis: o BESS ajuda a compensar a intermitência das fontes fotovoltaica e eólica, contribuindo a expansão da geração de energia renovável;
- Melhoria da confiabilidade: pode ser utilizado para fornecer energia em caso de falha na rede elétrica, auxiliando no fornecimento de energia durante uma interrupção;

- Redução dos custos de energia;
- Flexibilidade operacional: pode ser utilizado para atender a picos de demanda ou para fornecer serviços auxiliares à rede elétrica.
- Nivelamento das flutuações de carga: armazenando o excesso de energia gerada pelas fontes eólica e fotovoltaica, o BESS ajuda a equilibrar a oferta e a procura de eletricidade, contribuindo para uma melhor estabilidade e eficiência do sistema elétrico;
- Redução de perdas de energia elétrica;
- Melhoria do perfil de tensão;
- Controle de frequência e estabilidade geral da rede;
- Benefícios ambientais: ajuda a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, e reduzindo a dependência de combustíveis fósseis.

Dentre as desvantagens do BESS pode-se destacar:

- Custo: ainda apresentam um alto custo, mas que vem caindo à medida que a tecnologia se desenvolve;
- Vida útil: possuem vida útil limitada, precisando ser substituídos periodicamente;
- Impacto ambiental: a extração de matérias-primas para a produção de baterias pode levar à degradação ambiental e à poluição, e o descarte inadequado de baterias usadas pode levar à contaminação do solo e da água, mas com o desenvolvimento da tecnologia e o reaproveitamento das baterias o impacto ambiental está sendo reduzido com o tempo;
- Capacidade limitada de armazenamento de energia: o que pode limitar sua utilidade em sistemas de energia de grande porte;
- Problemas nas baterias: podem apresentar problemas de segurança, como superaquecimento ou explosão, se não forem manuseadas de forma correta.

Apesar desses desafios, o BESS é uma tecnologia promissora que tem o potencial de revolucionar o setor de energia. A utilização de baterias oferece uma série de vantagens em conjunto com fontes eólica e fotovoltaica, contribuindo para um fornecimento de energia mais estável, viável e eficiente, ao mesmo tempo que proporciona vantagens econômicas. Tornando-se uma peça fundamental na transição para sistemas de energia mais sustentáveis e eficientes.

A seguir, é abordado a análise econômica utilizada após o processo de otimização.

2.7 ANÁLISE ECONÔMICA

Esta seção tem por objetivo fornecer os conhecimentos básicos sobre os assuntos relacionados à economia utilizados nesta Tese. Os dados referentes aos custos dos materiais utilizados em um parque eólico são de difícil acesso, uma vez que fazem parte

do planejamento estratégico das empresas. Assim, para a presente Tese, foram utilizados dados públicos encontrados em pesquisas internacionais.

2.7.1 Custo Atual Líquido

A aplicação do Custo Atual Líquido (*Net Present Cost - NPC*) serve para estimar os custos do sistema selecionado. É uma das metodologias utilizadas para combinar custos e avaliar os custos futuros no presente. Com a aplicação do NPC, é possível simular os custos referentes a toda vida útil do sistema selecionado, utilizando a simulação de um ano de operação do sistema (DOLATABADI; EBADI; MOHAMMADI-IVATLOO, 2019).

Os custos considerados no cálculo do NPC são o custo de capital que é o custo inicial de compra e instalação de um sistema, a operação e manutenção ao longo do ciclo de vida e o custo de substituição dos componentes do sistema cuja vida útil é inferior à vida útil do sistema. O NPC é expresso da seguinte forma (BASHIR; SADEH, 2012):

$$NPC = \sum_{i=1}^L N_i (CC_i + RC_i \cdot K_i + O\&M \cdot PWA(ir, R)), \quad (3)$$

em que:

$$K = \sum_{n=1}^{L_1} \frac{1}{(1 + ir)^{n \cdot L_2}}, \quad (4)$$

$$PWA(ir, R) = \frac{(1 + ir)^R - 1}{ir \cdot (1 + ir)^R}, \quad (5)$$

sendo:

N_i : número de componentes de uma determinada tecnologia;

CC_i : custo capital, ou custo de compra e instalação do sistema;

RC_i : custo de reposição de componentes com vida útil inferior a N ;

K_i : fator de conversão de custo RC_i futuros ao custo presente;

$O\&M$: custos de operação e manutenção;

$PWA(ir, R)$: fator de conversão de custos futuros de $O\&M$ ao custo presente;

L_1 : número de vezes que cada componente é substituído durante R ;

L_2 : tempo de vida útil do componente i ;

ir : taxa de juros considerada;

R : vida útil de todo o sistema.

2.7.2 Payback

O payback é o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito. Esse termo é muito utilizado para aplicações nas áreas de eletricidade e de eficiência energética para analisar a sua viabilidade econômica. O payback é um método de análise geral por ser simples e direto, fornecendo uma estimativa rápida do tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Essa informação é crucial para a tomada de decisões rápidas sobre projetos e investimentos. Além disso, o payback pode ser aplicado a qualquer tipo de investimento, o que o torna uma ferramenta versátil que pode ser utilizada em diferentes setores e contextos, permitindo assim, comparar diferentes projetos e investimentos com base no tempo de retorno do capital. O valor do retorno utilizado é calculado com base na diferença entre o consumo anterior e o novo consumo multiplicado pelo custo de geração, conforme pode ser observado na Equação 7.

$$\text{Payback} = \frac{\text{investimento}}{\text{retorno}}, \quad (6)$$

$$\text{retorno} = (\text{consumo anterior} - \text{consumo atual}) \cdot \text{custo geração}, \quad (7)$$

Após os fundamentos teóricos apresentados neste capítulo, uma revisão bibliográfica será realizada no próximo capítulo com o objetivo de buscar um maior conhecimento sobre os assuntos aqui abordados.

2.8 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os conceitos de geração distribuída, microrrede, geração eólica e fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia. Sobre a geração eólica, foram abordados modelos mais comuns de turbinas eólicas. Além disso, foram exploradas as vantagens e desvantagens dessa geração, bem como os modelos de aerogeradores mais comuns e como foi realizada a estimação da velocidade do vento. A geração fotovoltaica seguiu uma lógica semelhante de desenvolvimento, iniciando com a descrição dos painéis fotovoltaicas e inversores de frequência. Após explorar a potência do sistema fotovoltaico, foram introduzidos conceitos de microgeração e minigeração. Em seguida, foram abordadas as usinas fotovoltaicas, as vantagens e desvantagens da geração fotovoltaica. O capítulo também abordou sobre o sistema de armazenamento de energia e, ao término do capítulo, foram apresentados os conceitos básicos de custo atual líquido e payback que serão utilizados na análise econômica.

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica

Com base na revisão da literatura, é necessária a adoção de soluções tecnológicas para minimizar os impactos negativos da alta inserção de microrredes com fontes intermitentes no sistema elétrico, pois a instalação inadequada dessas microrredes pode resultar em um sistema dispendioso ou ineficaz. Ao instalar microrredes, é necessário escolher as tecnologias e soluções mais adequadas e considerar a viabilidade econômica a longo prazo. É necessário implementar estratégias de controle de fluxo de potência, que permitam a coordenação da geração distribuída com a rede elétrica de forma eficiente e segura. A seguir é possível observar um breve histórico normativo sobre as microrredes no Brasil.

3.1 BREVE HISTÓRICO NORMATIVO DAS MICRORREDES NO BRASIL

A trajetória da normatização de microrredes no Brasil é marcada por uma série de marcos regulatórios e iniciativas que, ao longo dos anos, vêm consolidando um ambiente propício para o desenvolvimento e a implementação dessa tecnologia inovadora. Essa jornada teve início em 1994, com o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (Prodeem), programa pioneiro que visava fomentar o uso de energias renováveis em áreas rurais e remotas (CRESESB, 2004).

Em 2000, o programa Luz no Campo deu sequência à iniciativa, expandindo o acesso à eletricidade para comunidades isoladas e promovendo a utilização de microrredes como solução tecnológica viável e sustentável. No ano seguinte, o PROINFRA reforçou esse compromisso, estabelecendo diretrizes para a instalação e operação de microrredes em infraestruturas críticas, como hospitais e escolas. Em 2003, o programa Luz para Todos ampliou ainda mais o alcance da eletrificação rural, com a meta de levar energia elétrica para todas as comunidades brasileiras. As microrredes se tornaram uma ferramenta essencial para alcançar essa meta, especialmente em regiões de difícil acesso à rede elétrica convencional (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2023).

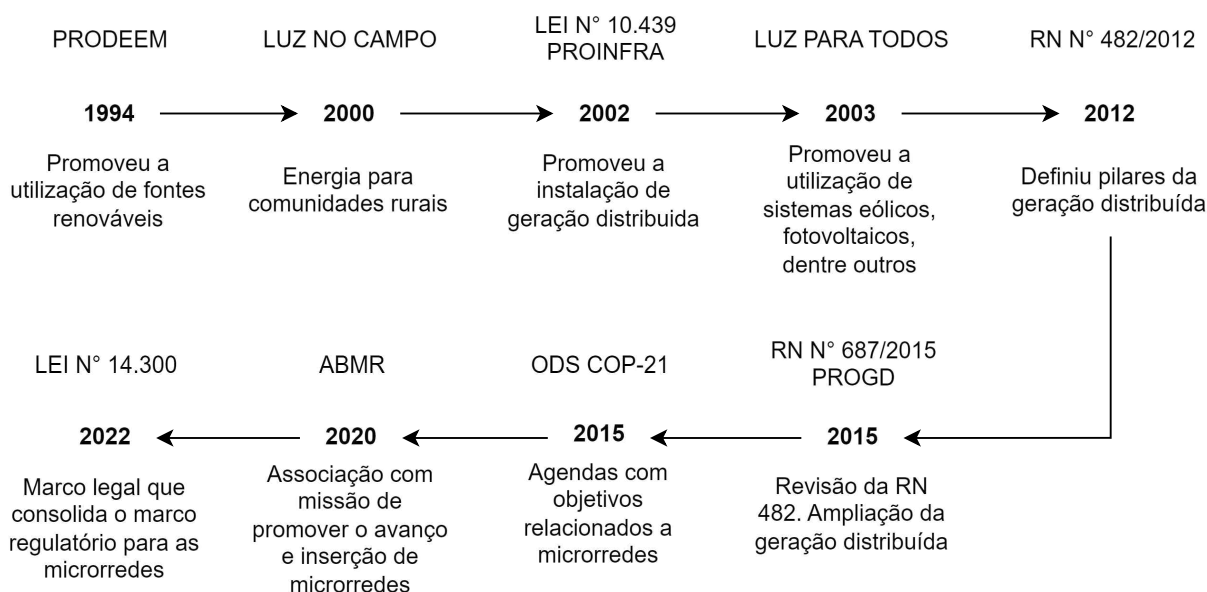
Um marco regulatório importante foi a Resolução Normativa N° 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que definiu as regras para a conexão de microrredes à rede elétrica nacional. Essa resolução abriu caminho para a integração em larga escala das microrredes ao sistema elétrico brasileiro, impulsionando o desenvolvimento do mercado e a viabilidade comercial da tecnologia. Em 2015, a Resolução Normativa N° 687/2015, também da ANEEL, complementou a RN N° 482/2012, estabelecendo diretrizes específicas para a comercialização de energia excedente gerada por

microrredes. Essa resolução contribuiu para a democratização da geração de energia, permitindo que consumidores se tornassem também produtores e comercializassem o excedente de sua produção(ANEEL, 2023).

Ainda em 2015, os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da COP-21 destacaram a importância das microrredes como ferramenta para alcançar o acesso universal à energia limpa e acessível, além de contribuir para a mitigação das mudanças climáticas. Em 2020, a Associação Brasileira de Microrredes (ABMR) foi criada com o objetivo de promover o desenvolvimento e a adoção de microrredes no Brasil. A ABMR atua como um fórum para o debate de políticas públicas, a disseminação de conhecimento técnico e a promoção da colaboração entre diferentes setores da sociedade (ABMR, 2024).

Finalmente, em 2022, a Lei Nº 14.300, conhecida como Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, consolidou o marco regulatório para as microrredes no Brasil. Essa lei estabeleceu regras claras e transparentes para a instalação, operação e comercialização de energia gerada por microrredes, proporcionando maior segurança jurídica e impulsionando ainda mais o desenvolvimento do mercado. A linha do tempo pode ser observada na Figura 12

Figura 12 – Breve linha do tempo das microrredes no Brasil.



Fonte: Autoria própria.

Apresentam-se a seguir, um breve histórico sobre o tema da Tese, análise crítica dos artigos considerados mais relevantes para o desenvolvimento da pesquisa e por fim, uma síntese bibliográfica.

3.2 TRABALHOS MAIS RELEVANTES

O problema da instalação da GD em redes de distribuição tem sido abordado por diversos autores, sob as mais variadas óticas. Todas as publicações citadas a seguir elegem métodos para resolver problemas de localização e dimensionamento da geração distribuída e de forma geral, têm como objetivo reduzir as perdas de potência, de energia e custos do sistema. Ao aproximar a geração da carga é possível se obter benefícios, pois além de permitir que as empresas posterguem investimentos em infraestrutura, é possível reduzir perdas e melhorar o perfil de tensão nos alimentadores. Com uma configuração adequada, a GD pode ainda, aumentar a confiabilidade do sistema e melhorar a qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor final (SOUZA et al., 2006).

ALVES & BRANCO (2012) utilizaram um AG para localização ótima de GD em redes de distribuição, com os objetivos de reduzir as perdas de potência e melhorar o perfil de tensão, levando em consideração a economia com a redução das perdas de potência e de energia em relação aos investimentos associados. O método proposto foi aplicado considerando um número fixo de geradores a um alimentador de 69 barras e seu desempenho computacional foi comparado com um algoritmo baseado em busca tabu. O método considerou na formulação do problema dois parâmetros essenciais para a análise das redes, a característica da demanda da rede (representada pela curva de duração de carga) e o efeito do crescimento da carga durante o horizonte de planejamento visado. Os resultados obtidos evidenciaram a eficiência do método proposto, que mostrou-se promissor para aplicação em alimentadores de grande porte e na solução de problemas complexos de compensação reativa em redes de distribuição de energia elétrica. Na opinião deste autor, seria interessante a utilização de um número ótimo de geradores, invés da quantidade predeterminada utilizada no trabalho, visto que é utilizado o AG, o que possibilita o dimensionamento ótimo do número de geradores. Além disso, o método foi aplicado a um sistema de pequeno porte, o que pode limitar a aplicabilidade do método para sistemas de grande porte.

HELLESON et al. (2012) propuseram um método para localização e dimensionamento de uma ou múltiplas fontes de GD, visando o aumento da margem de estabilidade e a redução das perdas. Primeiramente, utilizou-se o método da continuação e análise modal para determinar a barra mais sensível em relação à estabilidade de tensão para localização da GD. Após isso, o dimensionamento da GD foi realizado por meio de um Fluxo de Potência Ótimo com o objetivo de minimizar as perdas de potência. O local mais adequado para sua conexão foi encontrado identificando as barras mais sensíveis em relação à estabilidade de tensão. O desempenho da metodologia proposta sob o impacto de diferentes níveis de carga também foi analisado e os resultados mostraram que a técnica proposta pode ser um método eficiente para auxiliar agentes de regulação e companhias de distribuição de energia na escolha de pontos para conexão da GD no

sistema. Na visão deste autor, HELLESON et al. (2012) utilizaram apenas um sistema-teste de 30 barras para avaliar o método proposto, o que pode ser limitante durante a aplicação do método em sistemas maiores devido ao esforço computacional.

MOLGARO et al. (2014) estudaram a utilização de AG para otimizar, a médio prazo, a operação de um parque eólico, de forma a manter a qualidade da energia elétrica entregue. Teve como principal objetivo a minimização do custo da energia produzida, por meio do planejamento da operação. O trabalho levou em consideração o custo da geração da energia eólica, parâmetro que costuma ser ignorado por tratar-se de um recurso gratuito. Utilizou-se a codificação em ponto flutuante, tornando os operadores genéticos mais ágeis e facilitando a interpretação dos resultados. Utilizando as restrições, foi possível reduzir o espaço de busca do algoritmo. Dessa forma, a regulação da potência deixou de ser feita apenas em função da disponibilidade de vento, levando-se em consideração também as previsões de demanda. Na opinião deste autor, seria interessante realizar a conexão do parque eólico a um sistema-teste para estudar o desempenho do parque frente às variações de carga de um alimentador.

MOLINA-MORENO et al. (2015) sugeriram um algoritmo alternativo para localizar o melhor barramento para conectar os parques eólicos com o objetivo de minimizar as perdas de potência elétrica utilizando a solução do problema de fluxo de potência para identificar o melhor ponto de conexão. Os sistemas testes utilizados foram os IEEE de 14, 30 e 57 barras. Com a utilização dos métodos de Gauss-Seidel e Newton-Raphson, o fluxo de potência foi calculado e a barra do sistema que apresentava a menor perda de potência foi encontrada. O algoritmo foi capaz de localizar o melhor barramento onde deveria ser instalado o parque eólico. Levou-se em consideração que o barramento selecionado varia de acordo com a potência do próprio parque que será instalado e com a topologia do sistema. A maior limitação do trabalho é a utilização de um método que consiste em uma busca exaustiva, na qual o parque foi inserido em cada barra do sistema e, como resultado, foi obtida a barra onde as perdas foram menores. A utilização de um método de otimização poderia evitar que o algoritmo realizasse o estudo em todas as barras do sistema e reduzir o esforço computacional do método.

OLIVEIRA et al. (2016) apresentaram uma metodologia para planejamento de fontes de GD em sistemas elétricos de distribuição, com foco em biomassa e eólica. Utilizando um único sistema-teste que possuía 103 barras, foi determinada a localização ótima para a instalação da geração com o objetivo de minimizar as perdas de potência e os custos de investimento e operação, além de melhorar o perfil de tensão e a QEE. Para a solução deste problema de otimização, foi proposta a utilização de AG combinado com fluxo de potência ótimo, que determina o tamanho ótimo dos geradores termoelétricos a biomassa. A potência eólica foi dada em função de valores pré-especificados de potência nominal e fator de capacidade. Como resultado, foi obtida redução nos custos totais,

bem como nas emissões e dos custos nas perdas técnicas, o que pode contribuir para a confiabilidade do sistema de distribuição. Na opinião deste autor, os pesquisadores poderiam ter utilizado outro sistema de maior porte para testar a metodologia proposta.

ALENCAR (2018) apresentou um método simples e adequado para minimizar as perdas de energia anuais em sistemas de distribuição por meio da instalação ótima de painéis fotovoltaicos com dados escassos de irradiância. Utilizou o AG como método de otimização e utilizou o Método da Soma de Potências (MSP) para realizar os cálculos dos fluxos de potência. Considerou dados constantes de irradiância, utilizou a curva de carga segmentada para realizar os cálculos do fluxo de potência e um número fixo de parques solares. A autora aplicou o método a dois sistemas distintos obtendo êxito em ambos. Foram realizadas modificações no sistema-teste de 69 barras com o intuito de avaliar o desempenho do método. Dessa forma, constatou-se que a distribuição de cargas do sistema tem maior influência na localização dos geradores do que a potência nominal do gerador. A aplicação do método ficou restrita a sistemas de pequeno porte.

TEIXEIRA (2018) propôs a utilização de baterias em sistemas com alta inserção de geração eólica, atuando no gerenciamento da energia através de compensações da variação dessa geração intermitente. Ela propôs três estratégias operativas para o uso do armazenamento, que diferem entre si pela abrangência do benefício de sua aplicação. A primeira estratégia visa o atendimento de um objetivo puramente local, garantindo menor variação da geração eólica através da redução de sua dependência com a disponibilidade instantânea do recurso de vento. A segunda estratégia atende a objetivos locais, porém respeitando restrições do sistema interligado do qual faz parte. Por fim, a terceira estratégia visa o atendimento de um objetivo mais abrangente, que consiste na redução do corte de carga global do sistema, atendendo, assim, aos interesses de todos os agentes participantes da estrutura do sistema interligado. As duas primeiras estratégias não foram capazes de manter a geração eólica dentro da faixa determinada, mas observou-se que o uso das baterias é eficiente para garantir o fornecimento de potência, o que pode ser utilizado para diferentes finalidades comerciais, principalmente num ambiente de redução de incentivos a operação dessas fontes. Os resultados da terceira estratégia mostraram que a utilização de baterias como reserva operativa é promissora, uma vez que possui capacidade elevada de redução no corte de carga do sistema. Entretanto, em virtude de limitações tecnológicas, ainda não é economicamente competitiva com as soluções atuais, tais como a expansão da rede de transmissão e o investimento em tecnologias atuais de composição da reserva. Uma alternativa para a larga aplicação comercial em sistemas de potência está na redução das limitações tecnológicas alinhada a uma redução de custo de instalação. A principal limitação da pesquisa foi não ter obtido o resultado esperado, mesmo utilizando um sistema-teste de pequeno porte.

MORAIS (2020) abordou a utilização de sistemas de armazenamento de energia transportáveis capazes de prestar vários serviços aos sistemas de distribuição. A localização dos sistemas de armazenamento de energia está intimamente relacionada com o sucesso de suas aplicações, sejam estes transportáveis ou estacionários. Ele propôs um método baseado em sensibilidades de tensão para otimizar a localização de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica. Foi utilizado o sistema teste IEEE 34 barras para validar o método. Para realizar as análises em regime permanente foram utilizados o MATLAB e o OpenDSS. O método proposto foi capaz de calcular tanto o aumento de tensão devido às injeções de potência quanto a máxima injeção de potência para cada barra do sistema, facilitando assim a localização de sistemas de armazenamento de energia. Constatou-se que a capacidade de mobilidade faz com que um sistema de armazenamento seja capaz de resolver problemas locais em sistemas elétricos e, como consequência, seja uma alternativa capaz de ampliar a variedade de serviços já prestados pelos sistemas de armazenamento estacionários. Destaca-se que o sucesso da aplicação do sistema de armazenamento está ligado diretamente com a localização correta. Na aplicação do método proposto, constatou-se que a localização de sistemas de armazenamento mais próximos à subestação foram aqueles que forneceram tensões mais adequadas ao sistema. Analisando este trabalho, foi possível observar que, embora tenha sido constatado que o sistema de armazenamento deve ser localizado próximo à subestação, a utilização do método em um sistema de pequeno porte juntamente com a utilização de apenas fatores de potência unitário, são fatores limitantes para a pesquisa.

MALÁQUIAS (2020) desenvolveu um método para dimensionamento ótimo de sistemas híbridos de geração de energia. O método combina a simulação de Monte Carlo e a Otimização por Enxame de Partículas. Ele realiza o dimensionamento ótimo de sistemas híbridos fotovoltaicos e eólico, considerando diferentes critérios de projeto, baseado em parâmetros tecno-econômicos. Foram realizados três estudos de caso para validação do método e os resultados apresentados foram comparados com um método de dimensionamento convencional. O método proposto apresentou vantagens nos casos estudados, sendo capaz de realizar o dimensionamento com menores custos, além da utilização dos modelos estatísticos que proporcionou resultados mais generalizados. Analisando o trabalho, é possível perceber que a avaliação dos custos de sistemas isolados em relação a sistemas conectados à rede demonstrou a inviabilidade econômica da opção quando a conexão à rede está disponível. Economicamente, sistemas conectados à rede mostraram-se como a melhor opção para os estudos realizados. Como limitação, o método desenvolvido não foi aplicado a um sistema-teste que avaliar seu desempenho.

DANTAS (2020) sugeriu uma maneira simplificada para minimizar as perdas de energia anuais em sistemas de distribuição por meio da localização e dimensionamento

ótimo de turbinas eólicas utilizando dados escassos de velocidade do vento. Como método de otimização, foi utilizado o AG e para realizar os cálculos dos fluxos de potência foi utilizado o MSP. Foi considerado que todas as barras do sistema estavam sujeitas aos mesmos patamares de velocidade do vento, além disso, foi utilizada a curva de carga segmentada para realizar os cálculos do fluxo de potência e um conjunto de turbinas eólicas. O autor aplicou o método a quatro sistemas distintos e obteve êxito em todos eles. Assim, foi possível constatar que a distribuição de cargas no sistema tem maior influência na localização das turbinas do que a potência nominal das mesmas. Embora tenham sido utilizados diversos sistemas-teste, a aplicação do método é restrita à utilização de uma turbina por vez, invés de trabalhar com modelos diferentes utilizados em conjunto.

DOYRAN et al. (2020) propuseram um método que utilizou o algoritmo *Multi-Objective Covariance Matrix Adaption-Evolution Strategy* para resolver o problema de otimização. Este algoritmo é uma técnica de otimização evolutiva que pode lidar com múltiplos objetivos simultaneamente, buscando encontrar soluções que representem um equilíbrio entre esses objetivos. Os principais objetivos eram: maximizar o lucro líquido obtido pela redução das perdas de potência ativa e dos custos de instalação da microrrede e dos filtros passivos no planejamento; Minimizar o desequilíbrio de tensão nas barras da microrrede; e, Minimizar as emissões de gases de efeito estufa. A microrrede era composta por células a combustível e células fotovoltaicas. Além disso, o estudo foi realizado em um sistema-teste de 33 barras e com três níveis de carga. Na opinião deste autor, embora a abordagem escolhida tenha sido capaz de atingir todos os objetivos, além de reconfigurar o alimentador e instalar os filtros passivos de forma ótima, não foram consideradas as variações diárias ou anuais de carga, o que interfere diretamente nos aspectos econômicos e nas perdas técnicas do sistema. Além disso, o estudo foi realizado em um sistema-teste de pequeno porte, o que pode limitar a generalização dos resultados para outras redes. Por fim, os autores não abordaram a viabilidade econômica da implementação das soluções propostas, o que pode ser importante para a adoção prática dessas soluções.

HUY et al. (2020) utilizaram a geração distribuída (fontes eólica, fotovoltaica e biogás) em um sistema-teste de 69 barras para avaliar o método proposto. Tinham como objetivo integrar múltiplas fontes de geração distribuída na rede de distribuição de forma otimizada, considerando restrições do sistema elétrico. Foram realizadas localização, dimensionamento e ajuste do fator de potência de cada fonte de geração distribuída para minimizar as perdas de energia diária no sistema e maximizar a integração da geração distribuída. Utilizaram um algoritmo diferencial evolutivo devido à possibilidade de lidar com problemas de otimização complexos e sua eficiência em encontrar soluções de alta qualidade em problemas contínuos. Com a utilização do algoritmo diferencial evolutivo eles conseguiram localizar, dimensionar e encontrar o fator de potência de cada fonte da

geração distribuída de forma ótima. Entretanto, seria interessante comparar o algoritmo utilizado com outros presentes na literatura, destacando as vantagens e desvantagens do método proposto. Além disso, uma discussão mais detalhada sobre as dificuldades encontradas durante a implementação do algoritmo e a validação dos resultados seria benéfica para os leitores.

ALENCAR (2022) propôs um método com o objetivo principal de determinar a localização e o dimensionamento ótimos de geradores fotovoltaicos considerando as aleatoriedades da carga e da geração, visando minimizar os custos totais. Para isso, foi utilizado o Método de Estimativa Pontual combinado com a simulação quasi-Monte Carlo para incorporar a aleatoriedade das variáveis no cálculo do fluxo de potência e na determinação das perdas de energia. Além disso, o trabalho aborda a viabilidade tecno-econômica do investimento em geração fotovoltaica para redução de perdas de energia e diminuição dos custos totais ao longo dos anos. O método foi aplicado a um sistema-teste IEEE 69 barras e foi eficiente na resolução do problema de otimização proposto. Seria interessante a utilização de um sistema-teste maior, pois a utilização de um sistema de pequeno porte pode limitar a avaliação do método desenvolvido.

BARNWAL et al. (2022) propuseram uma abordagem para aprimorar a estabilidade de tensão e reduzir as perdas de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica com base na localização estratégica de geração distribuída e reconfiguração da rede. A metodologia proposta envolve a localização otimizada de geração distribuída, reconfiguração da rede e controle da tensão em um barramento PV por meio da injeção de potência reativa em um barramento P. Para os estudos de caso foi utilizado o sistema de distribuição radial IEEE 33-barras, o que demonstrou a eficiência do método proposto. Os autores realizaram uma análise detalhada dos resultados obtidos, comparando o método desenvolvido com trabalhos anteriores e avaliando o desempenho do sistema. Entretanto, o trabalho poderia se beneficiar de uma discussão mais aprofundada sobre a validade e a robustez do método proposto, bem como da inclusão de comparações com outros métodos existentes. Além disso, uma descrição mais detalhada da metodologia de simulação e dos dados utilizados poderia enriquecer a compreensão do estudo de caso.

LUCENA et al. (2022) propuseram um estudo com o objetivo de avaliar o impacto da instalação de uma Usina Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica por meio da análise de perdas de energia. O estudo compara a modelagem do sistema utilizando dois softwares, o ANAREDE e OpenDSS. Foi utilizado um sistema de distribuição de 69 kV com a presença de uma usina fotovoltaica. A duração do estudo não é especificada, mas são realizadas análises comparativas entre os resultados obtidos nos dois softwares. Foram analisadas as perdas de potência e de energia ativa e reativa no sistema com e sem a presença da UFV. Os resultados mostram que a instalação da usina fotovoltaica contribui para a redução das perdas de energia, o que pode impactar

na redução dos custos de compra de energia complementar. Seria interessante considerar outros casos, como testar uma localização diferente da usina, utilizando uma técnica de otimização.

PURLU e TURKAY (2022) utilizaram quatro tipos de geração distribuída, classificados de acordo com seu status de geração ou consumo de energia ativa e reativa. Entre eles estavam sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas e células de combustível. Eles compararam duas meta-heurísticas, o AG e o enxame de partículas, para determinar a localização ótima de gerações distribuídas em sistemas de distribuição. O objetivo era integrar as fontes de energia renovável em sistemas de distribuição de energia com alta penetração de geração distribuída. O trabalho considerou a incerteza sazonal na geração e consumo de energia para minimizar as perdas anuais de energia e as variações de tensão no sistema de distribuição. Embora tenham sido utilizados diversos sistemas-teste (IEEE 12 barras, IEEE 33 barras e IEEE 69 barras), seria interessante se tivessem incluídos sistemas de armazenamento de energia elétrica e considerado os aspectos econômicos da instalação ótima das gerações renováveis.

REGO e SOUZA (2022) abordaram a otimização da localização de unidades geradoras em redes de distribuição radiais, com o objetivo de minimizar as perdas de potência no alimentador. Para isso, é proposto um algoritmo híbrido que combina as meta-heurísticas Têmpera Simulada e Busca Tabu. A pesquisa se destaca por realizar uma busca em vizinhanças da solução atual, invés de explorar todo o espaço de solução, visando eficiência na resolução do problema. A técnica de otimização utilizando a combinação dessas duas meta-heurísticas demonstrou eficiência superior quando comparada ao uso individual de cada uma delas em diferentes redes de distribuição. Foram utilizados dois sistemas-teste, um de 70 barras e outro de 400 barras. A pesquisa apresenta resultados comparativos da eficiência do algoritmo híbrido nos sistemas-teste. Analisando o trabalho realizado, seria interessante os autores apresentarem as informações dos sistemas-teste utilizados. Além disso, dependendo da configuração do problema, o algoritmo híbrido pode exigir ajustes de parâmetros complexos, o que poderia influenciar na eficiência do método.

SANTOS et al. (2022) tinham como objetivo minimizar os custos de operação e reduzir a emissão de gases do efeito estufa. Foram avaliadas estratégias passivas para aumentar a penetração da geração fotovoltaica em microrredes (fotovoltaica e diesel), analisadas a dispersão geográfica do sistema fotovoltaico para reduzir os efeitos transitórios de passagens de nuvens e investigaram a efetividade de estratégias que buscam aumentar a confiabilidade de sistemas híbridos com fontes renováveis e intermitentes de energia, permitindo uma maior penetração de energia renovável nestes sistemas. No trabalho foram utilizadas várias configurações de geradores Diesel e sistemas fotovoltaicos. Além disso, foram avaliadas quatro estratégias passivas para aumentar o nível máximo

de penetração fotovoltaica: divisão da potência do grupo gerador Diesel em múltiplos geradores; dispersão geográfica dos sistemas fotovoltaicos; uso de rastreadores de um eixo nos sistemas fotovoltaicos; e, sobrecarga dos inversores do sistema fotovoltaico. Embora não utilize métodos de otimização, a pesquisa realizou simulações utilizando o software HOMER Pro[©] para avaliar as estratégias para aumentar a penetração da geração solar fotovoltaica em microrredes, sendo capaz de realizar o despacho das fontes de energia para o atendimento da demanda. Embora os autores tenham obtido êxito em aumentar a penetração fotovoltaica com as estratégias adotadas, houve um aumento da complexidade operacional devido à dinâmica dos geradores a diesel, além do possível aumento dos custos da implementação de múltiplos geradores Diesel. Seria interessante incluir uma análise mais detalhada dos custos associados a cada estratégia, incluindo os custos de implementação, operação e manutenção. Também seria útil avaliar outras estratégias passivas, como o uso de sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias. Outra possibilidade seria incluir uma análise mais detalhada dos impactos ambientais e socioeconômicos das estratégias avaliadas, considerando aspectos como a redução de emissões de gases do efeito estufa.

ALI et al. (2023) propuseram um método para localização e dimensionamento ótimos de geradores distribuídos e capacitores shunt em sistemas de distribuição de energia elétrica. Eles consideraram diferentes modelos de carga não-linear e de geração distribuída para resolver o problema proposto de reduzir as perdas de potência e o custo de operação da rede. Para testar o método proposto utilizaram três sistemas-teste (33, 69 e 118 barras). Mesmo tendo proposto um algoritmo evolutivo híbrido baseado em técnicas avançadas de ordenação de barramentos e ramos com método de varredura direta e reversa, seria interessante considerar curvas de carga diária ou anual para avaliar o método proposto, uma vez que o desempenho dos geradores e da carga tem influência no custo da operação e nas perdas técnicas do sistema, e conseqüentemente afetam a localização e dimensionamento ótimos de geradores distribuídos.

MAHDAVI et al. (2023a) propuseram um método que utiliza *A Mathematical Programming Language* (AMPL) como método de otimização e a programação cônica inteira mista (*Mixed-Integer Conic Programming* - MICLP) para modelar as variações de demanda de energia e avaliar o impacto do perfil de carga na localização ótima de geradores distribuídos num período de 24 horas. A MICLP é uma extensão da programação linear inteira mista que permite a modelagem de problemas não-lineares e não-convexos. O MICLP é capaz de lidar com restrições de desigualdade e igualdade, bem como com variáveis inteiras e contínuas, tornando-o adequado para a modelagem de problemas de otimização complexos, como a localização ótima de geradores distribuídos. O foco do estudo era observar o efeito das variações de demanda de energia nos problemas de localização de geradores distribuídos, além de avaliar o impacto do perfil de carga nos

geradores distribuídos. O método foi capaz de localizar de forma ótima os geradores distribuídos e reduzir as perdas técnicas de energia no sistema de distribuição, considerando o perfil de carga para uma localização mais precisa e eficiente dos geradores distribuídos. Avaliando o método proposto e o trabalho realizado, é interessante destacar que foram utilizados diversos sistemas-teste (7, 12, 16, 28, 30, 33, 59, 69, 70, 84 e 119 barras), contudo, houve um aumento do esforço computacional e do tempo de carga quando considerado o perfil de carga. Também houve dificuldade em modelar as variações de demanda de energia, o que pode limitar a análise a sistemas específicos. Os autores do método poderiam considerar outros fatores, como a capacidade de armazenamento de energia e a utilização de fontes renováveis.

MAHDAVI et al. (2023b) tiveram como objetivo encontrar a localização ótima para reduzir as perdas de energia diária e custos de operação em sistemas de distribuição utilizando a geração distribuída. Eles utilizaram *A Mathematical Programming Language* (AMPL) para simular o modelo proposto e realizar a localização da microrrede utilizada (composta por fontes eólica, fotovoltaica, biomassa e células a combustível) em diversos sistemas-teste (7, 16, 28, 30, 33, 49, 69, 70, 84, 119 e 136 barras). A localização ótima foi capaz de reduzir os custos operacionais e as perdas de energia diária, além de melhorar a eficiência e a estabilidade de tensão dos sistemas-teste. Na opinião deste autor, seria interessante considerar as variações de insumos (velocidade do vento, irradiância e temperatura) que afetam diretamente as gerações eólica e fotovoltaica. Outra possibilidade seria comparar o modelo proposto com outros modelos encontrados na literatura.

MAHDAVI, SCHMITT e JURADO (2023) utilizaram uma geração distribuída composta por turbina eólica, sistema fotovoltaico e células a combustível em quatro sistemas-teste (12, 16, 28 e 33 barras) para avaliar o desempenho do método proposto. A pesquisa tinha com objetivo minimizar as perdas de energia e melhorar a confiabilidade do sistema, considerando a presença de cargas variáveis localizando de forma ótima fontes de energia renovável em sistemas de distribuição reconfiguráveis, levando em consideração o consumo variável de eletricidade. Eles propuseram uma abordagem eficiente para a localização ótima de fontes de energia renovável em sistemas de distribuição reconfiguráveis nos sistemas-teste utilizados, entretanto os pesquisadores não levaram em consideração as variações dos insumos (velocidade do vento, irradiância e temperatura) o que impacta diretamente na geração eólica e fotovoltaica, além disso, a utilização de sistemas-teste de pequeno porte pode limitar a generalização dos resultados obtidos. Analisando o método proposto, é possível identificar a utilização de um modelo matemático que pode limitar sua aplicabilidade em situações onde existam diversas incertezas e variáveis imprevisíveis.

MEDEIROS et al. (2023) apresentaram uma metodologia para realizar o dimen-

sionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia por baterias em um sistema de geração híbrido conectado à rede. O principal objetivo do estudo é avaliar o impacto da integração de diferentes tecnologias de armazenamento no sistema, utilizando uma abordagem de despacho centralizado e a técnica de otimização Enxame de Partículas, visando reduzir as flutuações na geração de energia e as possibilidades de corte de energia. Os resultados do estudo revelaram uma redução substancial de até 16% nas flutuações no barramento de controle e uma diminuição de até 13% nas possibilidades de corte de energia, o que demonstra a o sucesso da integração do sistema de armazenamento para melhorar a estabilidade e confiabilidade da geração. Foram utilizados dados climáticos e perfis de carga reais durante as simulações, além disso, o sistema de geração híbrido é composto por energia eólica e fotovoltaica. Na opinião deste autor, dependendo da complexidade e do tamanho do sistema-teste, o enxame de partículas pode exigir maior esforço computacional para encontrar a solução ótima, o que pode ser uma limitação em sistemas de grande porte. Outro fator é que a análise se concentra em um sistema-teste modificado baseado no sistema-teste IEEE 14 barras, o que pode limitar a generalização dos resultados para sistemas de grande porte ou com configurações diferentes.

ZARE et al. (2023) tinham como objetivo minimizar as perdas técnicas ativas e custos de instalação e operação, melhorar o perfil de tensão, melhorar a estabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica, o que reflete a abordagem multiobjetivo do estudo, que visa não apenas à eficiência operacional, mas também à viabilidade econômica. O método proposto utilizou o algoritmo de pesquisa de otimização de Ebola (*Ebola Optimization Search Algorithm - EOSA*) e uma geração distribuída genérica no sistema-teste IEEE 69 barras para encontrar a localização e dimensionamento ótimo de geração distribuída e de D-STATCOM, resultando em melhorias significativas no perfil de tensão e estabilidade do sistema, além disso, compararam os resultados do método utilizando o EOSA com o AG e o PSO, demonstrando a superioridade do EOSA em relação aos outros algoritmos para a solução do problema. Na opinião deste autor, o fato de o estudo não considerar a geração renovável (eólica e fotovoltaica) nem as as incertezas na produção de energia de fontes renováveis, afeta diretamente na geração distribuída. Além disso, a utilização de um sistema-teste de pequeno porte pode comprometer a generalização do método proposto.

3.3 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A síntese dos trabalhos analisados na seção anterior é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Síntese bibliográfica.

Referência	Tipo de geração e método	Função Objetivo	Vantagens	Limitações
Alves e Branco (2012)	Fotovoltaica AG e BT	Minimizar custos, perdas potência e energia, e melhorar o perfil de tensão.	Considerou custos de investimento e custos de operação; Utilizou dois métodos;	Número fixo de geradores; Aplicou a um único sistema; Sistema de pequeno porte.
Molgaro et al. (2014)	Eólica AG	Minimizar custos de operação.	Considerou custos de operação de um parque eólico.	Não verificou o funcionamento do parque conectado a um sistema-teste.
Molina et al. (2015)	Eólica Gauss-Seidel e Newton-Raphsom	Minimizar perdas de potência.	Utilizou parques eólicos com diversas potências; Aplicou a diversos sistemas-teste.	Não utilizou método de otimização; Utilizou potências constantes; Aplicou apenas a sistemas de pequeno porte.
Oliveira et al. (2016)	Eólica e Biomassa AG e FPO	Minimizar perdas de potência e custos de investimento e operação.	Considerou custos; Utilizou dois tipos de geração.	Aplicou a apenas um sistema-teste.
Alencar (2018)	Fotovoltaica AG e MSP	Minimizar perdas anuais de energia.	Sistemas com características variadas; Considerou perdas anuais de energia.	Número fixo de parques; Sistemas reduzidos.
Teixeira (2018)	Eólica Injeção de corrente	Minimizar perdas de energia.	Alguns sistemas utilizados; Considera perdas de energia; Localização ótima de sistemas de armazenamento.	Não obteve o resultado esperado; Utiliza sistemas de pequeno porte.
Doyran et al. (2020)	Fotovoltaica combustível AG	Minimizar perdas de potência; Maximizar lucro.	Aumentou a eficiência econômica; Considerou aspectos ambientais.	Não considerou as perdas e variações diárias ou anuais; Não considerou a utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica; Utilizou um único sistema-teste de pequeno porte.
Huy et al. (2020)	Eólica fotovoltaica biogás DE	Minimizar perdas diárias e maximizar a integração da GD.	Melhoria no perfil de tensão; Framework proposto pode ser utilizado em tempo real.	Não considerou os aspectos econômicos; Utilizou apenas um sistema-teste de pequeno porte.
Morais (2020)	Sem geração Sensibilidade de tensão	Minimizar perdas diárias de energia.	Alguns sistemas utilizados; Considera perdas de energia; Localização ótima de sistemas de armazenamento.	Não emprega geração. Utiliza sistemas de pequeno porte.

Continua na próxima página

Tabela 5 - Continuação da síntese bibliográfica.

Referência	Tipo de geração e método	Função Objetivo	Vantagens	Limitações
Malaquias (2020)	Eólica e fotovoltaica AG e PSO	Minimizar perdas anuais de energia.	Diversos estudos de caso; Considera perdas anuais de energia.	O método não é aplicado a nenhum sistema-teste; Não realiza a localização ótima.
Dantas (2020)	Eólica AG e MSP	Minimizar perdas anuais de energia.	Diversos sistemas utilizados; Considera perdas anuais de energia; Localização otimizada de geradores.	Grande esforço computacional para sistemas de grande porte; Utiliza apenas energia eólica.
Alencar (2022)	Fotovoltaica BC	Minimizar custos totais.	Eficiência na resolução do problema de otimização proposto; Incorporação da aleatoriedade das variáveis no cálculo do fluxo de potência; Minimização dos custos totais a valor presente.	Não considera a geração eólica; Sistema-teste de pequeno porte.
Barnwal et al. (2022)	Geração Distribuída GWO	Minimizar perdas de potência e melhorar o perfil de tensão.	Melhoria da estabilidade de tensão; Redução de perdas de potência; Aumento da capacidade de carga; Reconfiguração da rede.	Não considera as perdas de energia, os aspectos econômicos nem o armazenamento; Sistema-teste de pequeno porte.
Lucena et al. (2022)	Fotovoltaica	Minimizar perdas de potência e energia.	Avaliação do impacto da geração distribuída; Comparação entre softwares.	Não considera os aspectos econômicos; Sistema-teste de pequeno porte.
Santos et al. (2022)	Fotovoltaica Diesel -	Minimizar custos de operação e minimizar redução de poluentes.	Considerou o aumento da penetração de energia renovável.	Não consideraram os aspectos econômicos para implementar o método proposto. Não aplicaram o método a nenhuma sistema-teste.
Purlu e Turkay (2022)	Eólica, fotovoltaica, células a combustível AG e PSO	Minimizar perdas anuais de energia e melhorar o perfil de tensão.	Redução das perdas anuais de energia; Melhoria do perfil de tensão e operação; Utiliza diversos sistemas-teste.	Não considera o armazenamento de energia elétrica nem os aspectos econômicos.
Rego e Souza (2022)	GD TS e BC	Minimizar perdas de potência.	Redução das perdas de potência; Combinação de técnicas de otimização; Utiliza dois sistemas-teste.	Não considera geração renovável nem sistemas de armazenamento, nem aspectos econômicos.

Continua na próxima página

Tabela 5 - Continuação da síntese bibliográfica.

Referência	Tipo de geração e método	Função Objetivo	Vantagens	Limitações
Ali et al. (2023)	Geração distribuída AE.	Minimizar perdas de potência e custos de operação.	Consideraram diversos modelos de carga não-linear; Propuseram um algoritmo híbrido; utilizaram diversos sistemas-teste.	Não consideram curvas de carga nem de geração diárias ou anuais; Não considera os custos de instalação.
Mahdavi et al. (2023a)	Geração distribuída AMPL	Minimizar perdas de energia diária; Melhorar o perfil de tensão.	Utilizaram diversos sistemas-teste; Reduziram as perdas técnicas diárias e melhoraram o perfil de carga.	Não consideraram armazenamento de energia; Não consideraram as fontes renováveis e os aspectos econômicos para realizar a localização ótima.
Mahdavi et al. (2023b)	Eólica Fotovoltaica Biomassa Combustível AMPL	Minimizar perdas de energia diária; Minimizar custos operacionais.	Utilizaram diversos sistemas-teste e várias fontes de geração.	Não consideraram armazenamento de energia nem as variações de insumos e os aspectos econômicos para realizar a instalação da microrrede.
Mahdavi, Schmitt e Jurad (2023)	Eólica fotovoltaica combustível AMPL	Minimizar perdas de energia.	Consideraram diversos sistemas-teste; melhoria na confiabilidade do sistema de distribuição de energia.	Não consideraram armazenamento de energia nem as variações de insumos e os aspectos econômicos para realizar a instalação da microrrede.
Medeiros et al. (2023)	Eólica fotovoltaica PSO	Minimizar flutuações de energia.	Reduziu significativamente as flutuações de energia; Considerou o despacho de energia e sistema de armazenamento.	Não considera as perdas de energia; Utiliza um sistema-teste de pequeno porte.
Zare et al. (2023)	Geração distribuída EOSA AG e PSO	Minimizar perdas de energia diária; Minimizar custos de instalação e operação.	Consideraram os aspectos econômicos; Compararam métodos de otimização.	Utilizou um sistema-teste de pequeno porte; Não utilizou fontes renováveis nem armazenamento; Não consideraram os impactos dos insumos na geração.
Método Proposto	Eólica e fotovoltaica AG	Minimizar perdas anuais de energia.	Baixo esforço computacional; perdas anuais de energia; Instalação otimizada de microrredes; Considera alta penetração.	Não utiliza um sistema-teste real.

AE – Algoritmo Evolucionário; AG – Algoritmo Genético; AMPL – Programação Matemática; BC – Busca Cuco; BT – Busca Tabu; DE – Diferencial Evolutivo; EOSA - *Ebola Optimization Search Algorithm*; GD – Geração Distribuída; GWO – Otimização do Lobo Cinzento; MCMA-ES – *Multi-Objective Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy*; PSO – Método do Enxame de Partícula; TS – Têmpera Simulada.

Apesar dos diversos objetivos e métodos existentes na literatura, poucos trabalhos possuem foco na instalação ótima de microrredes (compostas por turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia elétrica por baterias) em sistemas de distribuição, o que corrobora com a motivação do presente trabalho. Dentre os principais objetivos encontrados nos trabalhos da literatura, destacam-se a redução dos custos ou das perdas técnicas no sistema, além da melhoria no perfil de tensão. Normalmente, o problema pode ser caracterizado pelos aspectos econômicos, considerando custos de instalação e operação da microrrede composta por energia eólica, fotovoltaica e sistema de baterias. Ou, pode ser caracterizado pelos aspectos técnicos, considerando a redução das perdas técnicas, sejam elas de potência, diária ou anual. Entretanto, análises exclusivas, técnicas ou econômicas, alcançam resultados precisos apenas em momentos específicos. Por isso, propõem-se para a tese um método que permite a instalação de uma ou mais microrredes (fontes eólica, fotovoltaica, incluindo ou não armazenamento de energia) no sistema de distribuição com o objetivo de minimizar as perdas técnicas de energia elétrica. É importante destacar que, embora os aspectos econômicos sejam considerados ao fim da otimização, eles não fazem parte da função objetivo.

A utilização das perdas técnicas de energia como indicador para a instalação de microrredes foi escolhida porque apresenta diversas vantagens significativas em termos de eficiência energética, qualidade da energia, confiabilidade da rede, integração de fontes renováveis e do planejamento e operação da rede. As perdas técnicas de energia elétrica representam um desperdício de energia que impacta diretamente nos custos de operação do sistema elétrico. Ao reduzir as perdas técnicas, é possível otimizar o uso da energia gerada, diminuindo custos e emissões de gases de efeito estufa. Além disso, ao reduzir as perdas técnicas, as microrredes podem contribuir para uma energia mais limpa e estável, beneficiando os consumidores, melhorando a qualidade da energia elétrica e podendo contribuir para uma rede mais robusta e confiável, garantindo um fornecimento de energia mais seguro e contínuo. A redução das perdas técnicas podem aumentar a viabilidade econômica da microrrede e contribuir para um futuro mais sustentável. A análise das perdas técnicas pode fornecer informações valiosas para o planejamento e operação da rede, podendo auxiliar na tomada de decisões estratégicas de forma otimizada para minimizar as perdas e maximizar os benefícios.

A fim de melhor compreender as diferenças entre esta Tese e os demais trabalhos da literatura, foi elaborada a Tabela 6, destacando com um "X" o que o trabalho considerou e com um "-" o que o trabalho não considerou.

Tabela 6 – Comparativo entre a bibliografia utilizada.

Autor	G.E.	G.F.	S.A.	T.O.	A.P.	P.E.	Custos	S.T. >100	H>1
Alves e Branco (2012)	-	X	-	X	-	X	X	-	-
Molgaro et al. (2014)	X	-	-	X	-	-	X	-	-
Molina et al. (2015)	X	-	-	-	-	-	-	-	-
Oliveira et al. (2016)	X	-	-	X	-	-	X	X	-
Alencar (2018)	-	X	-	X	-	X	-	-	-
Teixeira (2018)	X	-	-	-	-	X	X	-	-
Doyran et al. (2020)	-	X	-	X	-	-	X	-	-
Huy et al. (2020)	X	X	-	X	-	X	-	-	-
Morais (2020)	-	-	X	-	-	X	-	-	-
Malaquias (2020)	X	X	X	X	-	X	X	-	X
Dantas (2020)	X	X	-	X	-	X	-	X	-
Alencar (2022)	-	X	-	X	-	X	X	-	X
Barnwal et al. (2022)	-	X	-	-	X	-	X	-	-
Lucena et al. (2022)	-	X	-	-	-	X	-	-	-
Santos et al. (2022)	-	X	-	-	X	-	X	-	-
Purlu e Turkey (2022)	X	X	X	X	-	X	-	-	-
Rego e Souza (2022)	-	-	-	X	-	-	-	X	-
Ali et al. (2023)	-	-	-	X	-	X	X	X	-
Mahdavi et al. (2023a)	-	-	-	X	-	X	-	X	-
Mahdavi et al. (2023b)	X	X	-	X	-	X	-	X	-
Mahdavi, Schmitt e Jurad (2023)	X	X	-	-	-	X	-	-	-
Medeiros et al. (2023)	X	X	X	X	-	-	X	-	-
Zare et al. (2023)	-	-	-	X	-	-	X	-	-
Tese	X	X	X	X	X	X	X	X	X

GE – Geração Eólica; G.F. – Geração Fotovoltaica; S.A. – Sistema de Armazenamento; T.O. – Técnica de Otimização; A.P. – Aumento da Penetração; P.E. – Perdas de Energia; S.T.>100 – Sistema-teste maior que 100 barras; H>1 – Horizonte acima de 1 ano.

Observando a Tabela 6 é possível notar que ainda não é muito comum estudar o impacto da alta penetração de geração renovável no sistema elétrico. Outro detalhe é que poucos trabalhos utilizam sistemas-teste com um número superior a 100 barras. Além disso, a maioria dos trabalhos não leva em consideração um horizonte superior a 10 anos, o que pode limitar a avaliação do método diante do crescimento de carga. Dessa forma, a contribuição desta Tese é desenvolver um método simples e eficiente que seja capaz de instalar microrredes customizáveis, compostas por fontes renováveis e sistema de armazenamento de energia, de forma otimizada em sistemas de distribuição de energia elétrica considerando um horizonte de 10 anos, possibilitando a realização de estudos para diversos níveis de penetração de fontes renováveis.

No próximo capítulo é apresentado o método proposto utilizado no processo de resolução do problema de instalação ótima de microrredes compostas por turbinas eólicas, sistema fotovoltaico e sistemas de armazenamento para minimizar as perdas de energia elétrica em sistemas de distribuição.

Capítulo 4

Método Proposto

Antes de apresentar o método proposto, será apresentado o método de otimização utilizado na solução do problema.

4.1 ALGORITMO GENÉTICO

A teoria tradicional do Algoritmo Genético (AG) supõe que em um nível geral de descrição, ele trabalha descobrindo, enfatizando e recombinao bons “traços” de soluções. De forma geral, boas soluções tendem a ser feitas de bons “traços”, que são combinações de valores de bits que conferem maior adequação às cadeias em que estão presentes.

Em 1960, Holland introduziu a noção de esquemas para formalizar a noção informal de “traços”. Um esquema é um conjunto de cadeias de bits que podem ser descritas por um modelo constituído por uns, zeros e asteriscos (representando bits que não possuem relevância). Isso significa que em uma determinada geração, enquanto o AG está explicitamente avaliando as adequações das “ n ” cadeias na população, ele está implicitamente estimando a aptidão média de um número muito maior de esquemas, onde a aptidão média de um esquema é definida como a adequação média de todas as instâncias possíveis desse esquema (MITCHELL, 1998).

4.1.1 Fundamentos

O cromossomo é preenchido com "genes", onde esses genes são os alfabetos utilizados, podendo ser binário, decimal ou ponto flutuante, em outras palavras, os genes são uma forma de representar uma solução candidata do problema. Os principais operadores do AG são a seleção, o cruzamento e a mutação. A seleção consiste em selecionar os cromossomos na população para reprodução. A reprodução escolhe aleatoriamente um local e realiza a troca da subsequência antes e depois desse local escolhido entre dois cromossomos selecionados para gerar dois descendentes. A reprodução imita a recombinação biológica entre dois organismos com cromossomo simples. A mutação modifica aleatoriamente alguns bits de um cromossomo. Ela pode ocorrer em cada posição do bit ou em uma *string* e geralmente, atinge um número muito baixo da população (MITCHELL, 1998). A equivalência de termos computacionais com os termos biológicos é apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 – Equivalência de termos - Algoritmo Genético.

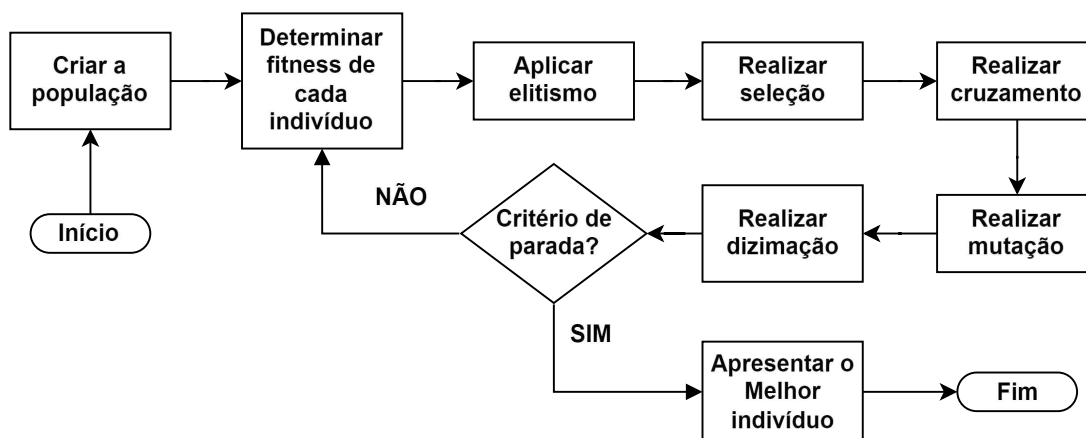
Algoritmo de busca	Algoritmo Genético
Função objetivo	Função de adaptação <i>fitness</i>
Uma solução	Um cromossomo
Cada um dos valores da sequência que constituem uma solução	Gene
Conjunto de soluções	População
Iteração	Geração
Era ou Época	Conjunto de gerações

Fonte: Souza (1997).

Cada iteração do processo do AG é chamada de geração. Segundo Souza (1997), um AG é tipicamente executado para qualquer valor entre 50 e 500 gerações. Todo o conjunto de gerações é chamado de “era” ou “época”. No final de uma geração, muitas vezes há um ou mais cromossomos altamente adequados a serem considerados soluções ótimas. Como a aleatoriedade desempenha um papel importante em cada execução, duas execuções de números aleatórios geralmente produzem comportamentos diferentes.

Pesquisas utilizando AG frequentemente apresentam relatórios estatísticos como a melhor aptidão encontrada em uma execução e a era na qual o indivíduo com essa melhor aptidão foi descoberto, resultando em uma média de diversas execuções diferentes do AG sobre o mesmo problema. Esse procedimento simples é a base para a maioria das aplicações dos AG (MITCHELL, 1998). O funcionamento do AG utilizado nesta Tese é apresentado na Figura 13.

Figura 13 – Fluxograma do AG utilizado.

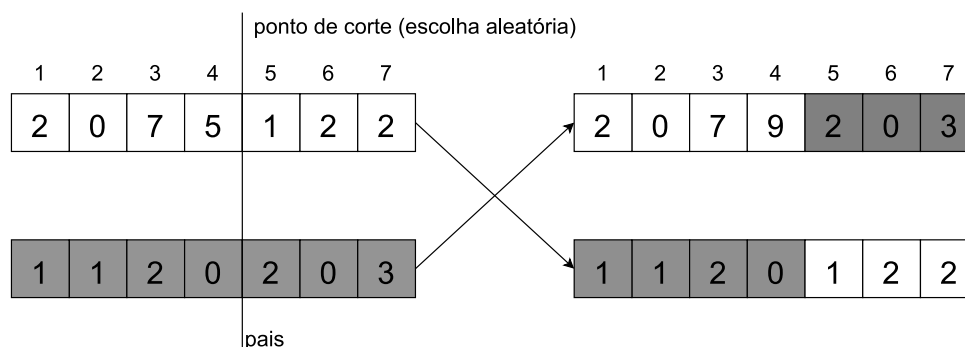


Fonte: Autoria própria.

A operação de cruzamento é processada entre dois cromossomos de uma população, gerando dois novos descendentes. Um exemplo é mostrado na Figura 14. Após

o cruzamento vem a seleção, que consiste em selecionar os indivíduos mais aptos para “sobreviver” e descarta-se os menos aptos. A técnica utilizada nesta Tese foi a de combate na arena, na qual os indivíduos são selecionados aleatoriamente e combatem dois a dois, sendo que um continua para a próxima geração e o outro é eliminado. Após isso, realiza-se a mutação, que ocorre com baixa frequência na população. Ela é processada em um único indivíduo causando mudanças em seus genes aleatoriamente (SOUZA et al., 2006). Considerando apenas uma microrrede, o cruzamento é realizado conforme abaixo, mas à medida que o número de microrredes aumenta, como duas microrredes por exemplo, são realizados dois cortes, um nos primeiros 7 genes e outros nos 7 genes subsequentes. É realizado um corte para cada microrrede considerada.

Figura 14 – Cruzamento de um ponto em um AG.



Fonte: Autoria própria.

A mutação tem efeito contrário ao cruzamento, que tende a deixar a população homogênea, tendendo para uma solução ótima (podendo ser local ou global), enquanto a mutação se opõe à tendência de ficar no ótimo encontrado. Caso o ótimo seja local, é provável que a mutação consiga sair do mesmo. A mutação utilizada nesta Tese é a alteração de um gene, conforme pode ser observado na Figura 15. Além da mutação, existem as penalidades, que são formas de reduzir o valor da aptidão de indivíduos que não se enquadram nas restrições que foram impostas pelo problema (SOUZA et al., 2006). Semelhante ao que ocorre durante o cruzamento, se for considerada apenas uma microrrede, a mutação é realizada de acordo com a Figura 15, entretanto, se considerada mais de uma microrrede, como duas microrredes por exemplo, são realizadas duas mutações, uma entre os primeiros 7 genes e outra entre os 7 genes subsequentes. É realizada uma mutação para cada microrrede considerada na solução ótima.

Figura 15 – Mutação: (a) alteração de um gene; (b) troca de dois genes; (c) inversão de uma sequência de genes.



Fonte: Autoria própria.

Alguns detalhes como o tamanho da população e as probabilidades de cruzamento e mutação influenciam diretamente no sucesso do algoritmo. O AG embora seja simples de descrever e programar, possui desempenho complexo, além de ainda existirem diversas questões em aberto sobre como ele funciona e quais configurações utilizar para cada tipo de problema (MITCHELL, 1998). Um resumo dos fundamentos do AG é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Fundamentos do Algoritmo Genético.

Cromossomo (indivíduo)	cadeia de bits que representa uma solução possível para o problema
Gene	representação de cada parte do código de acordo com o alfabeto utilizado (binário ou decimal)
Fenótipo	cromossomo codificado
População	conjunto de indivíduos no Espaço de Busca
Geração	iteração completa do AG que gera uma nova população
Aptidão	saída gerada pela função objetivo para um indivíduo da população

Fonte: Adaptado de Souza (1997).

Na prática da engenharia e das ciências em geral surgem vários problemas que requerem o uso de métodos de otimização que como o próprio nome diz, consiste em se encontrar a melhor solução entre todas as possíveis, que podem ser muitas ou infinitas. Dependendo de como o problema é formulado, a melhor alternativa é aquela que retorna o maior valor ou o menor. O primeiro caso é definido como um problema de maximização e o segundo problema de minimização.

Alguns métodos de otimização podem ser utilizados para a resolução de problemas de otimização. Para o problema tratado nesta Tese foram inicialmente utilizados o AG e a Busca Cuco. Ambas heurísticas foram capazes de encontrar resultados ótimos, embora tenham precisões e durações médias diferentes. O AG provou ser um método mais robusto e preciso. A Busca Cuco, por outro lado, é um método mais simples e fácil de programar, mas teve menor assertividade que o algoritmo genético à medida que a complexidade do problema aumentava (DANTAS et al., 2023).

A escolha pelo AG se deu comparando inicialmente outras técnicas como o Enxame de Partículas e a Busca Cuco. Dentre as técnicas de otimização escolhidas, o AG se destacou das demais na solução do problema abordado nesta Tese, sendo uma técnica eficiente para resolver problemas combinatórios, capaz de explorar o espaço de busca de forma eficiente e encontrar soluções de alta qualidade em um curto intervalo de tempo. Seus processos permitem que ele explore o espaço de busca de soluções de forma eficiente, em busca da solução ótima para um problema de otimização combinatória. O

AG foi desenvolvido para buscar soluções que envolvem um espaço de soluções finito, onde cada solução é uma combinação de elementos. Esses problemas são difíceis de resolver por meio de algoritmos exatos, porque o número de soluções possíveis aumenta exponencialmente com o número de elementos. Além disso, o AG é fácil de programar, bem aceito na literatura e está disponível em diferentes plataformas e linguagens de programação.

Caso seja encontrada uma solução infactível, a solução recebe penalidades, que serão melhor detalhadas no capítulo da Metodologia, entretanto a solução não é imediatamente descartada, pois ela pode gerar descendentes candidatos a solução ótima.

Com o técnica de otimização definida, o próximo passo é abordar o método proposto na Tese.

4.2 MÉTODO PROPOSTO

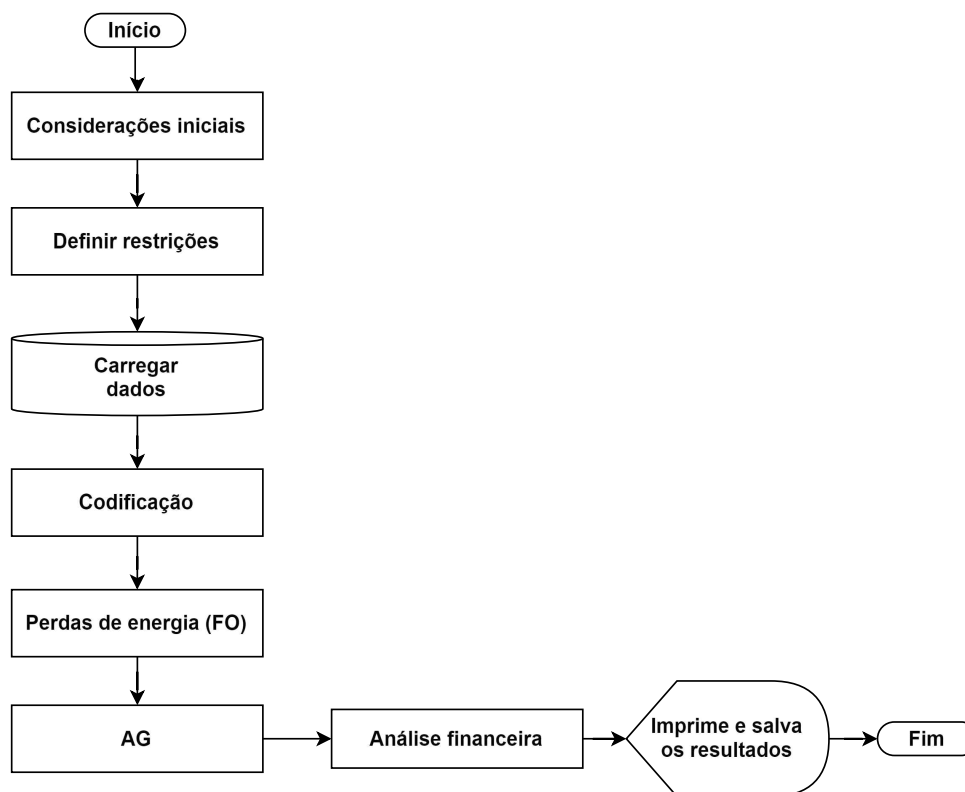
A maioria dos métodos para a instalação ótima de microrredes utiliza apenas turbinas eólicas ou sistemas fotovoltaicos, não considerando sistemas de armazenamento e não avaliam o impacto da alta penetração de microrredes no sistemas de distribuição. Os desafios mais comuns encontrados na literatura são: a dificuldade em realizar instalação ótima da microrrede, pois deve ser levada em consideração a capacidade de geração, localização e tipo de geração utilizada; as limitações físicas do sistema, que devem considerar as limitações de tensão, corrente e capacidade de geração para evitar que a rede se torne ineficiente ou inoperante; viabilidade econômica, uma vez que os custos envolvidos na implementação da microrrede devem ser considerados; integração com o sistema elétrico existente, pois a intermitência da geração fotovoltaica e eólica é um desafio pela qualidade da energia, estabilidade e controle de tensão; coordenação com a rede elétrica, o que pode ser um grande desafio especialmente quando há múltiplas fontes de geração distribuída conectadas ao sistema de distribuição.

Com base na revisão da literatura, constatou-se a necessidade da adoção de soluções tecnológicas para minimizar os impactos negativos da alta penetração de microrredes no sistema elétrico de distribuição, pois a instalação inadequada das microrredes pode resultar em um sistema dispendioso ou ineficaz. Ao instalar microrredes, é necessário escolher as tecnologias e soluções mais adequadas e considerar a viabilidade econômica a longo prazo. É necessário implementar estratégias que permitam a coordenação da geração distribuída com a rede elétrica de forma eficiente e segura.

Nesta Tese, propõe-se um método capaz de instalar (localizar e dimensionar) microrredes (que podem ser compostas por turbinas eólicas, plantas fotovoltaicas incluindo ou não sistemas de armazenamento de energia elétrica por baterias) de forma otimizada com o objetivo de reduzir as perdas técnicas de energia elétrica em um horizonte de 10

anos. Após selecionar o resultado ótimo, o método realizará uma análise financeira dos custos necessários e do tempo de retorno do investimento. Um fluxograma resumido do método proposto é apresentado na Figura 16.

Figura 16 – Fluxograma do método proposto.



Fonte: Autoria própria.

Após iniciar, o método proposto lê as considerações iniciais, que consistem em simplificações realizadas, como por exemplo, quantos e quais sítios serão utilizados, bem como utilizar as mesmas curvas de insumos para todos os sítios ou utilizar curvas individuais para cada sítio. O sítio refere-se à localização física específica onde a infraestrutura da microrrede é instalada ou planejada para ser instalada. O método também lê os dados da configuração das microrredes (possíveis configurações são observadas na Tabela 9), do sistema-teste que será utilizado, do modelo das turbinas eólicas, da configuração do sistema fotovoltaico e do banco de baterias. Em seguida, são definidas as restrições, como a penetração máxima de energia renovável, os limites superiores e inferiores de tensão, a área disponível para a instalação da microrrede, a capacidade de condução dos condutores do sistema elétrico e as barras onde não podem ser instaladas as microrredes, como a barra de balanço da subestação no início do alimentador.

Tabela 9 – Possibilidades da composição da microrrede.

1	Apenas turbinas eólicas
2	Apenas planta fotovoltaica
3	Apenas sistema de armazenamento
4	Turbinas eólicas e sistema de armazenamento
5	Planta fotovoltaica e sistema de armazenamento
6	Turbinas eólicas e planta fotovoltaica
7	Turbinas eólicas, planta fotovoltaica e sistema de armazenamento

Fonte: Autoria própria.

Na sequência, são lidos os dados que serão utilizados nas simulações. Esses dados são compostos por: dados do sistema-teste selecionado (e a curva de carga); dados dos sítios (como os dados de insumos para cada sítio); dados das turbinas eólicas; do sistema fotovoltaico; do sistema de baterias (e da curva de carga e descarga das baterias); e, das configurações do AG. A partir das considerações iniciais, das restrições e dos dados, o método inicia a codificação da solução do problema das perdas de energia para as configurações previamente selecionadas. É importante destacar que todos os passos até o momento constituem uma etapa preliminar necessária apenas para a primeira iteração e que o cálculo das perdas de energia na rede de distribuição deve ser refeito sempre que houver mudança nas barras onde as microrredes foram instaladas.

O próximo passo consiste em calcular as perdas de energia e as tensões do sistema antes da instalação das microrredes utilizando o cálculo do fluxo de potência. Esses valores serão utilizados para comparar os resultados antes e depois da otimização, além de serem importantes durante a aplicação do método. De posse desses valores, o método proposto inicia a otimização com o AG. O AG cria de forma aleatória os primeiros indivíduos da população e, com o auxílio do cálculo do fluxo de potência, calcula as aptidões dos indivíduos e aplica as penalidades quando as restrições forem violadas. É realizada a operação de cruzamento com a população inicial a fim de obter um crescimento populacional. Os novos indivíduos têm suas aptidões calculadas e é realizada a seleção, a fim de reduzir a população. Após essas operações, é realizada a mutação em alguns indivíduos da população “sobrevivente”. Após a mutação, o processo se repete até o fim da execução do AG. Após o resultado ótimo ser encontrado, o método proposto realiza a análise econômica.

A etapa da análise econômica é realizada uma única vez após o AG encontrar o resultado ótimo, não fazendo parte do processo de otimização. Essa etapa é responsável por calcular os custos de instalação e operação das microrredes, podendo conter dados das turbinas, das plantas fotovoltaicas ou do banco de baterias (dependendo da composição da microrrede selecionada nas considerações iniciais). Ela também calcula informações de *payback* e investimento inicial. A última etapa do método consiste em

disponibilizar os resultados obtidos na simulação ao usuário e salvá-los em um arquivo, para que o usuário possa acompanhar o que aconteceu nas simulações anteriores e manter um controle maior das simulações que foram realizadas, além das configurações inseridas na etapa de seleção de dados.

O método permite a instalação de mais de uma microrrede nas barras do sistema e traz informações adicionais ao final da execução da rotina, como o custo de instalação e operação das microrredes, além de acompanhar os níveis superior e inferior de tensão (que fazem parte das restrições). Além disso, o próprio método é capaz de definir o número ótimo de microrredes que alcançará a maior redução de perdas técnicas possível. Embora sejam utilizados dados predominantemente do Brasil nas simulações, qualquer conjunto de dados pode ser utilizado.

Detalhando os passos da utilização do método proposto, inicia-se definindo as considerações iniciais conforme a Tabela 10.

Tabela 10 – Conjunto de considerações iniciais do problema.

Parâmetro	Valor
Número total de sítios	5
Área de cada sítio	Ver Tabela 12
Curva de velocidade do vento	Ver Tabela 20
Curva de irradiância	Ver Tabela 20
Curva de temperatura	Ver Tabela 20
Custo de aquisição dos sítios	Não considerado
Configurações da microrrede	4,5,6 e 7 (ver Tabela 9)
Sistema-teste	IEEE 123 barras
Configuração turbina eólica	Ver Tabela 14
Configuração sistema fotovoltaico	Ver Tabela 15
Configuração banco de baterias	Ver Tabela 16
Configuração AG	Ver Tabela 17
Custos utilizados	Ver Tabela 18

Fonte: Autoria própria.

Segundo as considerações iniciais utilizadas, serão utilizados um total máximo de 5 sítios, pois é o número total de sítios disponíveis, (como os sítios foram colocados de forma empírica, o número 5 para o total de sítio foi selecionado pois o 5 é número primo seguro, também conhecido como primo de Sophie Germain, matemática francesa que fez contribuições significativas ao estudo dos números primos no contexto da teoria dos números), onde a área de cada sítio deve ser considerada. Cada sítio possui as próprias curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura, e, seus custos de aquisição não são considerados na análise econômica. As curvas de velocidade do vento de cada sítio foram construídas com base na distribuição de Weibull, as de irradiância foram

construídas com base na Distribuição Generalizada de Valores Extremos (GEV) e as de temperatura com base na distribuição Normal, com características presentes na Tabela 20. Como forma de simplificação, as microrredes serão conectadas ao sistema por meio de uma linha reta até a barra indicada pela solução do AG, o que pode acarretar no cruzamento entre as linhas do sistema-teste e a nova linha construída para conectar a microrrede. Vale destacar que a nova linha é modelada no OpenDSS e tanto sua impedância quanto sua capacidade de condução são consideradas na resolução do problema.

Para os estudos de caso serão consideradas as composições 4 (Turbinas eólicas e sistema de armazenamento), 5 (Planta fotovoltaica e sistema de armazenamento), 6 (Turbinas eólicas e planta fotovoltaica) e 7 (Turbinas eólicas, planta fotovoltaica e sistema de armazenamento). As informações a serem utilizadas para parametrizar as turbinas eólicas, o sistema fotovoltaico, o banco de baterias e o AG, e os custos utilizados estão detalhados no próximo capítulo.

A seguir, são definidas as restrições, conforme podem ser observadas na Tabela 11.

Tabela 11 – Conjunto de restrições do problema.

Parâmetros	Valores
Penetração máxima de energia renovável	20%, 30%, 40%, 50% e 60%
Considerar área dos sítios	Sim
Limite superior de tensão	1,05 pu
Limite inferior de tensão	0,93 pu
Barras proibidas	0 (barra da subestação)
Quantidade mínima de microrredes	1
Quantidade máxima de microrredes	5
Considerar capacidade de condução dos condutores	Sim

Fonte: Autoria própria.

Em seguida, são lidos os dados que serão utilizados nas simulações:

- Dados do sistema-teste selecionado (informações das barras, linhas, cargas, equipamentos, entre outros);
- Curva de carga do sistema-teste referente a um horizonte de 10 anos;
- Dados do Sítio 1 (dimensões, posição, forma, curva de velocidade do vento, curva de irradiância, curva de temperatura);
- Dados do Sítio 2 (dimensões, posição, forma, curva de velocidade do vento, curva de irradiância, curva de temperatura);
- Dados do Sítio 3 (dimensões, posição, forma, curva de velocidade do vento, curva de irradiância, curva de temperatura);

- | | |
|---|---|
| curva de irradiância, curva de temperatura); | curva de irradiância, curva de temperatura); |
| • Dados do Sítio 4 (dimensões, posição, forma, curva de velocidade do vento, curva de irradiância, curva de temperatura); | • Dados das turbinas eólicas; |
| • Dados do Sítio 5 (dimensões, posição, forma, curva de velocidade do vento, | • Dados dos sistemas fotovoltaicos; |
| | • Dados do sistema de baterias e curva de carga e descarga; |
| | • Parâmetros do AG. |

É importante lembrar que todas as curvas utilizadas (curva de carga, velocidade do vento, irradiância, temperatura e carga e descarga das baterias) são referentes a um horizonte de 10 anos e contam com um total de 87.600 pontos em intervalos de hora em hora.

O método então inicia a codificação do cromossomo do AG, em que cada conjunto de 7 genes representa uma microrrede (mais detalhes podem ser observados no próximo capítulo, na Figura 20). O primeiro gene refere-se ao sítio onde a microrrede será alocada, o segundo, terceiro e quarto gene, referem-se à barra do sistema à qual a microrrede será conectada. O quinto gene é responsável por definir a quantidade de turbinas que estarão presentes na microrrede, o sexto gene pelo número de sistemas fotovoltaicos e o sétimo gene pelo número de sistemas de armazenamento por banco de baterias.

Após a codificação, são realizados os cálculos das perdas técnicas de energia elétrica para utilizar como parâmetro de comparação da *fitness*. Com o valor das perdas de energia iniciais do sistema, o método de otimização é capaz de comparar o resultado encontrado na otimização, o que possibilita avaliar a redução das perdas técnicas.

O AG inicia o processo de otimização e começa a avaliar a função objetivo, entrando em *loop* até atingir o número máximo de execuções. Quando o método finaliza o processo de otimização, é realizada uma análise financeira com base no valor ótimo encontrado. E, por fim, o método imprime na tela os resultados encontrados e os salva em um arquivo de texto. Os valores que são impressos e salvos na tela são:

- | | |
|--|----------------------------------|
| • Sistema utilizado; | • Perdas ativas iniciais; |
| • Potência Ativa instalada; | • Perdas reativas iniciais; |
| • Potência Reativa instalada; | • Tensão mínima inicial; |
| • Consumo de potência ativa inicial; | • Tensão máxima inicial; |
| • Consumo de potência reativa inicial; | • Penetração máxima considerada; |

- Área do Sítio 1;
- Área do Sítio 2;
- Área do Sítio 3;
- Área do Sítio 4;
- Área do Sítio 5;
- Barra de conexão da microrrede;
- Potência instalada da microrrede;
- Energia ativa gerada;
- Consumo de potência ativa final;
- Consumo de potência reativa final;
- Perdas ativas finais;
- Perdas reativas finais;
- Melhor Solução;
- Tensão mínima final;
- Tensão máxima final;
- Penetração da microrrede;
- Redução nas perdas de energia ativa;
- Redução nas perdas de energia reativa;
- Custo para instalação da microrrede;
- Custo para operação da microrrede;
- Economia;
- Investimento inicial;
- Payback;
- Duração da execução.

Com o método proposto e meta-heurística utilizada na Tese descritos neste capítulo, é possível apresentar a metodologia no próximo capítulo.

Capítulo 5

Metodologia

A metodologia desenvolvida nesta Tese teve como objetivo determinar a instalação ótima de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica, de modo que seja possível minimizar as perdas de energia no sistema de distribuição. Como os possíveis locais de instalação dos arranjos híbridos são as barras do sistema, o problema caracteriza-se como otimização combinatória. Assim, a função objetivo do método foi elaborada conforme a Equação (8) e visa minimizar as perdas técnicas de energia do sistema.

$$\text{minimizar } E_{loss} = \sum_{k=1}^h P_{loss}(t) \cdot \Delta t + Pen_V + Pen_I + Pen_A + Pen_P, \quad (8)$$

em que:

h : número máximo de horas;

$P_{loss}(t)$: perda da rede no tempo t ;

Δt : o passo de tempo, definido como 1 h;

Pen_V : penalidade de tensão;

Pen_I : penalidade de sobrecorrente nas linhas de distribuição;

Pen_A : penalidade de área correspondente aos sítios.

Pen_P : penalidade de penetração de geração renovável.

Nas Equações 9, 10, 11 e 12 são descritos os modelos matemáticos utilizados no cálculo das penalidades. Em todos os casos foram utilizadas penalidades do tipo quadrática. Esse tipo de penalidade foi escolhida pois aumenta de forma quadrática conforme a violação da restrição aumenta. Isso significa que pequenas violações são penalizadas de maneira mais leve, enquanto violações maiores resultam em penalidades significativamente mais altas. Esse aumento proporcional ao quadrado da violação ajuda a direcionar as soluções para a região factível de maneira mais eficiente. Além disso, há um incentivo robusto para que as soluções respeitem as restrições impostas, o que é especialmente útil em problemas onde violações das restrições podem levar a soluções inaceitáveis ou não práticas. As funções quadráticas são matematicamente simples e fáceis de implementar dentro de algoritmos de otimização, tornando mais acessível a inclusão de tais penalidades em problemas de otimização complexos. Por fim, esse tipo

de penalidade ainda atua não apenas como um mecanismo de punição, mas também como um guia para alcançar a conformidade com as restrições impostas.

$$Pen_V = C \sum_{i=1}^{barras} \left(\max(0, V_i - 1.05)^2 + \max(0, 0.93 - V_i)^2 \right), \quad (9)$$

em que:

C : é uma constante que define a severidade da penalidade, neste trabalho, 10^4 .

$barras$: representa o número de barras do sistema, neste trabalho, 123 barras;

V_i : representa a i -ésima variável de tensão;

$$Pen_I = C \sum_{i=1}^{linhas} \max(0, I_i - I_{\max,i})^2, \quad (10)$$

em que:

C : é uma constante que define a severidade da penalidade, neste trabalho, 10^3 .

$linhas$: representa o número de linhas do sistema, neste trabalho, 122 barras;

I_i : representa a i -ésima variável de corrente na linha de distribuição;

I_{\max} : representa a corrente máxima suportada por aquela linha de distribuição.

$$Pen_A = C \sum_{i=1}^{sítios} \max(0, A_i - A_{\max,i})^2, \quad (11)$$

em que:

C : é uma constante que define a severidade da penalidade, neste trabalho, 10^3 .

$sítios$: representa o número de sítios, neste trabalho, 5;

A_i : representa área utilizada do i -ésimo sítio;

$A_{\max,i}$: representa a área máxima correspondente ao i -ésimo sítio.

$$Pen_P = C \max(0, P - P_{\max})^2, \quad (12)$$

em que:

C : é uma constante que define a severidade da penalidade, neste trabalho, 10^3 .

P : representa o nível de penetração alcançado;

P_{max} : representa o nível de penetração máximo admissível.

Dentre as restrições adotadas nesta Tese tem-se:

- Penetração máxima de energia renovável (20%, 30%, 40%, 50% e 60%);
- Respeitar a área dos sítios;
- Definir limites superiores e inferiores de tensão (1,05 pu e 0,93 pu, respectivamente);
- Deve ser instalado no mínimo uma microrrede e no máximo cinco microrredes;
- Considerar a capacidade de condução dos condutores, não ultrapassando os limites dos condutores.

Para a penetração máxima de energia renovável são utilizados 5 níveis diferentes de penetração, iniciando em 20% (adotado como nível máximo recomendado de penetração renovável no sistema teste) e variando até 60%. A Equação 13 aborda o cálculo realizado para estimar a quantidade de energia que foi gerada pelas microrredes no período de 10 anos. Em seguida, a Equação 14 (que resulta num valor em porcentagem) calcula a penetração atingida durante a simulação. Caso seja superior a penetração máxima adotada, o indivíduo é penalizado, entretanto não é descartado, visto que uma mutação ou um descendente pode ser um indivíduo ótimo. O valor da penetração encontrado na Equação 14 é utilizado na Equação 12.

$$GeraçãoRenovavel = \sum_{i=1}^h \sum_{j=1}^m (P_{eolica}(t) + P_{fotovoltaica}(t)) \cdot \Delta t, \quad (13)$$

em que:

h : número de horas;

m : número de microrredes instaladas;

$P_{eolica}(t)$: potência eólica gerada no tempo t ;

$P_{fotovoltaica}(t)$: potência fotovoltaica gerada no tempo t ;

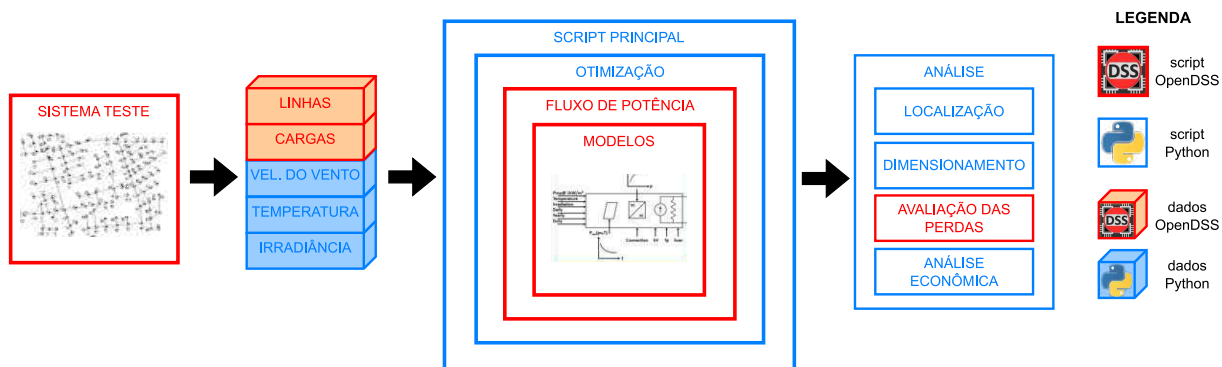
Δt : O passo de tempo, definido como 1 h.

$$Penetração = \frac{GeraçãoRenovável}{Consumo} \cdot 100, \quad (14)$$

Nesta Tese, realizou-se a instalação ótima de uma microrrede (fonte eólica, fotovoltaica e com armazenamento de energia) no sistema IEEE 123 barras, ilustrado na Figura 18, para a qual foi verificado se o local no qual se deu sua instalação (barras

do sistema-teste) foi o melhor encontrado considerando as perdas de energia do sistema (é importante destacar que foi utilizado o modo *static* para os reguladores de tensão presentes no sistema-teste). O fluxograma da metodologia é mostrado na Figura 17. O código foi desenvolvido na linguagem de programação Python em conjunto com o software OpenDSS.

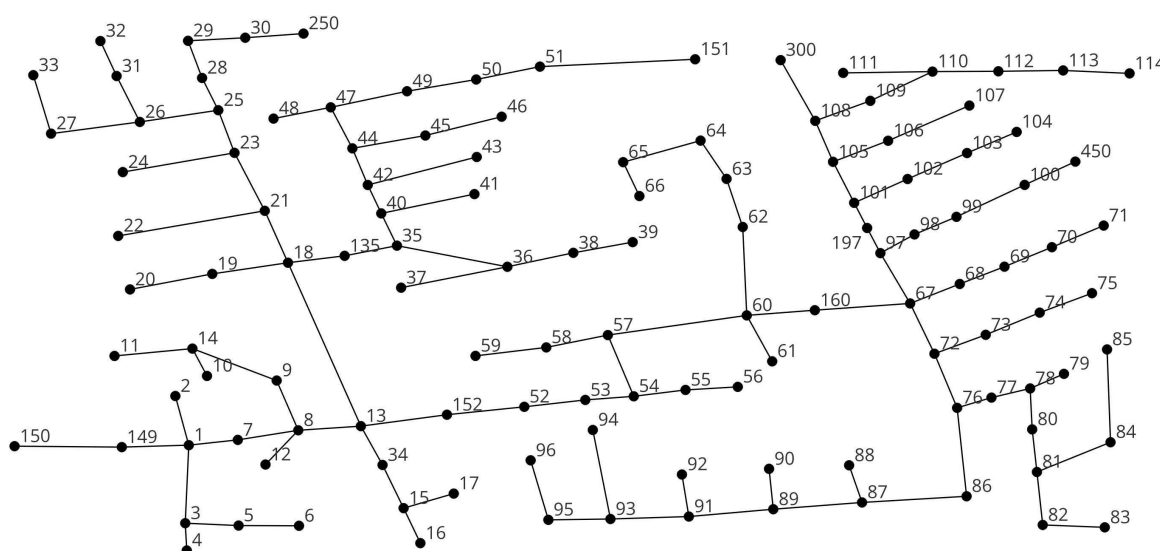
Figura 17 – Fluxograma da metodologia desenvolvida.



Fonte: Autoria própria.

O fluxograma inicia com as informações do sistema-teste e após ler todas as informações do sistema-teste e dos sítios utilizados, os dados alimentam o *script* principal, desenvolvido em Python.

Figura 18 – Sistema-teste IEEE 123 barras.

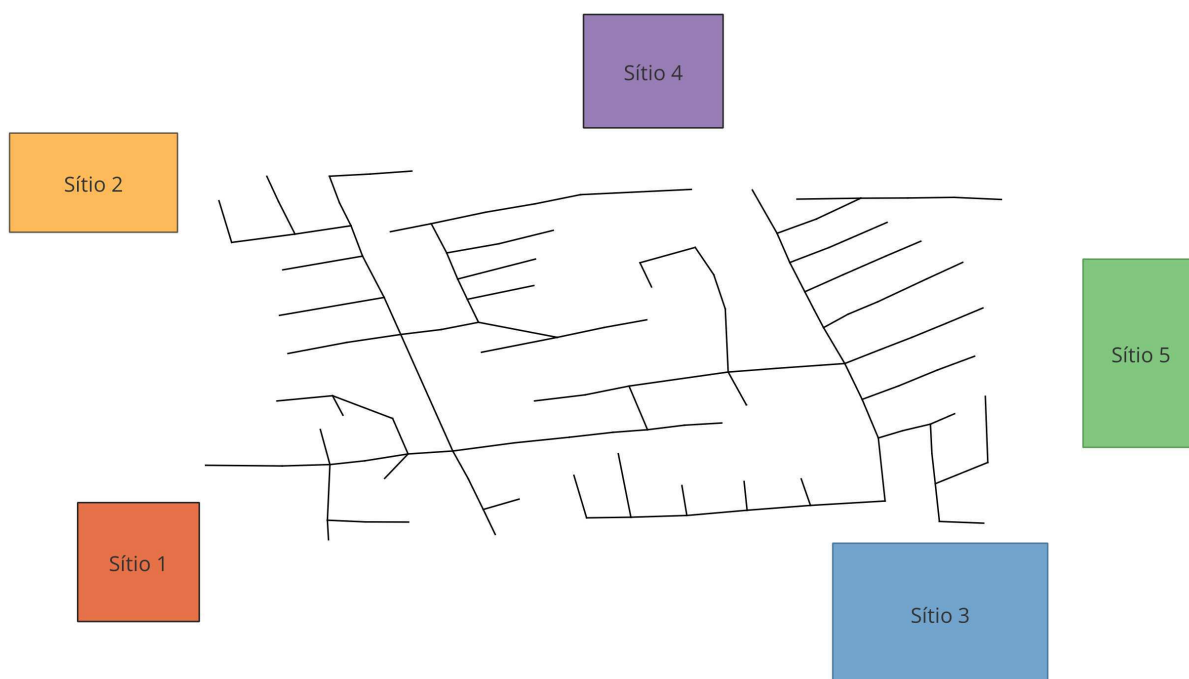


Fonte: Autoria própria.

Foram criados 5 sítios e foram dispostos ao redor do sistema-teste, conforme pode ser observado na Figura 19. Os sítios foram criados com o objetivo de limitar a área que a microrrede pode ocupar, além de reduzir o espaço de busca, uma vez que existem apenas 5 locais onde as microrredes podem ser localizadas. Não existem restrições de barras, dessa forma o sítio de número 1, por exemplo, pode ser conectado em qualquer

barra do sistema-teste. Para isso, uma vez definido o sítio que será utilizado e a barra a qual a microrrede será ligada, é construída uma linha de distribuição (em linha reta) ligando o sítio até a barra de conexão.

Figura 19 – Sítios utilizados no sistema-teste IEEE 123 barras.



Fonte: Autoria própria.

Com esses dados, o *script* principal desenvolvido em Python inicia o processo de otimização utilizando o AG. O cálculo da *fitness* pelo AG envolve o cálculo do fluxo de potência, que é realizado pelo OpenDSS. Para realizar a comunicação entre o código em Python e o OpenDSS foi utilizada o *py-dss-interface*, que é um pacote Python que fornece uma interface Python para a versão oficial do software OpenDSS (a interface está disponível em: <<https://pypi.org/project/py-dss-interface/>>).

O fluxo de potência tem a função de obter o estado operacional de uma rede elétrica em regime permanente, o que permite verificar os níveis de tensão, a estabilidade estática do sistema, o despacho econômico, a confiabilidade e as perdas técnicas. O OpenDSS possui diversas formas de executar o fluxo de potência além de possuir flexibilidade na modelagem de sistemas de distribuição elétrica, pois permite a modelagem detalhada de equipamentos elétricos em circuitos e linhas. Também é capaz de simular a integração de sistemas de geração distribuída, incluindo fontes renováveis e armazenamento de energia, além de ser um *software* gratuito e de código aberto para simular e analisar sistemas de distribuição de energia.

O OpenDSS utiliza o método da soma de correntes (ou análise nodal), que fornece um procedimento capaz de analisar circuitos usando tensões nodais como variáveis de circuito. Esta solução converge para a maioria dos sistemas de distribuição elétrica que

possuem capacidade adequada para atender a carga. Isto ocorre porque os sistemas de distribuição têm uma fonte de energia em massa dominante (geralmente grandes unidades geradoras), o que é o caso da maioria dos sistemas de distribuição.

As turbinas eólicas, o sistema fotovoltaico o sistema de armazenamento de energia foram modelados no OpenDSS e o *script* principal é responsável por realizar as alterações das configurações dos modelos conforme o AG calcula a *fitness*. O código em Python faz a alteração dos valores das potências, quantidades, curvas de geração, curvas de insumos e outras características da microrrede (turbinas eólicas, sistema fotovoltaico e armazenamento de energia por baterias). Por fim, são realizadas as análises dos resultados, que levam em consideração as localizações das microrredes, seu dimensionamento, as perdas de energia e os aspectos econômicos como os custos de instalação e operação da microrrede. A análise econômica da solução ótima encontrada é realizada a posteriori com o objetivo de determinar se a solução ótima é financeiramente viável, considerando os custos de instalação e operação, além da economia de energia esperada. Essa breve análise permite comparar diferentes soluções encontradas e avaliar quais soluções seriam financeiramente mais viáveis.

Após descrever a metodologia neste capítulo, é possível apresentar os estudos de caso no próximo capítulo, a fim de avaliar o desempenho do método proposto.

Capítulo 6

Estudos de Caso e Análise de Resultados

Neste capítulo serão explorados os estudos de caso que testarão o método e os resultados obtidos nessas simulações serão analisados. Os estudos de caso foram separados considerando a penetração máxima de fontes renováveis, além disso, a microrrede terá configurações diferentes para cada tipo de penetração.

6.1 DADOS E HIPÓTESES

Os dados e hipóteses apresentados nesta seção serão utilizados em todos os estudos de caso. Inicialmente, são definidas as considerações iniciais.

6.1.1 Considerações iniciais

Dentre as considerações iniciais tem-se:

- São utilizados cinco sítios;
- As áreas dos sítios são apresentadas na Tabela 12 (as áreas foram criadas de forma aleatória ao redor do sistema, sendo apresentadas na Figura 19);
- Cada sítio possui suas próprias curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura (nos anos bissextos foram descartadas 24 horas referentes ao dia 29 de fevereiro, o que totaliza um ano com 8.760 horas);
- O custo de aquisição dos sítios não é contabilizado;
- A microrrede não deve ser instalada na barra de balanço do sistema;
- A distância da microrrede até a barra de conexão será considerada uma linha reta entre o centroide do sítio e a barra do sistema-teste;
- As configurações das microrredes utilizadas são apresentada na Tabela 9;
- O sistema-teste utilizado é o IEEE 123 barras (Figura 18) e os dados do caso base são apresentados na Tabela 13. As tensões máxima e mínima apresentadas na Tabela 13 representam, respectivamente, o maior e o menor valor histórico durante as execuções. Já as perdas de energia ativa (GWh) e as perdas reativas (Gvarh) são a soma dos 10 anos de execução;
- O sistema-teste IEEE 123 barras possui reguladores de tensão, que para esta Tese foram considerados operando em modo *static*;
- As configurações da turbina eólica são apresentadas na Tabela 14;
- As configurações do sistema fotovoltaico são apresentadas na Tabela 15;
- As configurações do banco de baterias são apresentadas na Tabela 16;
- As configurações do AG são apresentadas na Tabela 17;

- Os custos utilizados são apresentados na Tabela 18;
- As configurações do computador utilizado para realizar as simulações são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 12 – Áreas dos sítios utilizados.

Nome	Área (hectares)
Sítio 1	32,28
Sítio 2	37,19
Sítio 3	67,77
Sítio 4	35,33
Sítio 5	48,71

Fonte: Autoria própria.

Tabela 13 – Dados do sistema IEEE 123 barras para 10 anos.

Número de barras	123
Potência ativa instalada (MW)	4,83
Potência reativa instalada (Mvar)	2,66
Consumo de energia (GWh)	410,24
Consumo de energia (Gvarh)	244,03
Tensão nominal (kV)	4,16
Tensão máxima (pu)	1,0437
Tensão mínima (pu)	0,9777
Perdas de energia (GWh)	12,59
Perdas de energia (Gvarh)	25,26

Fonte: Autoria própria.

Tabela 14 – Dados da turbina.

Fabricante	Gamesa
Modelo	G114/2000
Potência Nominal (kW)	2.000
Cut-in (m/s)	2
Velocidade Nominal (m/s)	12,5
Cut-off (m/s)	25
Diâmetro (m)	114
Área reservada (ha)	31,19
Altura do Hub (m)	125

Fonte: Autoria própria.

Tabela 15 – Dados do sistema fotovoltaico.

Modelo do módulo fotovoltaico	Canadian Solar, modelo CS6U-370M
Dimensões do painel C/L/A (m)	1,68/0,99/0,05
Potência do módulo (W)	370
Eficiência do módulo (%)	18,2
Modelo do inversor	SMA, modelo Sunny Tripower 15000TL-30
Potência do inversor (kW)	15,0
Eficiência do inversor (%)	99,0
Área aproximada por painel (m²)	1,7
Área aproximada inversor (m²)	2,0
Potência do sistema fotovoltaico (kW)	1.500

Fonte: Autoria própria.

Tabela 16 – Dados do sistema de armazenamento por baterias.

Fabricante	BYD
Dimensões baterias C/L/A (m)	0,7/1,2/0,2
Dimensões inversor C/L/A (m)	0,6/1,5/0,7
Tipo de bateria	Lítio-íon
Capacidade nominal das baterias (kWh)	1.000

Fonte: Autoria própria.

Tabela 17 – Parâmetros do AG.

Cromossomo	7/14/21/28/35
População Inicial	20
Cruzamento	10
Mutação	1
Seleção	10
Geração	200

Fonte: Autoria própria.

Tabela 18 – Dados dos custos utilizados.

Custo por aerogerador (Milhões R\$)	3,40
Custo do painel solar (R\$)	375,00
Custo do inversor fotovoltaico (R\$)	300.000,00
Custo do armazenamento (R\$/kWh)	1.600,00

Fonte: Autoria própria.

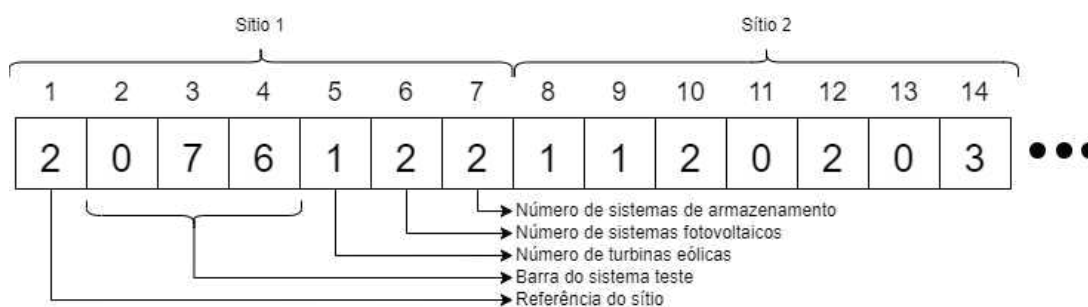
Tabela 19 – Configuração do computador.

Sistema operacional	Windows 10 Pro
Memória RAM	16 GB
Processador	Intel Core i7-4790K
Armazenamento	HDD de 1 TB

Fonte: Autoria própria.

Na inicialização os sítios foram criados de forma aleatória, suas localizações foram escolhidas de forma empírica com o objetivo de distribuí-los ao redor do sistema-teste. Além disso, as curvas de insumos são apresentadas nas Figuras 22, 23, 24, 25 e 26. Os dados do sistema IEEE 123 barras presentes na Tabela 13 representam a potência ativa e reativa que estariam instaladas ao final de 10 anos, o consumo e as perdas de energia correspondem a 10 anos corridos sem a instalação das microrredes. Os dados da turbina eólica (Tabela 14) correspondem às mesmas utilizadas no parque eólico de Calango I (RN) e a área reservada foi calculada com base no livro *Wind Energy Engineering A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. Os dados do sistema fotovoltaico (Tabela 15) e os dados do sistema de armazenamento (Tabela 16) foram escolhidos com base nos dados da Usina Fotovoltaica de Malta, localizada no estado da Paraíba. No AG é utilizado o alfabeto decimal, o que possibilita um número reduzido no tamanho da solução e um menor esforço computacional. Um exemplo de cromossomo utilizado nas simulações dos estudos de caso pode ser observado na Figura 20. A depender da quantidade de sítios, o vetor possui uma quantidade diferente de posições. Para um sítio o vetor é composto por um vetor de 7 posições onde: a posição 1 representa o número do sítio; as posições de 2 a 4 representam a barra à qual a microrrede será conectada. A posição 5 representa o número de turbinas eólica na microrrede; a posição 6 o número de sistemas fotovoltaico; e, a posição 7 o número de sistemas de armazenamento. Caso seja necessário utilizar mais sítios, o próprio AG altera as dimensões do cromossomo, por exemplo, para a utilização de 5 sítios, o vetor possui 35 posições e assim por diante. Quanto aos custos, os valores tomaram como base os custos disponibilizados pelo parque eólico Calango I (RN), a usina fotovoltaica Matal II (PB) e o custo do sistema de armazenamento disponibilidade no trabalho de MEDEIROS (2023).

Figura 20 – Modelo de cromossomo.



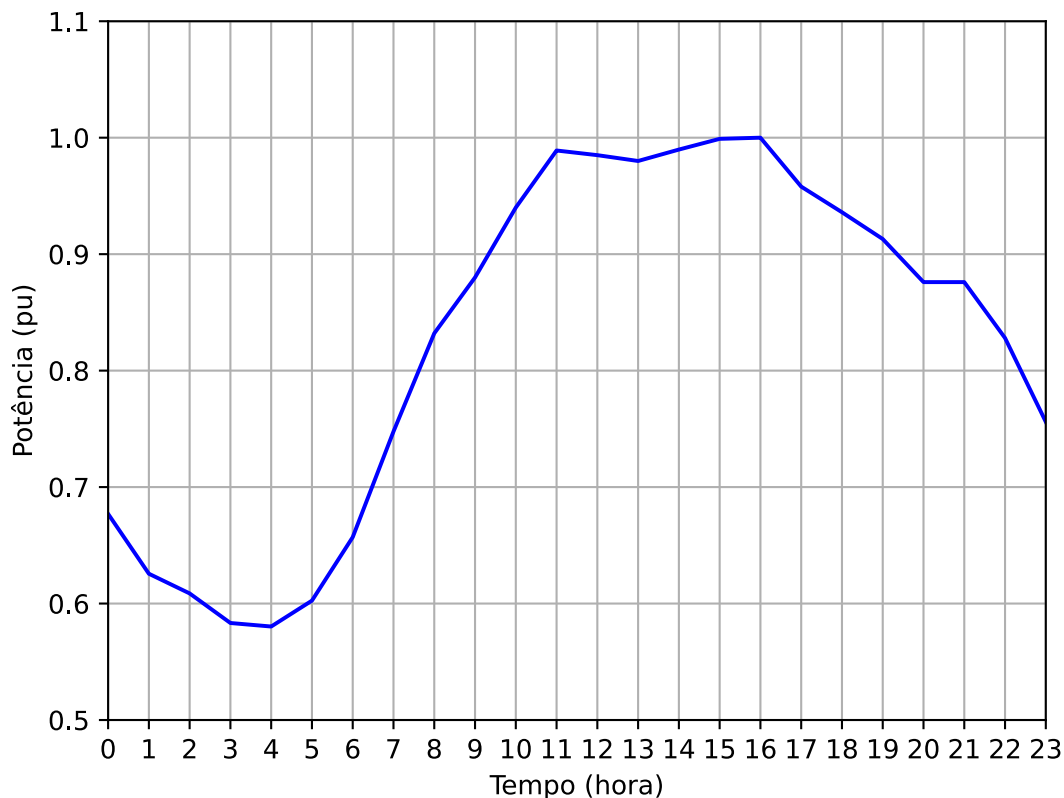
Fonte: Autoria própria.

6.1.2 Dados das curvas de carga e insumos

A modelagem do sistema-teste IEEE 123 barras foi realizada no OpenDSS e, para realizar as simulações nos estudos de caso, foram utilizadas curvas de carga do sistema-teste e curvas de insumos para cada um dos sítios, que são abordadas neste capítulo. A curva de carga do alimentador em um dia típico pode ser vista na Figura 21. Essa curva de carga foi construída com base no método de Monte Carlo e a cada ano foi considerado um crescimento de aproximadamente 3,3% ao ano. Para construir as curvas de insumos foram utilizadas funções de distribuições de probabilidade (distribuição de Weibull para velocidade do vento, Distribuição Generalizada de Valores Extremos (GEV) para irradiação e distribuição Normal para a temperatura) utilizando os parâmetros presentes na Tabela 20, em que: c e k são os respectivos parâmetros de escala e forma da distribuição de Weibull; σ e μ são os parâmetros de posição e escala, respectivamente, da GEV; e, μ e σ são os parâmetros de média e desvio padrão da distribuição normal.

As curvas das Figuras 22 a 26 foram construídas em linguagem Python utilizando a biblioteca *scipy* e mostram um dia típico. A curva de carga e descarga do sistema de armazenamento possui dados referentes a 10 anos e foi definida com o objetivo de carregar as baterias no momento em que o consumo é baixo e descarregar quando o consumo é alto. Na Figura 27 é possível observar a forma de onda de um dia típico do sistema de armazenamento. Todas as curvas utilizadas compreendem um período de 10 anos, onde cada ano é composto por 8.760 horas em intervalos de uma hora.

Figura 21 – Curva de carga do alimentador.



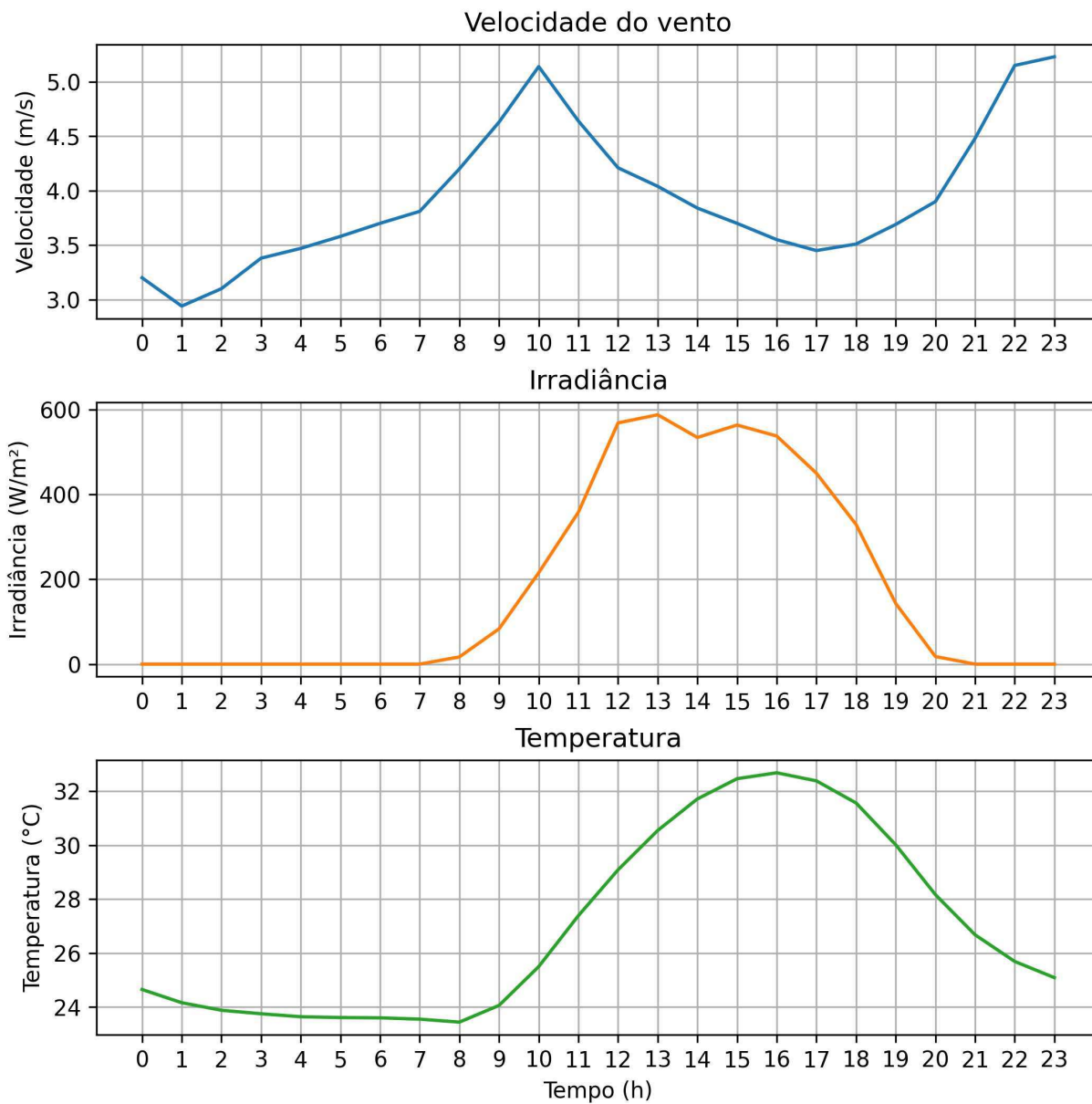
Fonte: Autoria própria.

Tabela 20 – Parâmetros da distribuição Weibull, GEV e Normal.

Nome	Weibull (c)	Weibull (k)	GEV (σ)	GEV (μ)	Normal (μ)	Normal (σ)
Sítio 1	3,43	13,10	95,80	374,13	26,97	3,36
Sítio 2	2,52	7,41	113,00	455,82	28,23	4,45
Sítio 3	3,67	4,83	56,48	487,96	29,01	4,96
Sítio 4	4,45	9,21	85,06	553,26	29,02	3,86
Sítio 5	2,52	7,41	95,80	374,13	28,65	3,48

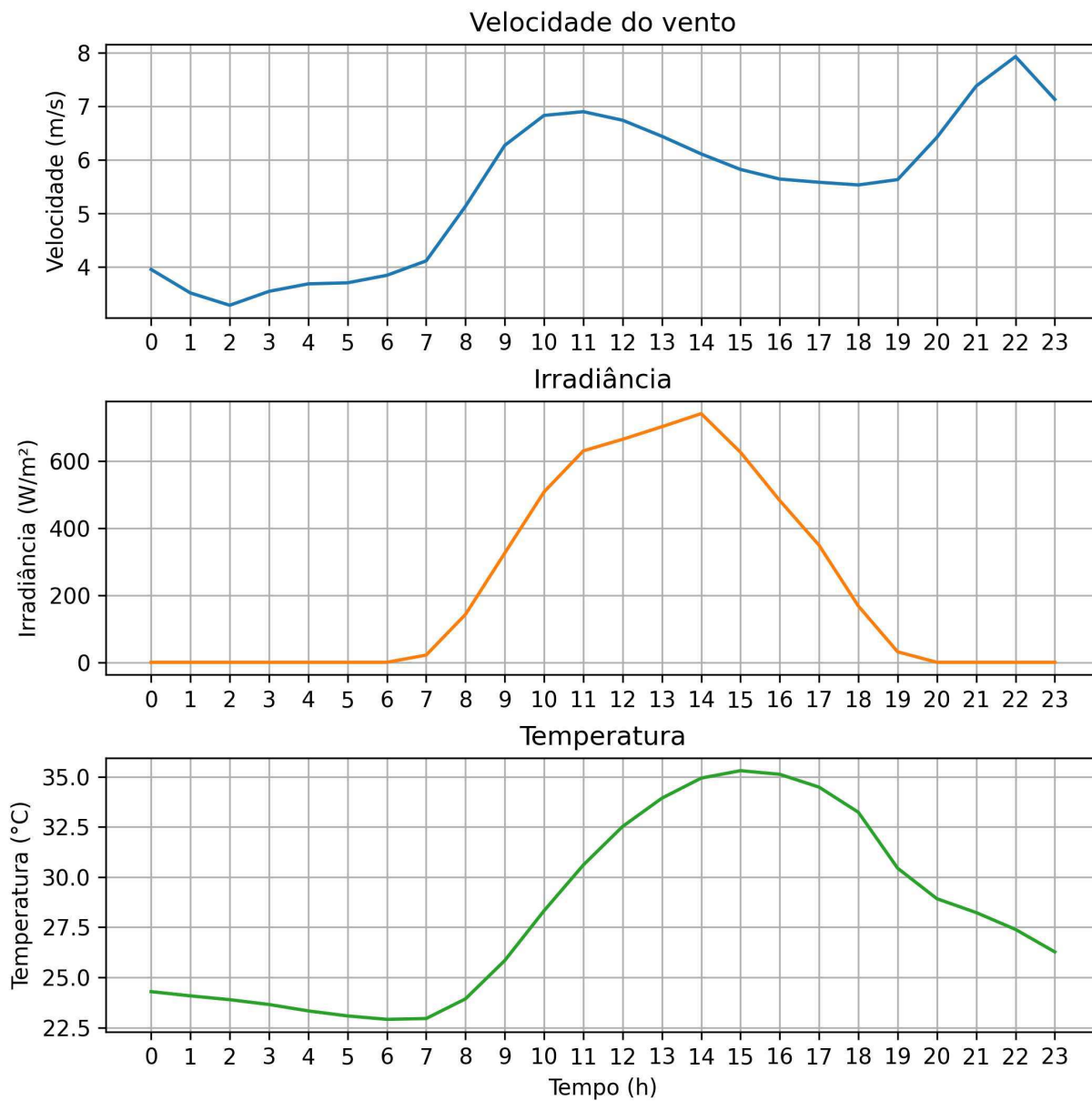
Fonte: Autoria própria.

Figura 22 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 1 em um dia típico.



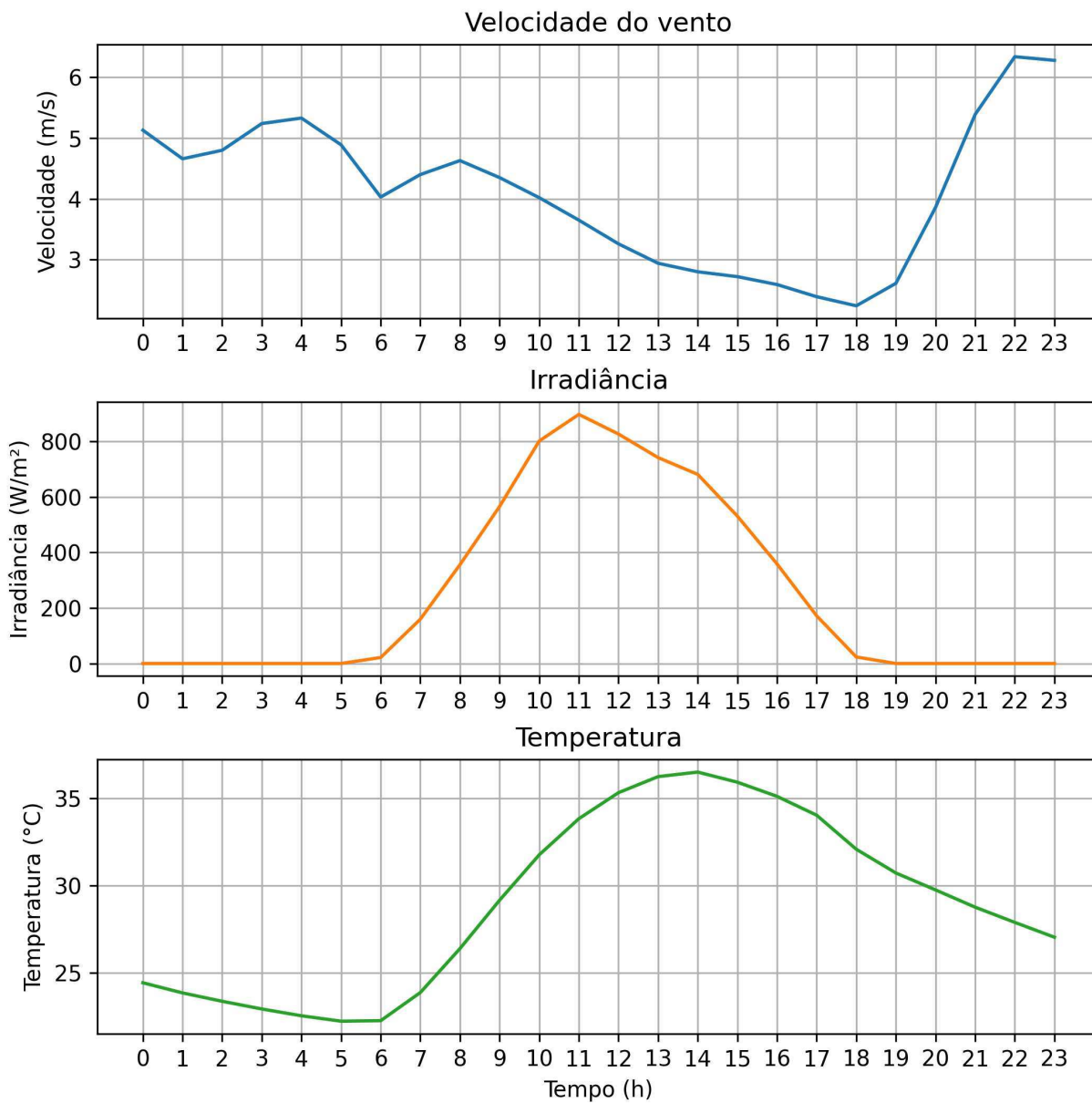
Fonte: Autoria própria.

Figura 23 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 2 em um dia típico.



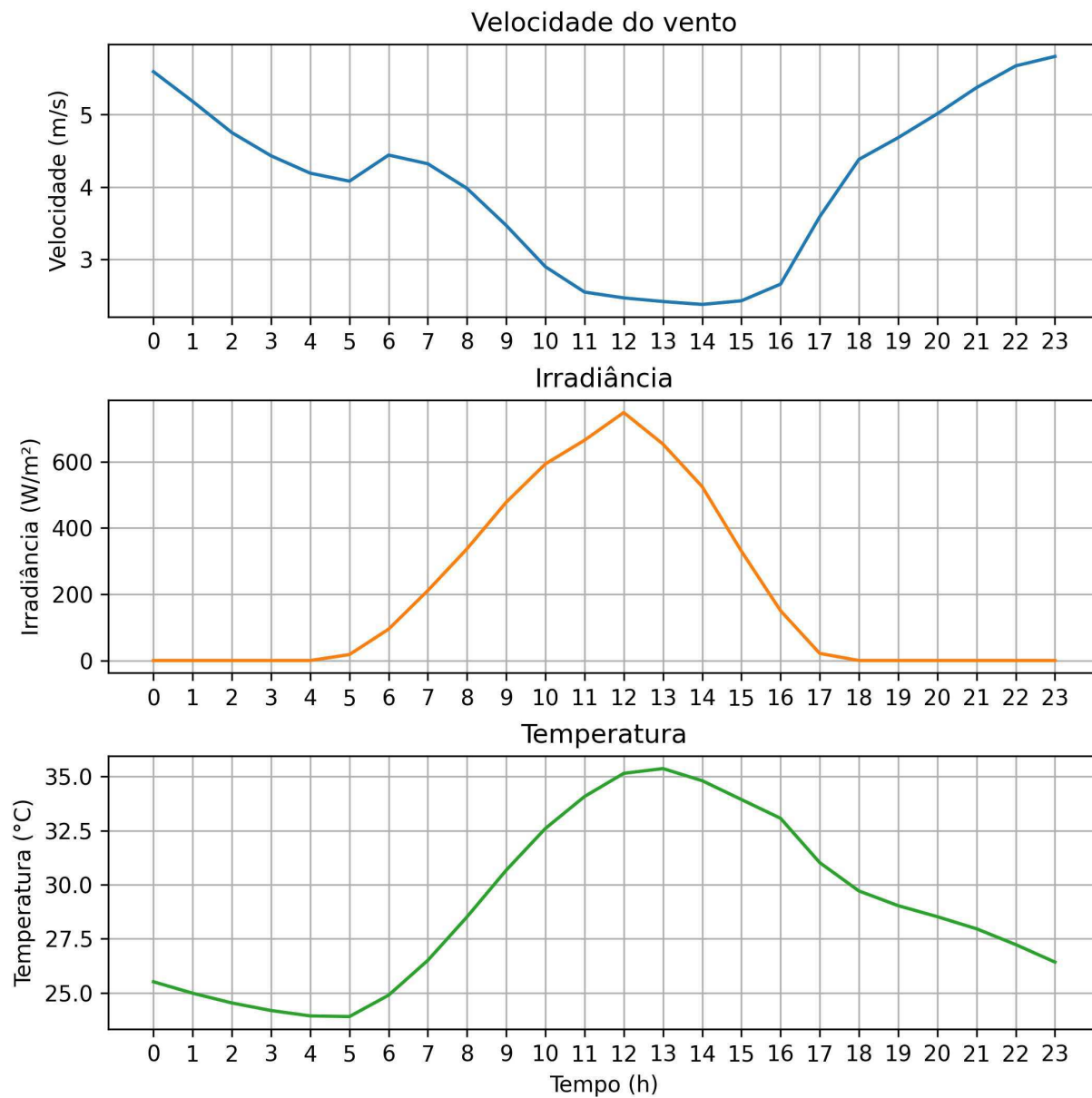
Fonte: Autoria própria.

Figura 24 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 3 em um dia típico.



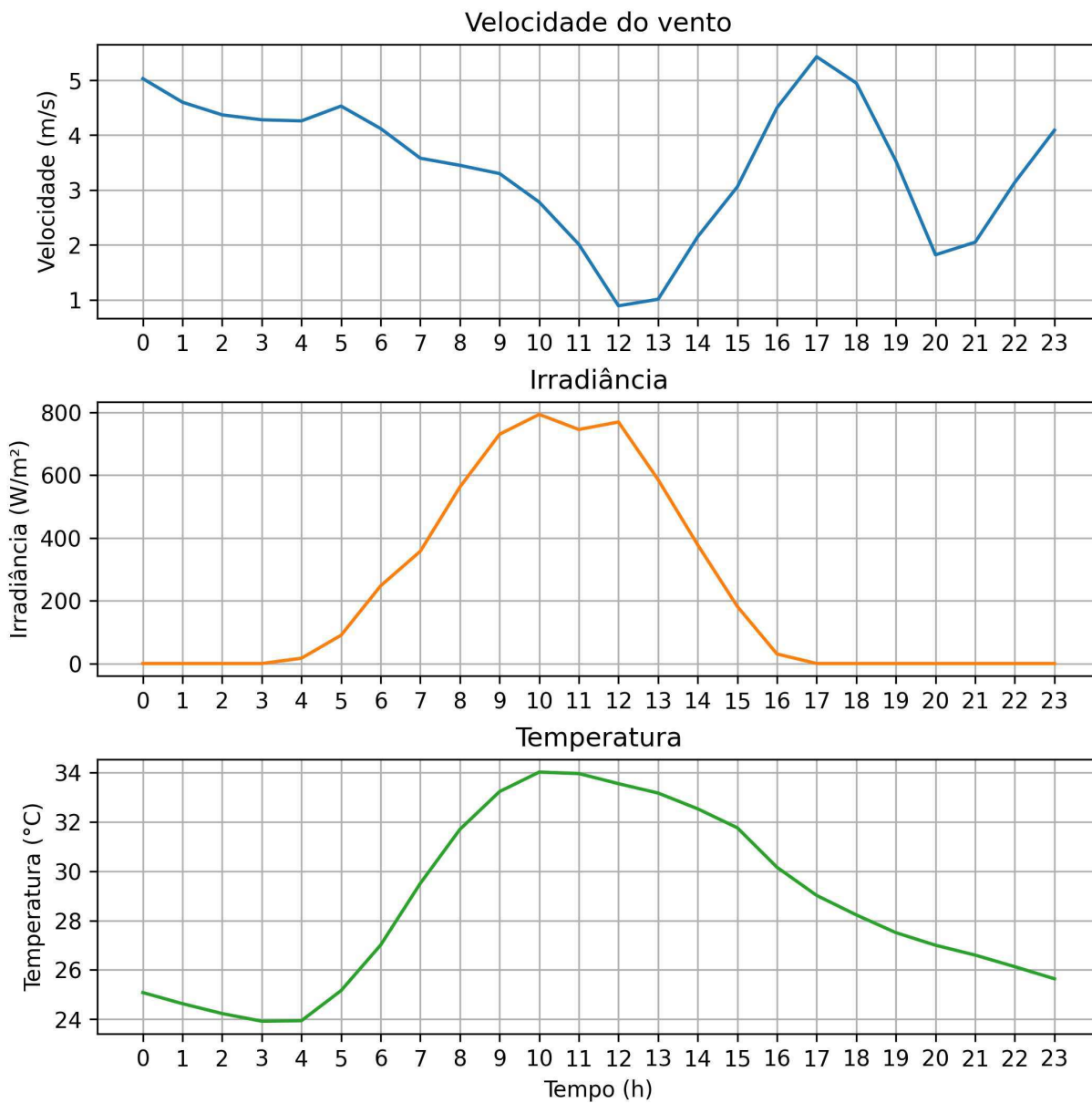
Fonte: Autoria própria.

Figura 25 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 4 em um dia típico.



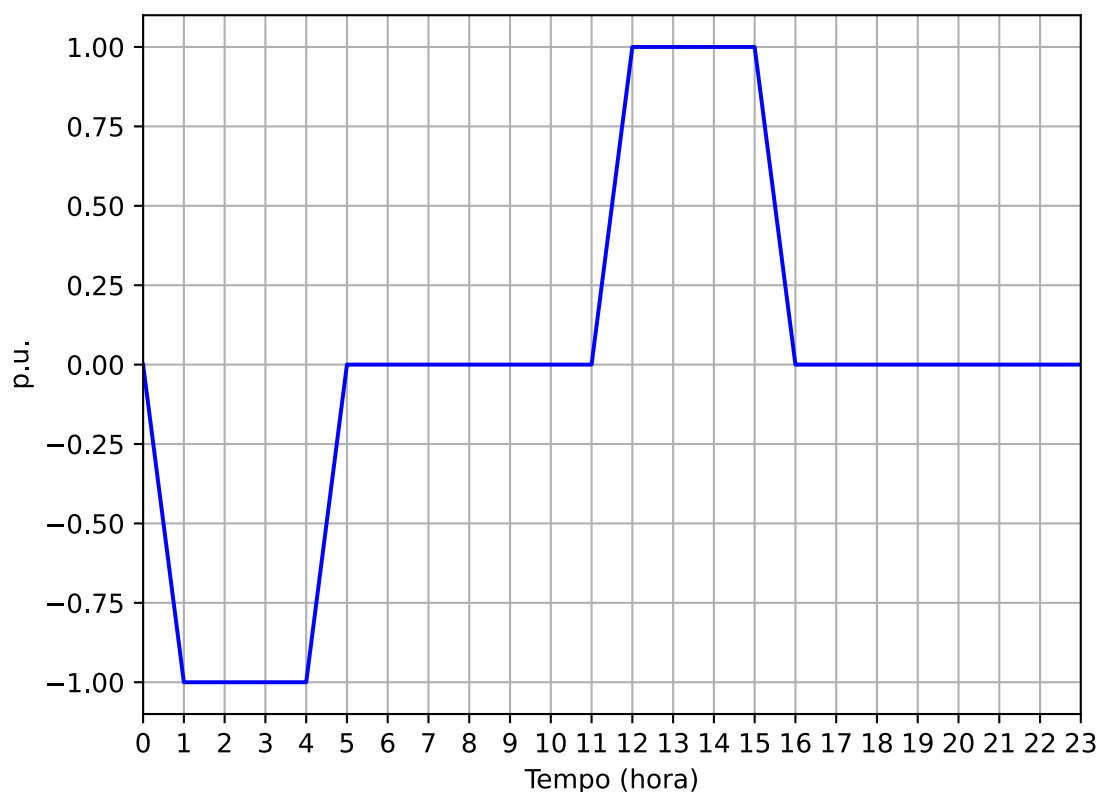
Fonte: Autoria própria.

Figura 26 – Curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura do sítio 5 em um dia típico.



Fonte: Autoria própria.

Figura 27 – Curva carga e descarga do sistema de armazenamento em um dia típico.



Fonte: Autoria própria.

É possível utilizar qualquer curva de carga do sistema, velocidade do vento, irradiância, temperatura, carga e descarga das baterias, basta definir um vetor com 87.600 posições (uma para cada hora do dia, referente a um período de 10 anos) com os respectivos valores para cada curva e unidade de medida. Para curva de carga do sistema utiliza-se pu, para velocidade do vento usa-se m/s, para irradiância usa-se W/m^2 , para temperatura usa-se $^{\circ}C$ e para o sistema de armazenamento utiliza-se 1 pu para descarregar e -1 pu para carregar as baterias. Também é possível utilizar qualquer modelo de aerogerador, sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento e custos, bastando acrescentar as informações equivalentes que estão presentes nas Tabelas 14 a 18.

Para avaliar a assertividade do método, a rotina foi executada mil vezes para cada caso. Em todos os casos o consumo, as perdas de energia e a energia gerada são referentes a 10 anos.

A seguir são explorados os estudos de caso e analisados os resultados obtidos nas simulações. Os estudos de caso foram separados em 5 seções, as simulações terão valores maiores de penetração de fontes renováveis e a microrrede será composta por turbinas

eólicas, sistema fotovoltaico e sistema de armazenamento de energia por baterias.

6.2 PENETRAÇÃO MÁXIMA DE 20%

A quantidade de microrredes foi definida pelo próprio método, assim como os locais onde as microrredes deveriam ser conectadas ao sistema. As composições das microrredes foram alteradas para observar o impacto das modificações nos resultados do problema. A composição da microrrede foi dividida em 4 possibilidades:

- **Eólica + BESS:** instala um mínimo de uma turbina eólica e um sistema de armazenamento (o método proposto pode aumentar esses valores, mas não diminuir);
- **Fotovoltaica + BESS:** instala um mínimo de um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento (o método proposto pode aumentar esses valores, mas não diminuir);
- **Eólica + Fotovoltaica:** instala um mínimo de uma turbina eólica e um sistema fotovoltaico (o método proposto pode aumentar esses valores, mas não diminuir);
- **Configuração automática:** pode instalar qualquer quantidade de sistemas, inclusive nenhuma. Essa é a composição automática onde o próprio método define a quantidade de turbinas, sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento.

Na Tabela 21 é apresentada a composição da microrrede, onde o sistema é obrigado a instalar o mínimo de um sistema (de acordo com a composição) com exceção da última coluna (Configuração automática) onde o sistema tem a liberdade de se modificar até encontrar o valor ótimo. O número de microrredes indica a quantidade de sítios que foram utilizados, enquanto o número do sítio indica em qual dos sítios a microrrede foi instalada e o número da barra indica onde a microrrede foi conectada ao sistema-teste. Também é apresentada a quantidade de cada sistema que compõe a microrrede, além do consumo, das perdas e energia gerada nos 10 anos. Além disso, são apresentadas informações sobre as tensões e as reduções das perdas de energia para cada caso. A parte econômica engloba o investimento necessário para instalar a microrrede na composição escolhida e o payback. Como cada composição foi executada mil vezes, na tabela é possível observar a assertividade do método proposto e a duração média das execuções.

Em estudos de instalação ótima, considera-se uma penetração ótima de no máximo 20%, para evitar distúrbios e perturbações que a alta penetração de fontes renováveis pode causar no sistema (DIUANA, 2017). Na Tabela 21, as informações referentes à composição Eólica + Fotovoltaica não são apresentadas pois o método não foi capaz de instalar a microrrede. Isso ocorreu porque a instalação de uma única turbina juntamente com um sistema fotovoltaico ultrapassaram a penetração máxima permitida de 20%.

Em contrapartida, todas as outras composições foram capazes de reduzir as perdas de energia ativa e reativa do sistema-teste.

Tabela 21 – Resultados para uma penetração máxima de 20%.

Composição da microrrede	Eólica + BESS	Fotovoltaica + BESS	Eólica + Fotovoltaica	Configuração automática
Numero de microrredes	1	1	-	1
Nº do Sítio	3	4	-	3
Nº da Barra	86	64	-	86
Número de turbinas	1	0	-	1
Número de sistemas fotovoltaicos	0	2	-	0
Números de sistemas de armazenamento	1	1	-	0
Consumo de energia (GWh)	355,63	348,49	-	355,40
Consumo de energia (Gvarh)	239,25	239,57	-	238,39
Perdas de energia ativa (GWh)	10,07	10,22	-	9,87
Perdas de energia reativa (GWh)	20,03	20,36	-	19,62
Potência instalada (kW)	2.000	3.000	-	2.000
Energia gerada (GWh)	40,08	46,46	-	40,08
Tensão mínima (pu)	0,9778	0,9777	-	0,9780
Tensão máxima (pu)	1,0437	1,0437	-	1,0498
Penetração da microrrede (%)	11,24	13,33	-	11,28
Redução das perdas ativas (%)	20,00	18,74	-	21,56
Redução das perdas reativas (%)	20,68	19,38	-	22,28
Investimento (Milhão R\$)	27,37	35,26	-	18,31
Payback (anos)	5,11	7,03	-	3,17
Assertividade (%)	99,5	99,1	-	99,8
Duração média (minutos)	7,2	6,5	-	6,8

Fonte: Autoria própria.

A melhor solução encontrada pelo método foi instalando apenas uma microrrede composta por um turbina localizada no sítio 3 e conectada na barra de número 86 do sistema (Figura 28). Essa configuração reduziu o consumo exigido no alimentador e reduziu as perdas técnicas de energia ativa e reativa. Embora não tenha atingido a maior penetração nem a maior potência instalada, foi a que reduziu mais as perdas de energia, aumentou a tensão mínima do sistema e teve o retorno mais rápido do investimento, além de necessitar de um investimento inferior, quando comparado com as demais soluções. No entanto, foi a solução em que a tensão máxima se aproximou mais do limite de 1,05 pu.

Um fato interessante, quando comparando as soluções com geração eólica, é que utilizando armazenamento ou não, o método localizou e dimensionou as turbinas no mesmo sítio e conectou na mesma barra do sistema-teste, o que possibilita alguns comparativos, como perceber que a instalação do sistema de armazenamento (Eólica + BESS) evitou que a tensão máxima atingisse valores muito próximos ao limite superior (1,0437 pu) quando comparado com a instalação apenas de uma turbina (Configuração automática) sem o armazenamento (1,0498 pu).

Outro fator interessante é que, inserindo o sistema de armazenamento, as perdas não reduziram tanto quanto utilizando apenas o sistema eólico. A inserção do sistema de armazenamento também reduziu a penetração da geração renovável no sistema teste, uma vez que parte da geração é utilizada para carregar as baterias. Também é possível notar que a instalação do sistema de armazenamento ainda possui um custo elevado (considerando a diferença entre o investimento da composição Eólica + BESS, de 27,37 milhões de reais e o investimento da composição automática, que considera apenas uma turbina eólica e tem custo de 18,31 milhões de reais), embora tenha suas vantagens.

Quando utilizado o sistema fotovoltaico (Figura 29) em conjunto com o sistema de armazenamento foi possível atingir a maior penetração, o menor consumo de energia proveniente do alimentador e a maior potência instalada, sem haver modificação na tensão mínima do sistema. Além disso, essa composição de microrrede apresenta o maior custo dentre as soluções encontradas. Quanto à assertividade, o método proposto atinge uma assertividade satisfatória para todas as soluções encontradas.

Para avaliar a assertividade dos resultados, foram realizadas 1000 simulações e os resultados encontrados foram agrupados a fim de observar a quantidade de soluções ótimas e subótimas encontradas durante as 1000 execuções. Esses resultados podem ser observados nas Figuras 30, 31 e 32. A cor azul representa o menor ótimo identificado no estudo de caso, enquanto as demais cores representam os subótimos encontrados durante as simulações.

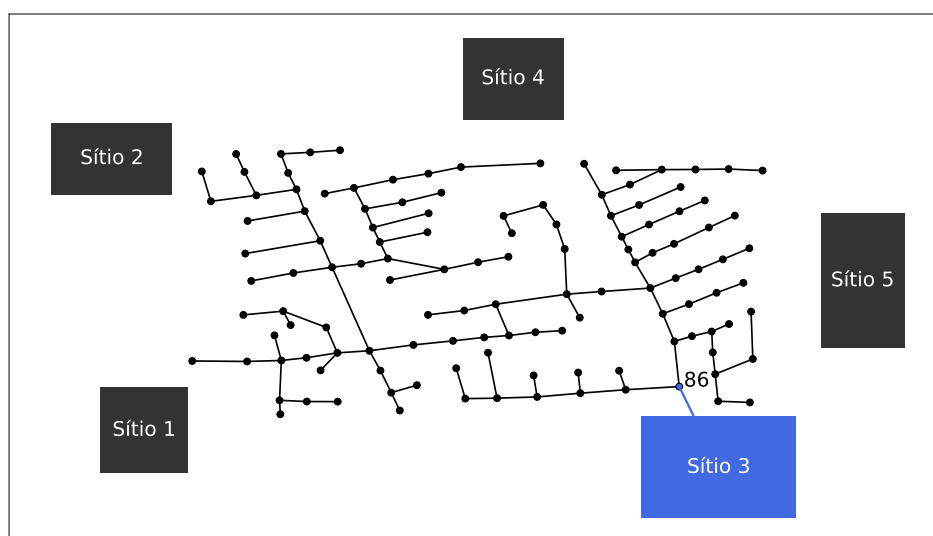
A configuração automática selecionou o sítio 3 pois os insumos do vento proporci-

onam uma alta geração eólica, enquanto que a conexão da microrrede na barra 86 reduz as perdas técnicas de energia por ser um dos ramais que possui grandes cargas e alto fluxo de potência.

A fim de avaliar o desempenho do método proposto, foram estudados casos em que a penetração máxima foi superior aos 20% recomendados. A seguir, são analisados os casos que consideram uma penetração máxima de 30%.

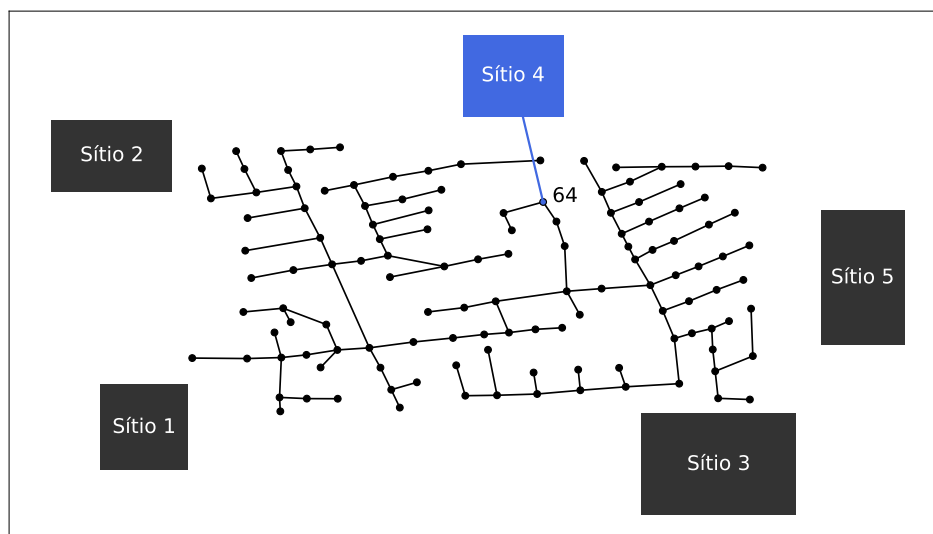
Figura 28 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + BESS" e "Configuração automática

" com uma penetração máxima de 20%.



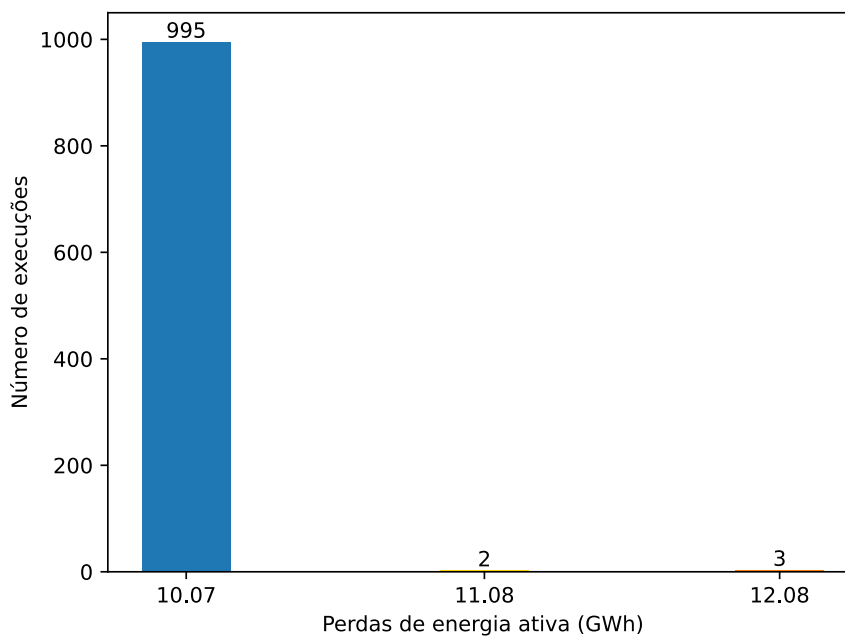
Fonte: Autoria própria.

Figura 29 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 20%.



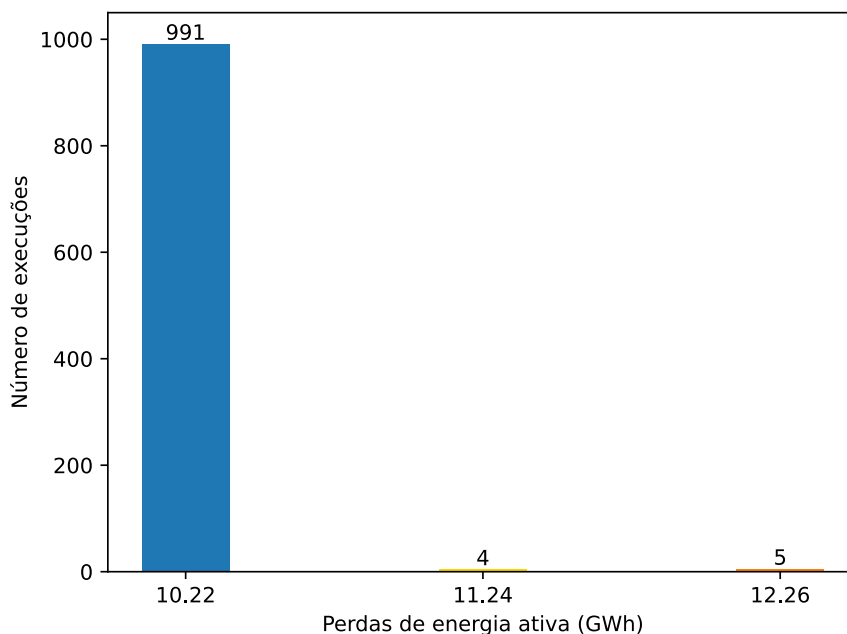
Fonte: Autoria própria.

Figura 30 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 20%.



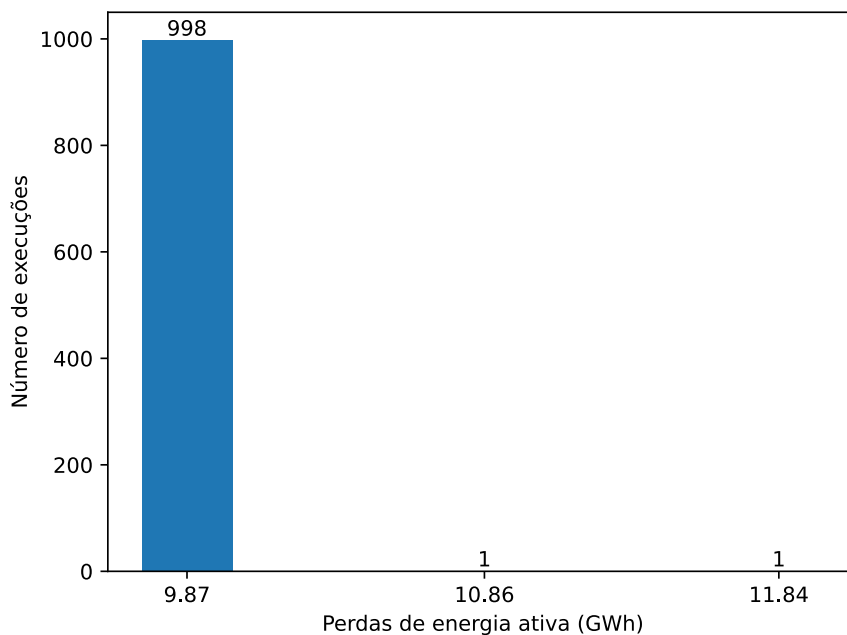
Fonte: Autoria própria.

Figura 31 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 20%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 32 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" com uma penetração máxima de 20%.



Fonte: Autoria própria.

6.3 PENETRAÇÃO MÁXIMA DE 30%

Os resultados observados na Tabela 22 são referentes às simulações realizadas com uma penetração máxima de 30% de geração renovável. Nela é possível observar os mesmos parâmetros analisados na seção anterior.

Tabela 22 – Resultados para uma penetração máxima de 30%.

Composição da microrrede	Eólica + BESS	Fotovoltaica + BESS	Eólica + Fotovoltaica	Configuração automática
Numero de microrredes	1	1	1	1
Nº do Sítio	3	4	3	3
Nº da Barra	86	64	86	86
Número de turbinas	2	0	1	2
Número de sistemas fotovoltaicos	0	3	1	0
Números de sistemas de armazenamento	1	1	0	1
Consumo de energia (GWh)	302,52	317,62	324,09	302,52
Consumo de energia (Gvarh)	235,14	238,20	236,12	235,14
Perdas de energia ativa (GWh)	8,09	9,57	8,78	8,09
Perdas de energia reativa (GWh)	15,93	18,99	17,35	15,93
Potência instalada (kW)	4.000	4.500	3.500	4.000
Energia gerada (GWh)	80,15	69,69	66,54	80,15
Tensão mínima (pu)	0,9877	0,9777	0,9781	0,9877
Tensão máxima (pu)	1,0442	1,0437	1,0437	1,0442
Penetração da microrrede (%)	26,50	21,94	20,53	26,50
Redução das perdas ativas (%)	35,72	23,95	30,27	35,72
Redução das perdas reativas (%)	36,93	24,82	31,31	36,93
Investimento (Milhão R\$)	75,50	48,36	38,87	75,50
Payback (anos)	7,90	7,55	4,86	7,90
Assertividade (%)	99,5	99,2	99,5	99,8
Duração média (minutos)	6,8	7,0	7,2	6,5

Fonte: Autoria própria.

Observando os resultados presentes na Tabela 22 é possível notar na composição Eólica + BESS, que a microrrede foi instalada no mesmo sítio e conectada à mesma barra correspondente (Figura 33) na Tabela 21 onde a penetração era de apenas 20%, entretanto, nesse caso foi adicionada uma turbina eólica a mais, o que possibilitou uma redução maior no consumo de energia elétrica e nas perdas de energia, atingindo uma penetração de 26,50% e uma redução de aproximadamente 35,72% nas perdas técnicas de energia ativa. Embora não seja a composição com a maior potência instalada, é a que atinge a maior geração de energia renovável, o que reduz a energia consumida no tronco do alimentador e que, conseqüentemente, reduz as perdas técnicas de energia elétrica.

A composição fotovoltaica com armazenamento de energia (Figura 34) é a que possui maior potência instalada e altera pouco a tensão máxima do sistema. Além disso, também é capaz de reduzir as perdas de energia de forma satisfatória, a um custo econômico inferior às composições Eólica + BESS e Configuração automática. Embora tenha a maior potência instalada, não é a que possui maior geração de energia.

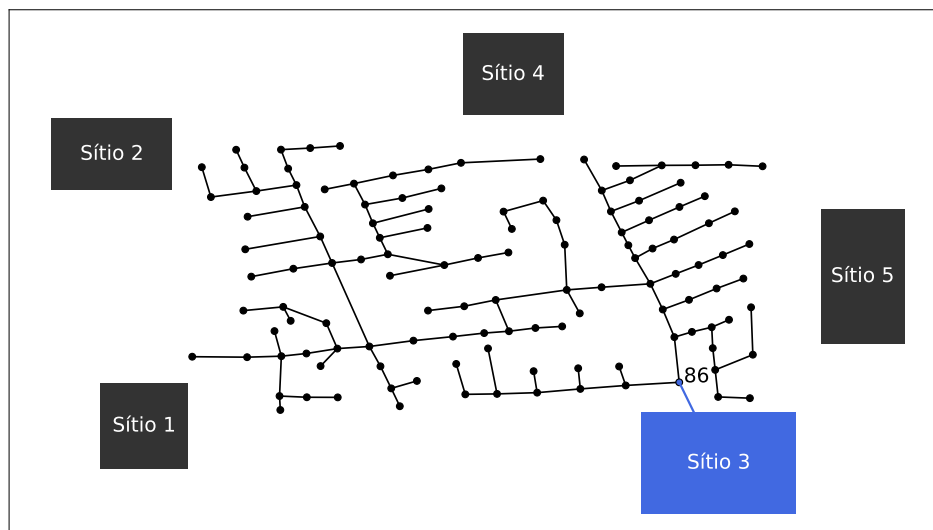
Do ponto de vista econômico, a melhor escolha é a microrrede com a composição de eólica e fotovoltaica, pois sua instalação necessita do menor investimento e possui o menor payback, o que significa que o retorno do investimento será mais rápido que nas demais composições. Essa composição atinge valores satisfatórios na redução das perdas e ainda eleva a tensão mínima do sistema, afastando-a do limite inferior.

Vale destacar que a composição automática não necessariamente instala uma turbina, um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento. Isso ocorre porque essa composição permite que o método componha a microrrede da forma que a otimização atinja a solução mais otimizada possível, reduzindo as perdas técnicas de energia ativa para o valor mínimo possível, o que significa que existe a possibilidade de coincidir com as demais composições.

Avaliando a assertividade dos resultados encontrados para uma penetração máxima de 30%, observadas nas Figuras 35, 36, 37 e 38, é possível perceber que os subótimos encontrados também foram capazes de reduzir as perdas técnicas de energia.

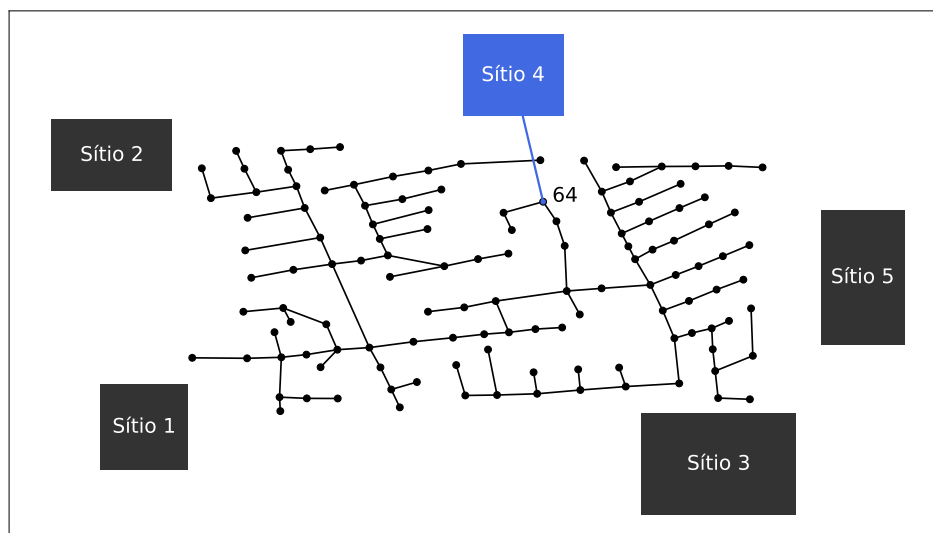
Continuando os estudos de caso, a próxima seção abrange os resultados quando se considera uma penetração máxima de 40% de geração renovável.

Figura 33 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + BESS", "Eólica + Fotovoltaica" e "Configuração automática" com uma penetração máxima de 30%.



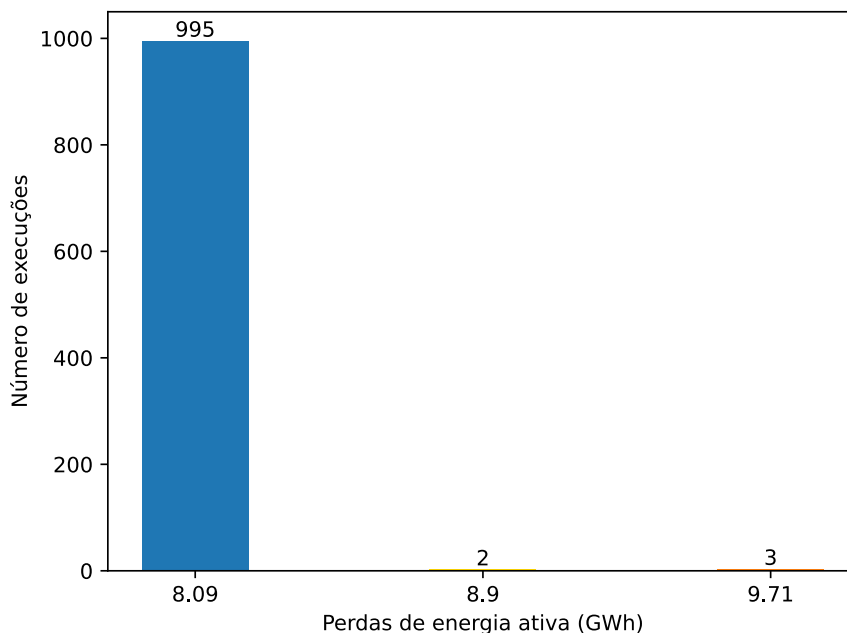
Fonte: Autoria própria.

Figura 34 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 30%.



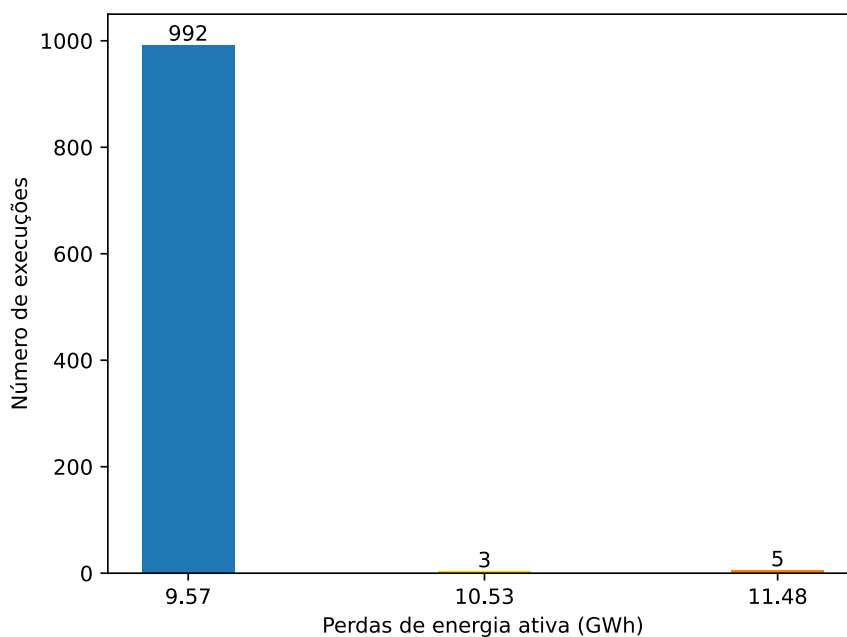
Fonte: Autoria própria.

Figura 35 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 30%.



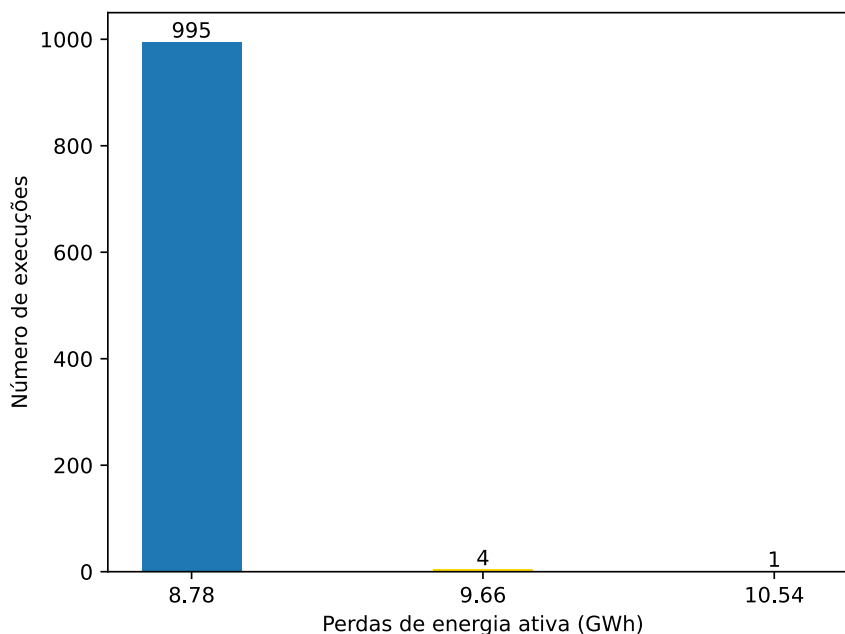
Fonte: Autoria própria.

Figura 36 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 30%.



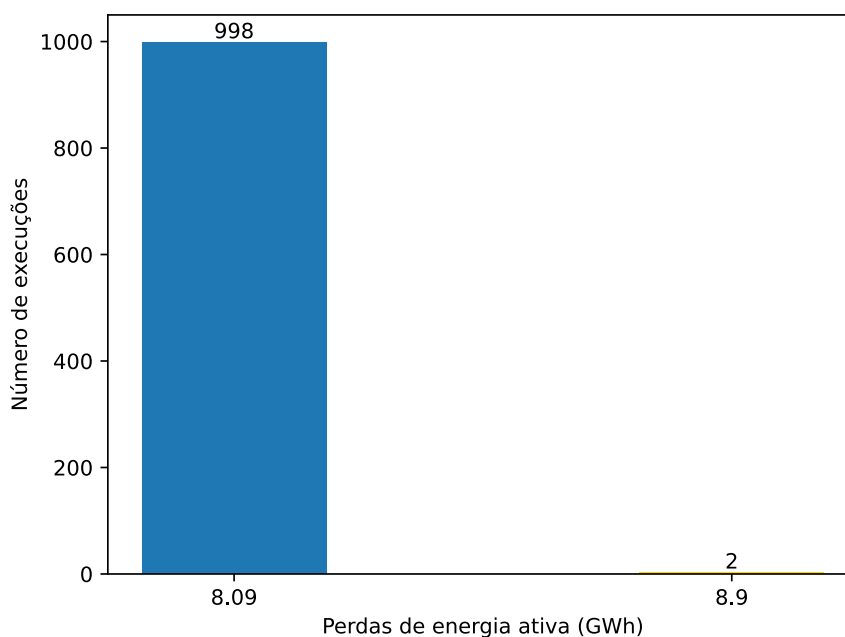
Fonte: Autoria própria.

Figura 37 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 30%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 38 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" com uma penetração máxima de 30%.



Fonte: Autoria própria.

6.4 PENETRAÇÃO MÁXIMA DE 40%

Na Tabela 23 é possível acompanhar os resultados obtidos nas simulações que compreendem uma penetração máxima de 40% de energia renovável.

Ao considerar uma penetração máxima de 40%, é possível observar a microrrede composta por turbinas eólica e sistema de armazenamento (Figura 39) encontrou a mesma solução ótima de quando a penetração máxima era de 30%. Analisando os resultados, foi possível observar que a adição de mais uma turbina ultrapassaria o limite máximo de penetração de geração renovável, sendo assim, o método respeitou a restrição, o que proporcionou um resultado ótimo semelhante ao da penetração máxima de 30%.

A microrrede com composição fotovoltaica e armazenamento de energia (Figura 40) foi a que atingiu a maior potência instalada e a maior penetração de energia renovável, entretanto, o tempo de retorno é o maior dentre os estudos de caso para uma penetração máxima de 40%, chegando a demorar até 1,8 vezes mais tempo que as outras opções para alcançar o retorno financeiro, além de ser a solução com as menores reduções de perdas técnicas de energia.

O resultado ótimo sugerido pelo método proposto é o mesmo que a microrrede com composição de eólica e fotovoltaica. Embora não tenha atingido a maior potência instalada nem a maior penetração e geração de energia renovável, essa configuração foi a que melhor reduziu as perdas técnicas de energia elétrica, tanto na parte ativa quanto na parte reativa. Além disso, aumentou a tensão mínima, não elevou o nível máximo de tensão e, do ponto de vista econômico, é a melhor opção, visto que é o menor investimento e possui o retorno mais rápido dentre as possibilidades exploradas.

Novamente o a configuração automática selecionou o sítio 3 e conectou a microrrede ao sistema-teste por meio da barra 86. Embora não seja a menor distância entre o sítio 3 e o sistema-teste, a barra 86 faz parte do ramo com maiores cargas e fluxo de potência. Assim, o método proposto sugeriu conectar a microrrede para suprir essas cargas e reduzir as perdas técnicas de energia elétrica de forma eficiente.

Para os valores de assertividade para a penetração máxima de 40%, observadas nas Figuras 41, 42, 43 e 44, é possível notar que os subótimos encontrados também são resultados que possibilitam a redução das perdas técnicas de energia.

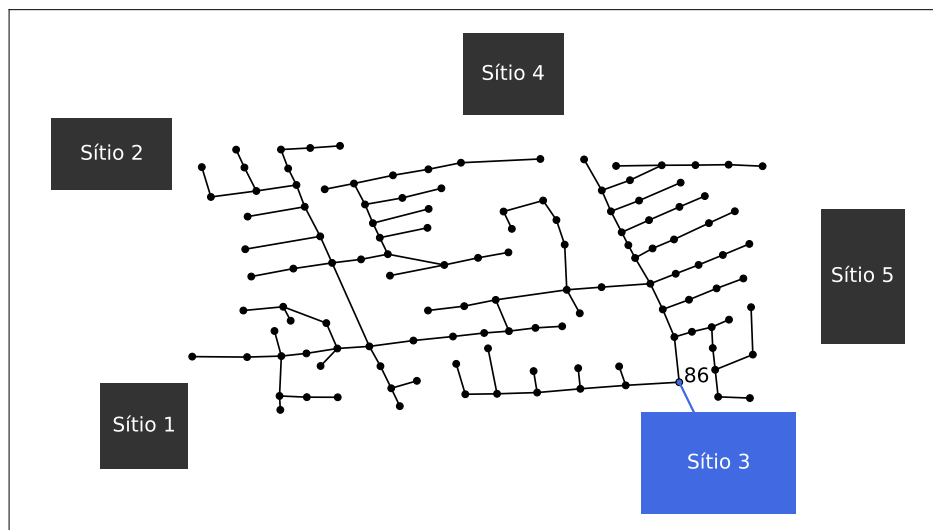
Na próxima seção a penetração máxima considerada aumentou para 50%, com o objetivo de estudar o desempenho do método proposto para altos níveis de penetração de geração renovável proveniente das microrredes.

Tabela 23 – Resultados para uma penetração máxima de 40%.

Composição da microrrede	Eólica + BESS	Fotovoltaica + BESS	Eólica + Fotovoltaica	Configuração automática
Numero de microrredes	1	1	1	1
Nº do Sítio	3	4	3	3
Nº da Barra	86	64	86	86
Número de turbinas	2	0	1	1
Número de sistemas fotovoltaicos	0	4	2	2
Números de sistemas de armazenamento	1	1	0	0
Consumo de energia (GWh)	302,52	287,51	293,06	293,06
Consumo de energia (Gvarh)	235,14	237,64	234,42	234,42
Perdas de energia ativa (GWh)	8,09	9,68	7,96	7,96
Perdas de energia reativa (GWh)	15,93	18,43	15,65	15,65
Potência instalada (kW)	4.000	6.000	5.000	5.000
Energia gerada (GWh)	80,15	92,92	92,08	92,08
Tensão mínima (pu)	0,9877	0,9673	0,9781	0,9781
Tensão máxima (pu)	1,0442	1,0437	1,0437	1,0437
Penetração da microrrede (%)	26,50	32,33	31,42	31,42
Redução das perdas ativas (%)	35,72	23,06	36,75	36,75
Redução das perdas reativas (%)	36,93	27,05	38,02	38,02
Investimento (Milhão R\$)	75,50	61,47	51,97	51,97
Payback (anos)	7,90	9,96	5,28	5,28
Assertividade (%)	99,1	99,4	99,7	99,5
Duração média (minutos)	7,2	6,6	6,9	7,4

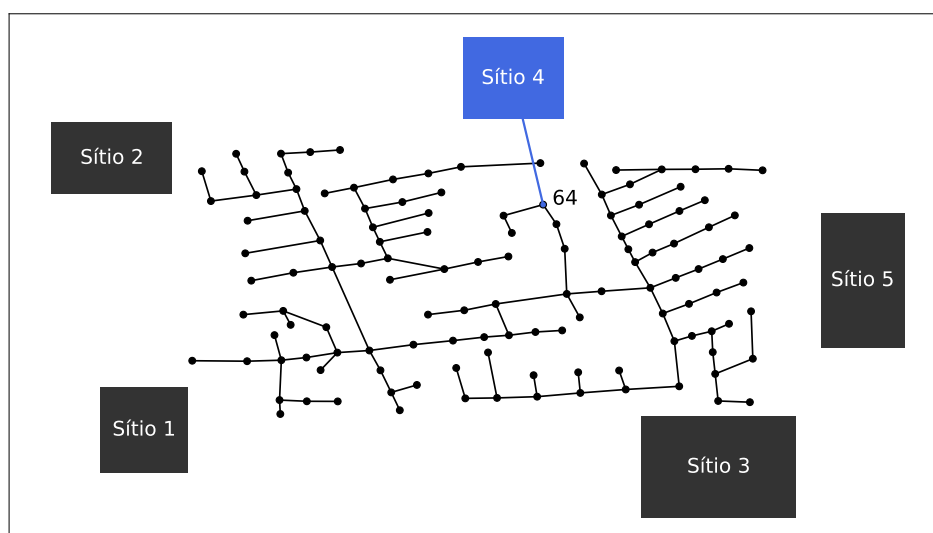
Fonte: Autoria própria.

Figura 39 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + BESS", "Eólica + Fotovoltaica" e "Configuração automática" com uma penetração máxima de 40%.



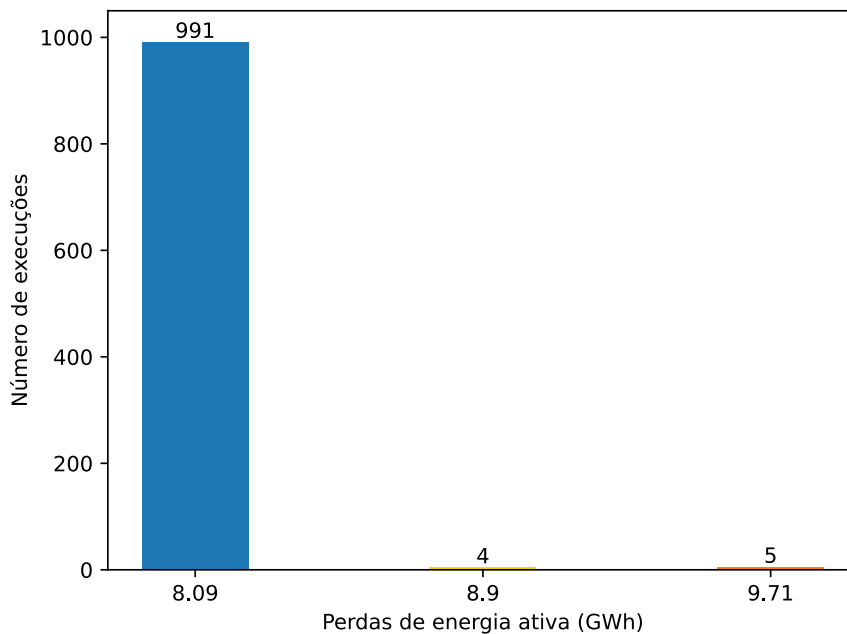
Fonte: Autoria própria.

Figura 40 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 40%.



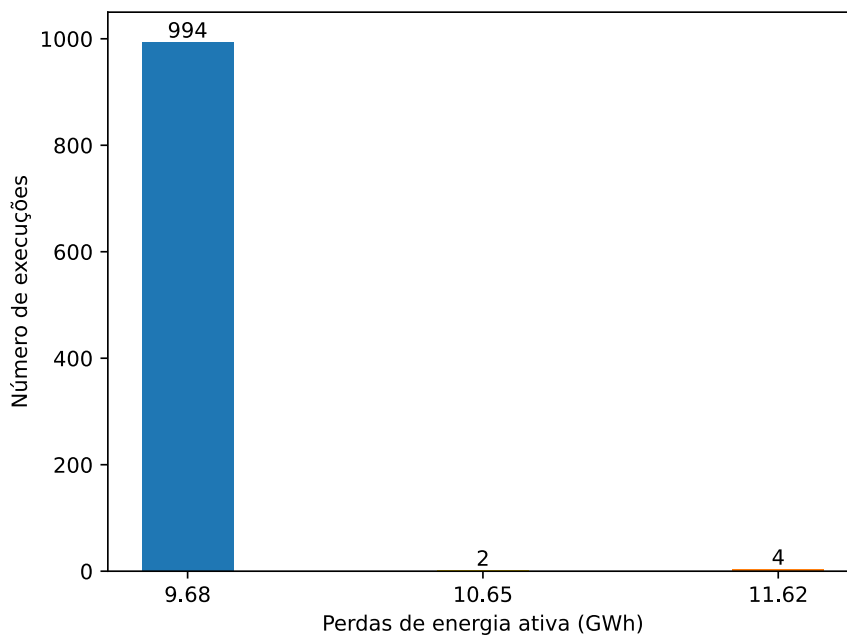
Fonte: Autoria própria.

Figura 41 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 40%.



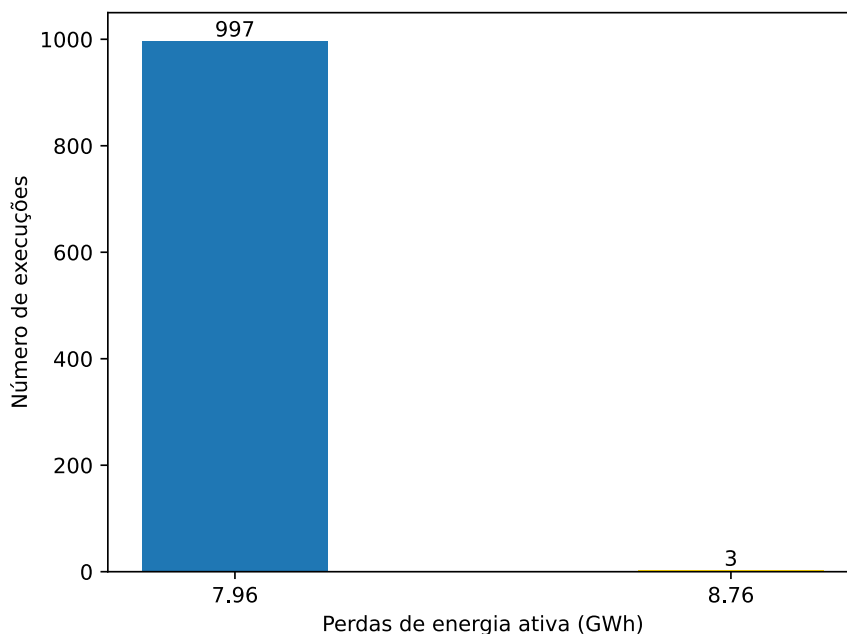
Fonte: Autoria própria.

Figura 42 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 40%.



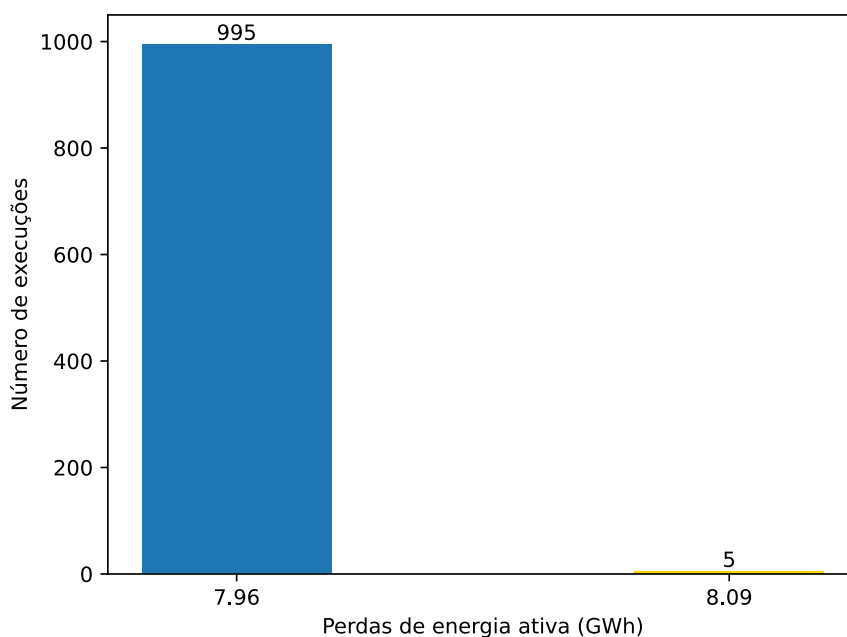
Fonte: Autoria própria.

Figura 43 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 40%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 44 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" com uma penetração máxima de 40%.



Fonte: Autoria própria.

6.5 PENETRAÇÃO MÁXIMA DE 50%

Os resultados das simulações quando considerada uma penetração máxima de 50% são apresentadas na Tabela 24, o que possibilita comparar as soluções ótimas encontradas para cada composição da microrrede. Inicialmente, as simulações envolvendo as composições das microrredes: eólica e armazenamento; fotovoltaica e armazenamento; e, eólica e fotovoltaica atingiram os mesmos ótimos encontrados na Tabela 23, em que a penetração máxima era de 40%. Contudo, pela primeira vez, o método sugeriu a instalação de mais de uma microrrede (para a Configuração automática), diferente dos estudos de caso anteriores, onde as microrredes ficam localizadas no mesmo sítio, distribuindo as microrredes pelo sistema-teste. Para evitar repetir valores apresentados na Tabela 23 e poder explorar mais do método, nesta seção adicionou-se uma restrição: o método deve instalar no mínimo 2 microrredes para cada composição.

Observando os resultados das microrredes que utilizaram a composição eólica com armazenamento (Figura 45) é possível perceber que foram criadas duas microrredes em dois sítios. No sítio 2, conectado à barra 27 do sistema, foi instalada uma microrrede contendo uma turbina eólica e um sistema de armazenamento, assim como no sítio 3, que está conectado à barra 86 do sistema, totalizando 4 GW de potência instalada (2 GW para cada microrrede). É possível perceber que as perdas de energia foram maiores neste caso do que no caso da Tabela 23, o que pode caracterizar a solução atual como um sub-ótimo.

No caso da composição que utiliza o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento (Figura 46), uma microrrede foi instalada no sítio 1 e conectada na barra 3 do sistema. Essa microrrede é composta por 3 sistemas fotovoltaicos e um sistema de armazenamento, já a segunda microrrede foi instalada no sítio 4 e conectada à barra 64, sendo composta por dois sistemas fotovoltaicos e um sistema de armazenamento. Totalizando 7,5 GW de potência ativa instalada, e gerando aproximadamente 116 GWh durante os dez anos da simulação, essa configuração foi capaz de reduzir 22,96% das perdas técnicas de energia ativa, além de reduzir as perdas de energia reativa.

Para as microrredes compostas por turbina eólica e sistema fotovoltaico (Figura 47), foi instalada uma microrrede no sítio 1 que foi conectado ao sistema pela barra 3 composta por duas turbinas e um sistema fotovoltaico. A outra microrrede é composta por uma turbina e um sistema fotovoltaico, além disso foi instalada no sítio 3 e conectada à barra 86. As duas microrredes totalizam 9 GW de potência instalada, a maior dentre as soluções ótimas encontradas, sendo capaz de reduzir as perdas técnicas de energia, contudo, o alto investimento e um tempo considerável de retorno financeiro talvez tornem essa solução menos atrativa do ponto de vista econômico.

Tabela 24 – Resultados para uma penetração máxima de 50%.

Composição da microrrede	Eólica + BESS	Fotovoltaica + BESS	Eólica + Fotovoltaica	Configuração automática
Numero de microrredes	2	2	2	2
Nº do Sítio	2 e 3	1 e 4	1 e 2	2 e 3
Nº da Barra	27 e 86	3 e 64	3 e 27	27 e 86
Número de turbinas	2	0	3	2
Número de sistemas fotovoltaicos	0	5	2	1
Números de sistemas de armazenamento	2	2	0	1
Consumo de energia (GWh)	304,07	258,34	279,22	254,19
Consumo de energia (Gvarh)	304,07	238,85	235,91	234,42
Perdas de energia ativa (GWh)	8,61	9,70	8,73	7,76
Perdas de energia reativa (GWh)	19,99	19,19	17,14	18,28
Potência instalada (kW)	4.000	7.500	9.000	5.500
Energia gerada (GWh)	80,15	116,15	97,77	103,38
Tensão mínima (pu)	0,9874	0,9671	0,9753	0,9729
Tensão máxima (pu)	1,0454	1,0482	1,0437	1,0495
Penetração da microrrede (%)	26,36	44,96	35,01	45,93
Redução das perdas ativas (%)	31,62	22,96	30,36	38,31
Redução das perdas reativas (%)	32,74	24,01	32,14	39,10
Investimento (Milhão R\$)	75,50	76,17	117,97	88,60
Payback (anos)	7,90	13,99	14,39	8,00
Assertividade (%)	99,3	82,6	80,9	81,4
Duração média (minutos)	7,1	11,9	9,7	10,6

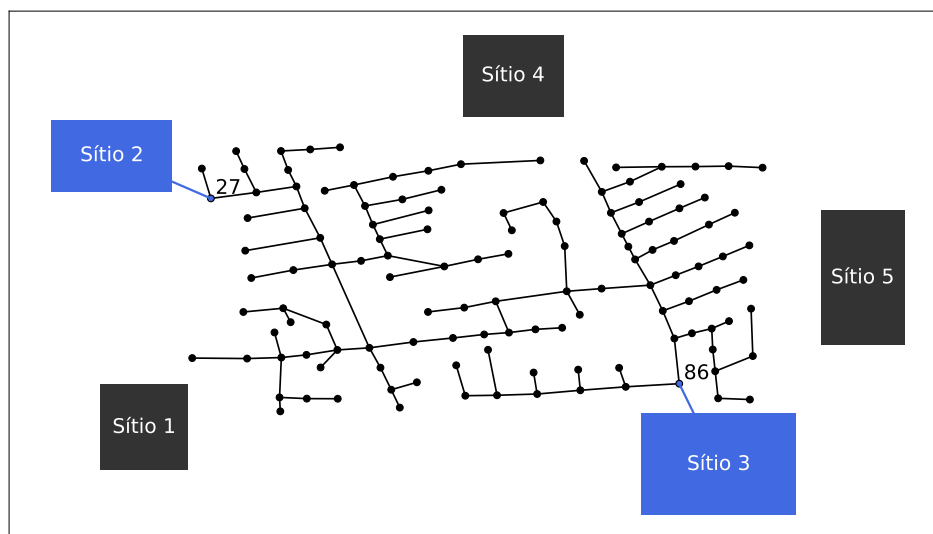
Fonte: Autoria própria.

Por fim, as microrredes compostas pelo Configuração automática foram as que atingiram a maior redução das perdas e a maior penetração. É importante destacar que esta composição permite que o método proposto se configure de maneira ótima, sem impor quantidades mínimas de nenhum tipo de geração ou armazenamento. Tanto a quantidade de microrredes quanto a composição são definidas automaticamente pelo método proposto. Foram instaladas duas microrredes, a primeira é composta por uma turbina eólica e um sistema de armazenamento, sendo instalada no sítio 2 e conectada à barra 27 do sistema teste. A segunda microrrede é composta por uma turbina eólica e um sistema fotovoltaico, sendo instalada no sítio 3 e conectada à barra 86 do sistema-teste. Essa configuração atingiu a maior redução das perdas técnicas de energia respeitando todas as restrições impostas. Ela atingiu a maior penetração dentre todos os estudos de caso, mas foi a solução que mais se aproximou de ultrapassar o limite superior de tensão estabelecido. Já do ponto de vista econômico, torna-se uma opção viável quando comparada com as demais soluções, visto que o retorno financeiro ocorreria em aproximadamente 8 anos.

As assertividades apresentadas nas Figuras 48, 49, 50 e 51 são referentes aos resultados encontrados durante o processo de otimização. É possível notar que a assertividade do método foi reduzida devido ao aumento do espaço de busca, uma vez que o problema aumentou sua complexidade instalando agora dois sistemas de microrredes. Lembrando que, nos gráficos de perdas, a cor azul representa a solução ótima e as demais cores representam as soluções subótimas encontradas durante o processo de otimização.

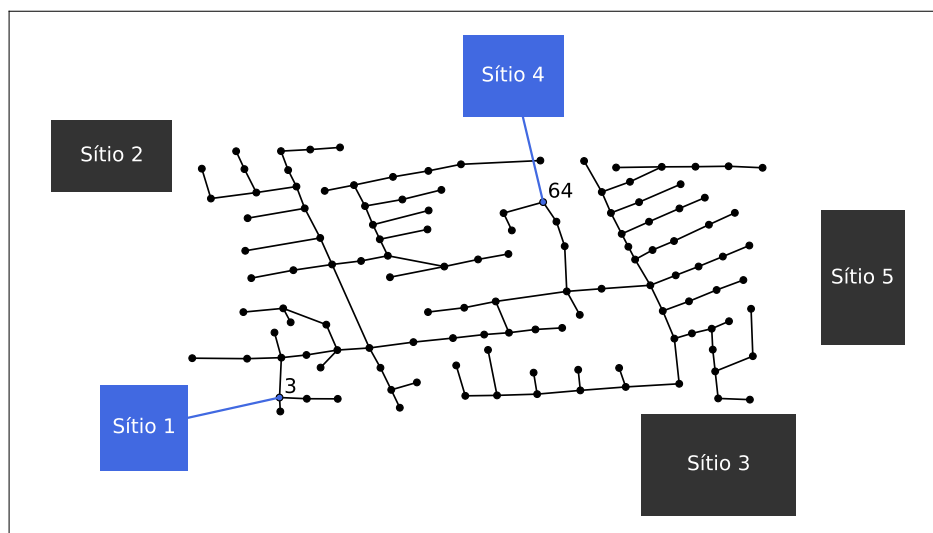
A seguir são avaliados os resultados obtidos quando se considera uma penetração máxima de 60%.

Figura 45 – Resultado ótimo encontrado para as composições "Eólica + BESS" e "Configuração automática" com uma penetração máxima de 50%.



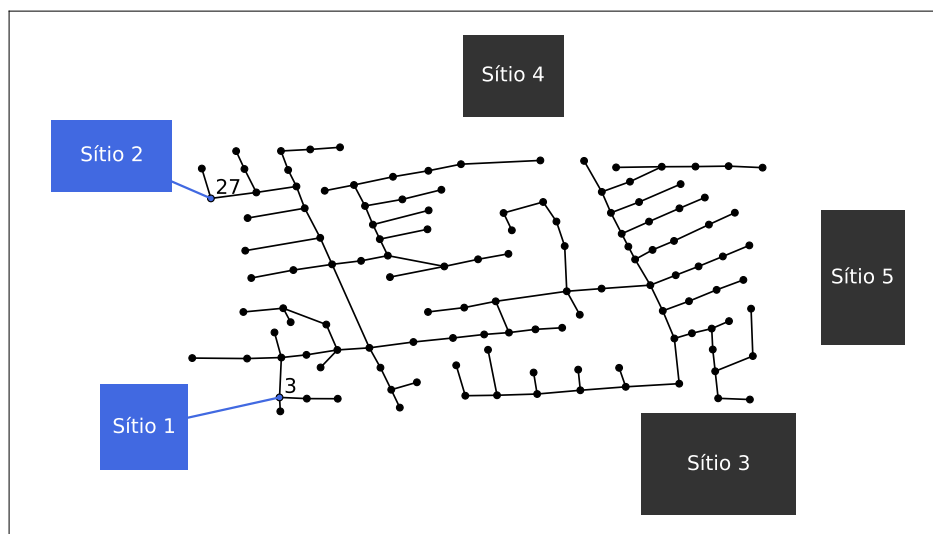
Fonte: Autoria própria.

Figura 46 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 50%.



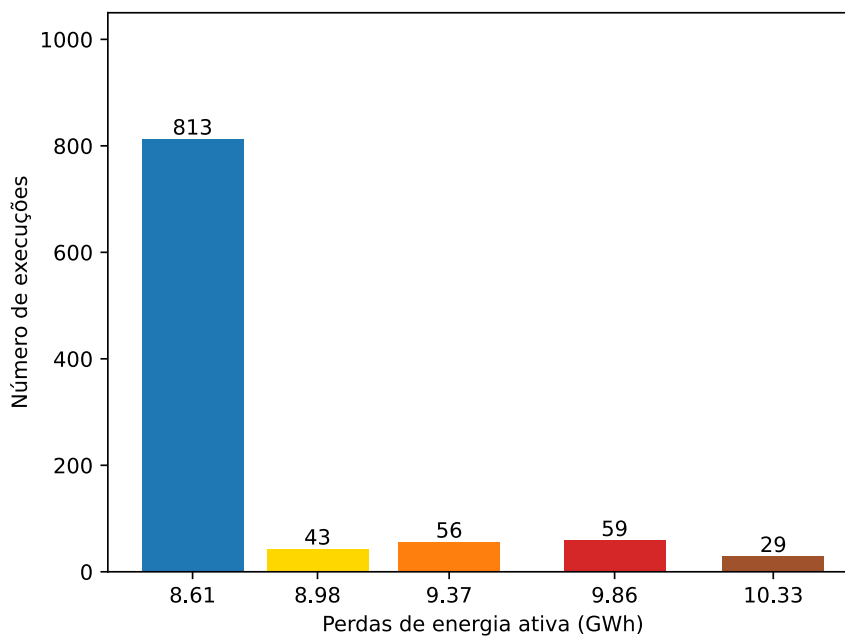
Fonte: Autoria própria.

Figura 47 – Resultado ótimo encontrado para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 50%.



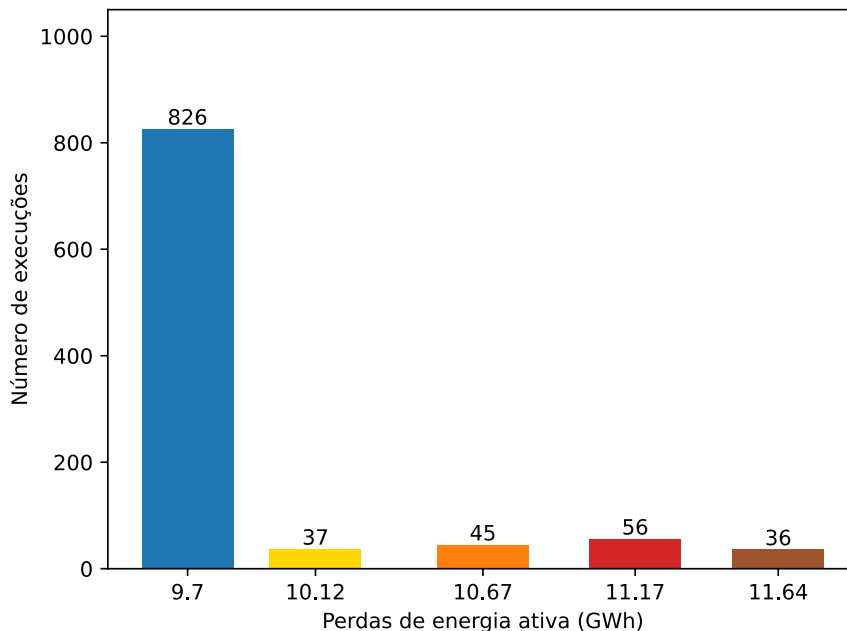
Fonte: Autoria própria.

Figura 48 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + BESS" com uma penetração máxima de 50%.



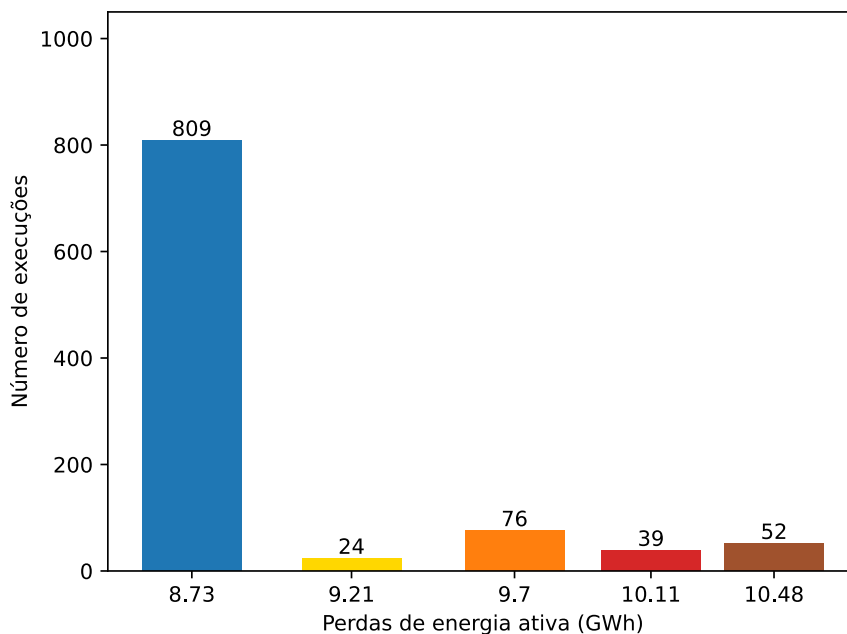
Fonte: Autoria própria.

Figura 49 – Gráfico de perdas para a composição "Fotovoltaica + BESS" com uma penetração máxima de 50%.



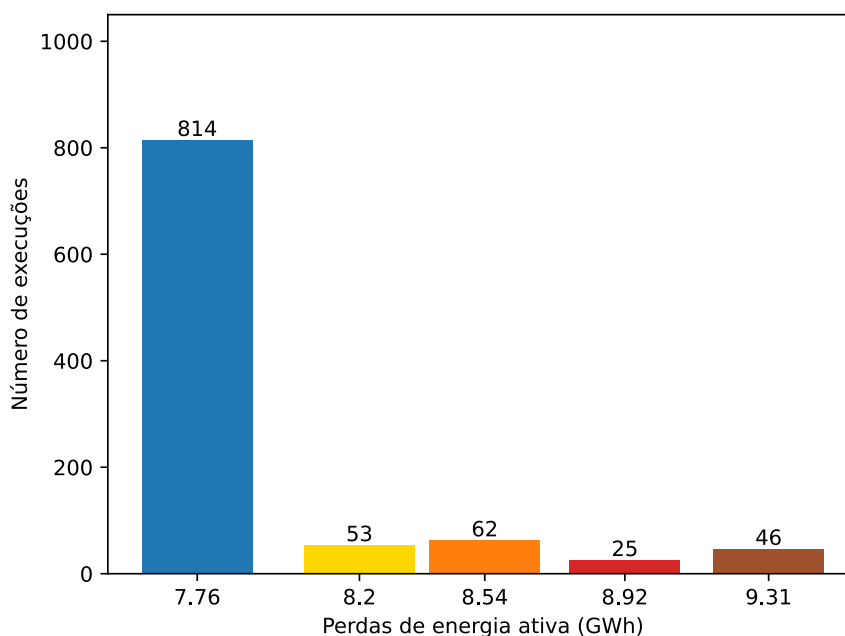
Fonte: Autoria própria.

Figura 50 – Gráfico de perdas para a composição "Eólica + Fotovoltaica" com uma penetração máxima de 50%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 51 – Gráfico de perdas para a composição "Configuração automática" com uma penetração máxima de 50%.



Fonte: Autoria própria.

6.6 PENETRAÇÃO MÁXIMA DE 60%

Por fim, foram realizados estudos de caso para uma penetração máxima de 60%. Para esse nível de penetração, o método encontrou ótimos iguais aos das Tabelas 23 e 24, a depender das restrições adotadas. O método proposto não foi capaz de encontrar nenhuma configuração viável que pudesse reduzir as perdas além dos 38,31% da seção anterior, nem atingir uma penetração superior a 50%.

Uma análise mais aprofundada identificou que os principais problemas encontrados estão nas violações das restrições do limite superior de tensão e na capacidade máxima de condução dos condutores do sistema de distribuição. Para atingir uma redução maior das perdas, o método teria que desconsiderar as restrições impostas neste capítulo, o que automaticamente torna a solução descartável, visto que não atende aos critérios exigidos. Algumas simulações realizadas utilizando 3 microrredes resultaram em subótimos inferiores aos encontrados anteriormente.

6.7 SUMARIZAÇÃO DOS RESULTADOS

Um resumo dos melhores resultados encontrados para os níveis máximo de penetração utilizados pode ser observado na Tabela 25. O sistema-teste utilizado tinha como objetivo generalizar a aplicação do método proposto, os modelos de turbina eólica

foram selecionados conforme os utilizados no parque eólico Calango I no estado do Rio Grande do Norte. Já os dados do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento foram baseados na usina fotovoltaica de Malta I, no estado da Paraíba. Em todos os estudos de caso, o método proposto foi capaz de reduzir as perdas técnicas de energia ativa e reativa, respeitando as restrições impostas, evitando violações dos limites de tensão impostos pela ANEEL, a penetração máxima de energia renovável para cada conjunto de casos, a área máxima dos sítios, não conectar a microrrede na barra de balanço do alimentador e não ultrapassar a capacidade de condução dos condutores do sistema de distribuição.

É importante lembrar que em todos os casos foram utilizadas as mesmas curvas de potência, velocidade do vento, irradiância, temperatura, carga e descarga do BESS, a fim de melhor avaliar o desempenho do método à medida que a penetração máxima aumentava. Cada sítio possui seu próprio conjunto de curvas de insumos com duração de 10 anos, e não se altera durante os estudos de caso. O método proposto foi capaz de instalar as microrredes no sistema teste em todos os estudos de caso, respeitando as restrições independentemente do grau de penetração adotado. Sempre que uma possível solução violava os limites de tensão, o método detectava e inviabilizava o uso dessa solução. O AG, meta heurística utilizada, convergiu para a mesma solução ótima, embora com diferentes assertividades e durações médias. O AG mostrou-se ser um método robusto convergindo para a mesma solução ótima todas as vezes com uma assertividade igual ou superior 80,9%, o que significa que das 1000 execuções, 809 encontraram a mesma solução ótima enquanto 191 encontram soluções subótimas.

Vale ressaltar que à medida que a complexidade do problema aumenta (a instalação de duas microrredes, por exemplo), os parâmetros do AG deveriam ser alterados para que pudessem continuar com seu alto desempenho, ou seja, a queda na assertividade do método nas últimas penetrações se deu apenas devido a "má" parametrização, que deve ser alterada à medida que a complexidade do problema aumenta. Nas Figuras 52, 53, 54 e 55 é possível observar a convergência do método de otimização para alguns estudos de caso. Em cada figura é possível observar a convergência para uma determinada penetração máxima considerada. Na Figura 52 é possível perceber que não há a curva referente à instalação da composição "Eólica + Fotovoltaica". Isso ocorre porque o método não foi capaz de instalar essa composição respeitando a penetração máxima de 20%. No caso das Figuras 53 e 54 é possível perceber que algumas composições encontraram o mesmo ótimo, "Eólica + BESS" e "Configuração automática", para uma penetração máxima de 30%, e, "Eólica + Fotovoltaica" e "Configuração automática", para uma penetração máxima de 40%. Por ser um espaço de busca complexo, às vezes o algoritmo necessita de algumas gerações para encontrar um ótimo ou subótimo que seja menor que as perdas iniciais do sistema-teste (12,59 GWh), entretanto, às vezes, o

algoritmo consegue achar um ótimo ou subótimo na primeira geração do método. Na Figura 55 é possível observar que a curva referente à "Configuração automática" já inicia na primeira geração com um valor de *fitness* inferior às perdas originais do sistema, e que próximo ao fim das gerações há uma redução considerável no valor da sua *fitness*, convergindo para um menor valor ótimo.

Também é importante destacar que os estudos utilizando a alta penetração levaram em consideração apenas violações dos limites de tensão em regime permanente do sistema, não sendo considerados os problemas transitórios que podem ocorrer devido a rajadas de vento ou chaveamentos, por exemplo.

Pode-se tirar algumas conclusões analisando a Tabela 25:

- Uma alta penetração de energia renovável não implica diretamente numa grande redução das perdas técnicas de energia. Às vezes, apenas conectar a microrrede a uma barra diferente já é suficiente para reduzir melhor as perdas ou melhorar o perfil de tensão;
- Embora as turbinas eólicas estejam presentes em todos os ótimos encontrados, não significa que ela seja melhor ou pior que a fotovoltaica. A única informação que pode ser inferida é que as curvas de velocidade do vento utilizadas nos sítios são mais promissoras que as curvas de irradiação utilizadas;
- Os resultados presentes nas tabelas não são absolutos, ou seja, qualquer variação na curva de carga, nos insumos ou até mesmo nos sítios (como trocar a posição do sítio 1 pelo sítio 4) interferem no resultado ótimo;
- A utilização do sistema de armazenamento melhora o perfil de tensão. Nos estudos de caso analisados, o sistema de armazenamento possibilitou aumentar os níveis mínimos de tensão, afastando eles do limite inferior. Entretanto, embora possua diversas vantagens, a utilização do sistema de baterias apenas para reduzir perdas de energia ainda não é economicamente viável;
- Antes de escolher a configuração a ser adotada, deve-se considerar o custo do investimento e o retorno. A microrrede que considera a penetração máxima de 20% foi capaz de reduzir as perdas técnicas de energia em 21,56%, sendo esta solução ótima que necessita de menor investimento e que tem o retorno econômico mais rápido;
- Foi possível identificar que o sítio 3 conectado à barra 86 é provavelmente o sítio com a melhor localização e insumos para a geração renovável, visto que estão presentes em todas as soluções ótimas;
- O Ramal do sistema de distribuição ao qual a barra 86 esta presente é um dos que possuem a maior concentração de carga e de fluxo de carga, o que indica que a escolha da barra 86 para a conexão da microrrede seja para suprir essas cargas e reduzir o fluxo de potência proveniente do tronco do alimentador.

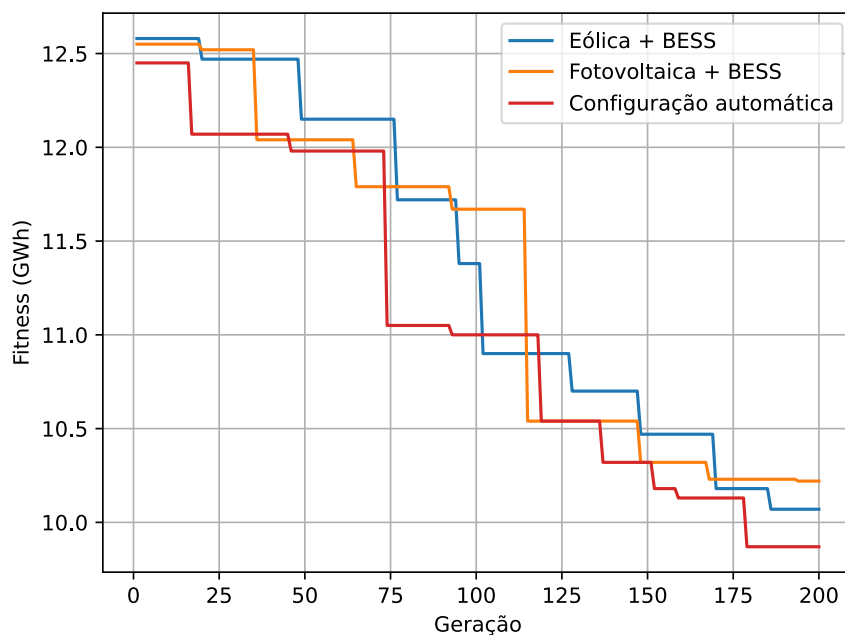
- Um fato interessante foi a escolha do sítio 2 para a instalação de uma microrrede com penetrações acima de 40%, sendo que ele não havia sido escolhido para níveis de penetração inferiores a 50%. Após uma análise mais detalhada, descobriu-se que, depois da instalação da microrrede no sítio 3 e sua conexão à barra 86, o ramal próximo ao sítio 2 apresentava o maior fluxo de potência. Assim, o método optou por conectar o sítio 2 à barra 27, o que, ao suprir essas cargas, reduziu as perdas técnicas de energia ao máximo dentro das soluções ótimas encontradas.

Tabela 25 – Sumarização: resultados ótimos.

Composição da microrrede	Eólica + BESS	Fotovoltaica + BESS	Eólica + Fotovoltaica	Eólica + Fotovoltaica + BESS
Penetração máxima (%)	20%	30%	40%	50%
Numero de microrredes	1	1	1	2
Nº do Sítio	3	3	3	2-3
Nº da Barra	86	86	86	27-86
Número de turbinas	1	2	1	2
Número de sistemas fotovoltaicos	0	0	2	1
Números de sistemas de armazenamento	0	1	0	1
Consumo de energia (GWh)	355,40	302,52	293,06	254,19
Consumo de energia (Gvarh)	238,39	235,14	234,42	234,42
Perdas de energia ativa (GWh)	9,87	8,09	7,96	7,76
Perdas de energia reativa (GWh)	19,62	15,93	15,65	18,38
Potência instalada (kW)	2.000	4.000	5.000	5.500
Energia gerada (GWh)	40,08	80,15	92,08	103,38
Tensão mínima (pu)	0,9780	0,9877	0,9781	0,9729
Tensão máxima (pu)	1,0498	1,0442	1,0437	1,0495
Penetração da microrrede (%)	11,28	26,50	31,42	45,93
Redução das perdas ativas (%)	21,56	35,72	36,75	38,31
Redução das perdas reativas (%)	22,28	36,93	38,02	39,10
Investimento (Milhão R\$)	18,31	75,50	51,97	88,60
Payback (anos)	3,17	7,90	5,28	8,00
Assertividade (%)	99,8%	99,8	99,5	81,4
Duração média (minutos)	6,8	6,5	7,4	10,6

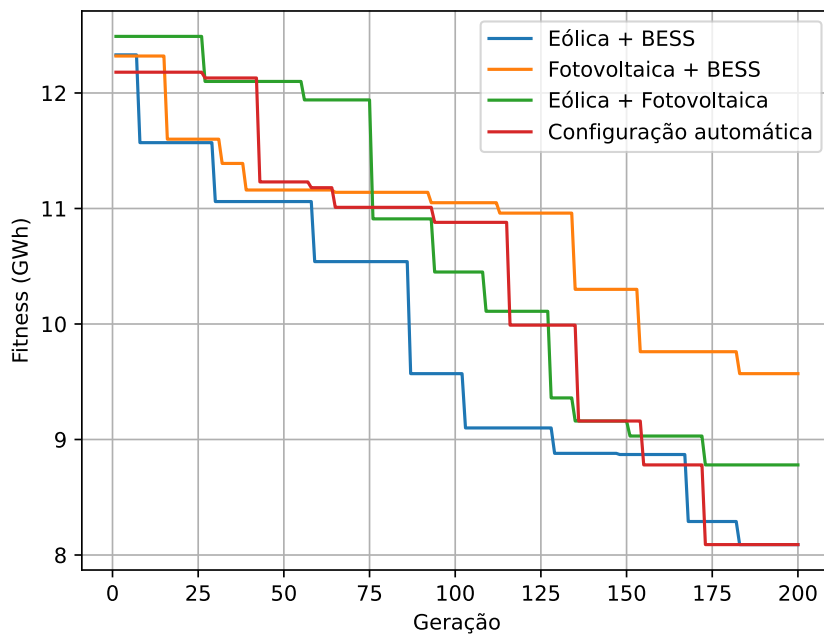
Fonte: Autoria própria.

Figura 52 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 20%.



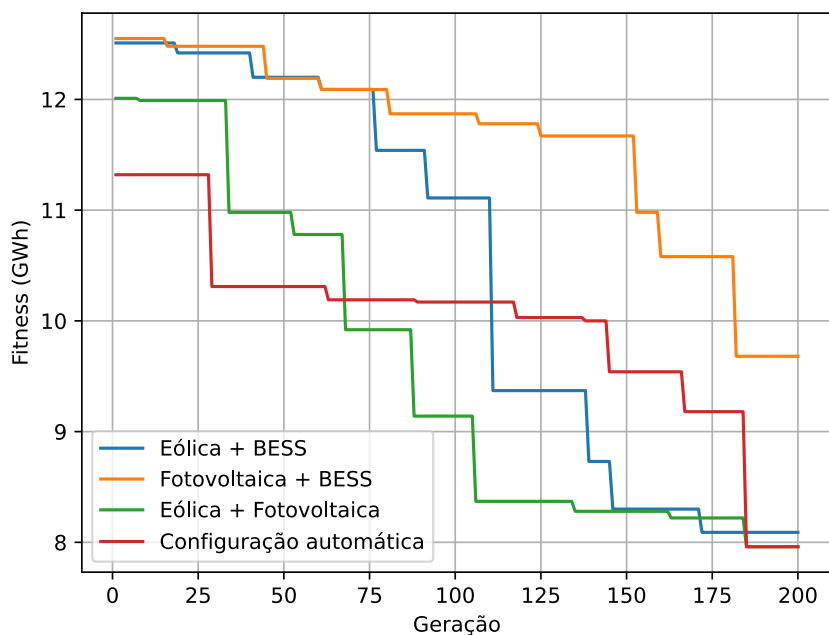
Fonte: Autoria própria.

Figura 53 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 30%.



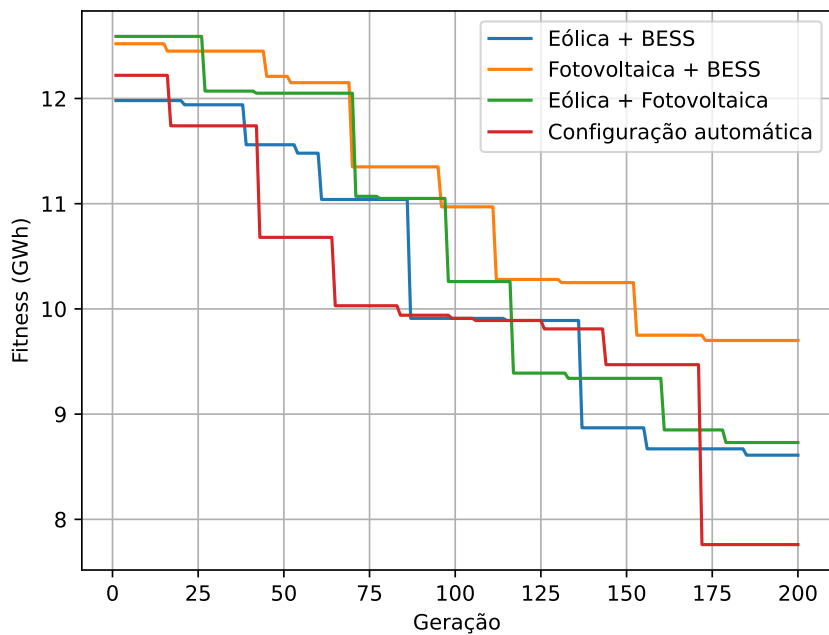
Fonte: Autoria própria.

Figura 54 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 40%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 55 – Gráfico de convergência do método para uma penetração máxima de 50%.



Fonte: Autoria própria.

Capítulo 7

Conclusões

O principal objetivo da Tese foi propor um método de instalação ótima de microrredes (composta por turbinas eólicas, usina fotovoltaica considerando ou não sistema de armazenamento de energia elétrica por baterias) para minimizar as perdas técnicas de energia num horizonte de 10 anos em sistemas de distribuição. Após o término do processo de otimização, foi realizada uma análise econômica simplificada da solução ótima encontrada. O método proposto utilizou o AG como meta-heurística para solucionar problemas de otimização do tipo combinatório, no qual existem diversas variáveis e um amplo espaço de soluções. Diferentemente de alguns trabalhos encontrados na literatura, a resolução do problema foi feita considerando um horizonte de 10 anos.

O método proposto foi aplicado a um sistema-teste, o IEEE 123 barras, no qual o algoritmo implementado definiu a quantidade de microrredes e suas localizações no sistema de distribuição. Como na prática não é aconselhável utilizar uma penetração superior a 20%, incorporou-se essa restrição ao problema por meio da aplicação de uma função de penalidade às soluções não atendidas, em parte dos estudos de caso. Na outra parte desses estudos, a penetração máxima variou entre 20% e 60% a fim de observar o desempenho do método proposto.

Nos estudos de caso que consideraram uma penetração máxima entre 20% e 60%, o método foi capaz de reduzir as perdas técnicas de energia ativa e reativa, sem violar as restrições impostas. Para o caso onde a penetração máxima era de 60%, o método alcançou os mesmos ótimos encontrados para a penetração máxima de 50%. Uma análise mais minuciosa revelou que, para estes casos, uma penetração superior a 50% resultaria em violações do limite superior de tensão. Vale destacar que para todos os estudos de caso foram utilizadas as mesmas curvas de insumos, com o objetivo de avaliar o desempenho do método à medida que a penetração máxima aumentava. Cada um dos 5 sítios possui o próprio conjunto de curvas de velocidade do vento, irradiância e temperatura com uma duração de 10 anos.

O método proposto instalou as microrredes de forma ótima em todos os estudos de caso, mesmo considerando uma alta penetração de energia renovável. O AG mostrou-se ser um método robusto, convergindo para a mesma solução com uma assertividade igual ou superior 80,9% para os estudos de caso, ou seja, para cada 1000 execuções do código, pelo menos 809 soluções apontaram para o mesmo valor, sendo este o menor valor encontrado e considerado como ótimo.

Com base nos resultados encontrados nos estudos de caso, foi possível perceber

que uma alta penetração de energia renovável não implica diretamente numa grande redução das perdas técnicas de energia. Embora as turbinas eólicas estejam presentes em todos os ótimos encontrados, não significa que ela seja uma fonte de energia elétrica superior à fotovoltaica. Pode-se inferir apenas que os insumos de velocidade do vento são mais promissores que os de irradiação para os estudos de caso avaliados. Também é importante perceber que os resultados encontrados nos estudos de caso não são absolutos, e qualquer variação na curva de carga, nos insumos, nas dimensões do sítios ou posições interferem no resultado ótimo. As análises dos resultados permitiram identificar que a utilização do sistema de armazenamento de energia elétrica possibilitou aumentar os níveis inferiores de tensão em alguns casos melhorando o perfil de tensão do sistema.

Do ponto de vista da alta penetração foi possível observar que os sistemas de armazenamento de energia por baterias desempenham um papel crucial na absorção da energia renovável não utilizada e na liberação dessa energia quando necessário, melhorando a acomodação de unidades de energia renovável. Entretanto, altos níveis de penetração renovável, mesmo em regime permanente, elevam significativamente o risco de provocar instabilidade no sistema, visto que sua inserção pode causar problemas de sobrecarga nas linhas de distribuição e violar os limites de tensão. Dessa forma, é importante desenvolver métodos que possibilitem a alta penetração de geração renovável sem comprometer a confiabilidade do sistema. Assim, é possível identificar a complexidade e alguns aspectos envolvidos na alta penetração de geração renovável em sistemas de distribuição, como os desafios técnicos e econômicos.

Dentre as contribuições da Tese para o estado da arte, tem-se a capacidade de instalar (localizando e dimensionando) de maneira ótima microrredes (podendo ser configurados para terem fontes eólicas e/ou fotovoltaicas, além de terem, ou não, bancos de baterias) em sistemas de distribuição com o objetivo de reduzir as perdas técnicas de energia em um horizonte de 10 anos. Além disso, após a finalização da otimização, é realizada uma análise econômica simplificada. As microrredes podem ser configuradas da maneira que melhor atendam às necessidades do usuário. Os valores de insumos podem ser considerados os mesmos para todos os sítios adotados ou cada sítio pode possuir suas próprias curvas. O método proposto se difere dos demais pois o mesmo é capaz de considerar dois tipos de geração renovável atuando em conjunto com sistemas de armazenamento, além disso, ainda considera altos níveis de penetração da geração renovável, que já é uma realizada fora do Brasil, e que é um caminho natural devido à necessidade de uma geração mais benéfica ao meio ambiente, trazendo assim um avanço para o estado da arte.

A partir dos resultados encontrados, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros para aprimorar e expandir a Tese:

- Utilizar um sistema-teste com um número maior de barras;

- Utilizar métodos para evitar que as novas linhas criadas para conectar as microrredes ao sistema não sobreponham linhas já existentes, como ocorreu em alguns estudos de caso;
- Utilizar um sistema teste real;
- Utilizar variações da curva de carga e descarga do sistema de armazenamento e avaliar o impacto que essa variação tem nas perdas de energia do sistema;
- Definir uma distância máxima entre os sítios e as barras do sistema, a fim de reduzir o espaço de busca, limitando apenas as barras do sistema que estão próximas o suficiente dos sítios;
- Conectar cargas à microrrede e realizar estudos de caso;
- Utilizar outro modo de operação, além do *static*, dos reguladores de tensão do sistema-teste IEEE 123 barras, o que poderia permitir uma penetração maior de energia renovável.

REFERÊNCIAS

ABBASI, M. et al. Review on the microgrid concept, structures, components, communication systems, and control methods. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 1, p. 484, 2023.

ABEEÓLICA. **Energia Eólica Chega à Sétima Posição Mundial de Geração Abastecendo 10% do Brasil**. 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-chega-a-setima-posicao-no-ranking-mundial-de-geracao-abastecendo-10-do-brasil/>>. Acesso em: 28 mai 2019.

_____. **Boletim Anual de Geração 2021**. 2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 06 fev 2023.

_____. **Boletim Anual de Geração 2022**. 2023. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 09 jan 2024.

ABMR. **Associação Brasileira de Microrredes**. 2024. Disponível em: <<https://www.microrredes.itai.org.br/>>. Acesso em: 09 mai 2024.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed Generation: a Definition. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

AHMADI, M. et al. Optimal sizing of multiple renewable energy resources and pv inverter reactive power control encompassing environmental, technical, and economic issues. **IEEE Systems Journal**, IEEE, v. 13, n. 3, p. 3026–3037, 2019.

AKOREDE, M. F. et al. Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 5, n. 2, p. 276–287, 2011.

ALENCAR, M. et al. Optimal allocation of photovoltaic panels in distribution network applying genetic algorithm. In: IEEE. **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

ALENCAR, M. R. B. de. **Um Método de Estimação de Instalação Ótima de Painéis Fotovoltaicos em Redes de Distribuição**. 69 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2018.

ALENCAR, M. R. B. de. **Método de estimativa pontual e algoritmo de Busca Cuco discreto adaptável para instalação ótima de geração fotovoltaica**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, 2022.

ALI, A. et al. Multi-objective optimal siting and sizing of distributed generators and shunt capacitors considering the effect of voltage-dependent nonlinear load models. **IEEE Access**, v. 11, p. 21465–21487, 2023.

ALINEJAD-BEROMI, Y. et al. Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile. In: IEEE. **2007 42nd International Universities Power Engineering Conference**. [S.l.], 2007. p. 954–959.

ALVES H. DO N.; BRANCO, C. A. S. G. Um algoritmo genético para a alocação ótima de unidades de geração distribuída em redes de distribuição. **Congresso Brasileiro de Automática**, Campina Grande, Brasil, 2012.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª. ed. Brasília: [s.n.], 2005. 268 p. ISBN 85-87491-09-1.

_____. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional–prodíst: Módulo 1-introdução. **Revisão**, v. 10, p. 55, 2008.

_____. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional–prodíst: Módulo 8-qualidade de energia elétrica. **Revisão**, v. 10, p. 76, 2008.

_____. Resolução normativa nº 482, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. v. 17, 2012.

_____. Resolução normativa nº 687. Brasília, 2015.

_____. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 08 mai 2024.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power delivery**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: IEEE. **2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)**. [S.l.], 2000. v. 3, p. 1645–1656.

BARNWAL, A. K.; YADAV, L. K.; VERMA, M. K. A multi-objective approach for voltage stability enhancement and loss reduction under pqv and p buses through reconfiguration and distributed generation allocation. **IEEE Access**, v. 10, p. 16609–16623, 2022.

BASHIR, M.; SADEH, J. Optimal sizing of hybrid wind/photovoltaic/battery considering the uncertainty of wind and photovoltaic power using monte carlo. In: IEEE. **2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. [S.l.], 2012. p. 1081–1086.

BAZRAFSHAN, M.; GATSIS, N.; DALL'ANESE, E. Placement and sizing of inverter-based renewable systems in multi-phase distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 34, n. 2, p. 918–930, 2018.

BEZERRA, C. L. et al. Uma variante melhorada do algoritmo busca cuco usando uma estratégia de quasi opposition–based learning. **Anais do Computer on the Beach**, p. 060–069, 2018.

BRASIL. Decreto nº5.163, de 30 de junho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, jun. 2004.

CAMELO, H. et al. Métodos de extrapolação de velocidade do vento para regiões litorâneas do nordeste brasileiro. In: **XVI Congresso Brasileiro de Meteorologia**. [S.l.: s.n.], 2010.

CCEE. **Conceitos de Preço**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 14 jun. 2022.

CELLI, G. et al. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 750–757, 2005.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA – CBEE / UFPE. **Energia eólica chega a 14,71 GW de capacidade instalada**. 2019. Disponível em: <<http://www.eolica.com.br>>. Acesso em: 23 mar 2019.

CEPEL. Energia Eólica Princípios e Tecnologias. **Sistema Eletrobrás**, 2008.

COSTA, D. A. d. **Projeto de um sistema híbrido de geração de energia elétrica conectado à rede, incluindo o regulador eletromagnético de frequência-REF**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2016.

CRESESB. **Centro de Referência para as Energias Solar e eólica Sérgio de S. Brito**. 2004. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/periodicos/informe_prodeem.pdf>. Acesso em: 08 mai 2024.

DANTAS, F. B. et al. Optimal inverter-based resource installation to minimize technical energy losses in distribution systems. **IEEE Access**, v. 11, p. 123961–123976, 2023.

DIUANA, F. A. **Estudo do impacto da penetração eólica no subsistema sul do brasil**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

DOLATABADI, A.; EBADI, R.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. A two-stage stochastic programming model for the optimal sizing of hybrid pv/diesel/battery in hybrid electric ship system. **Journal of Operation and Automation in Power Engineering**, University of Mohaghegh Ardabili, v. 7, n. 1, p. 16–26, 2019.

DOYRAN, R. V. et al. Optimal allocation of passive filters and inverter based dgs joint with optimal feeder reconfiguration to improve power quality in a harmonic polluted microgrid. **Renewable Energy Focus**, v. 32, p. 63–78, 2020. ISSN 1755-0084. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008419302145>>.

EL-ELA, A. A.; ALLAM, S. M.; SHATLA, M. Maximal optimal benefits of distributed generation using genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 80, n. 7, p. 869–877, 2010.

ELNASHAR, M. M.; SHATSHAT, R. E.; SALAMA, M. M. Optimum siting and sizing of a large distributed generator in a mesh connected system. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 80, n. 6, p. 690–697, 2010.

ENERGY, G. 1.5 mw series wind turbine. **General Electric Company**. September, 2005.

EPE. Sistemas de armazenamento em baterias - aplicações e questões relevantes para o planejamento. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2019.

_____. Caderno de preços da geração 2021. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2021.

- _____. **Fact Sheet: Electric Energy Statistical Yearbook 2022**. 2023. Available at <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>> (2023/02/27).
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: Vantagens e desvantagens. In: **II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia**. Belém: [s.n.], 2013.
- FILIK, T.; FILIK, Ü. B.; GEREK, Ö. N. Solar radiation to power generation models for one-axis tracking pv system with on-site measurements from eskisehir, turkey. In: **EDP SCIENCES. E3S Web of Conferences**. [S.l.], 2017. v. 22, p. 00046.
- GO, S.-I.; CHOI, J.-H. Design and dynamic modelling of pv-battery hybrid systems for custom electromagnetic transient simulation. **Electronics**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 10, p. 1651, 2020.
- GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1986.
- HANSEN, M. **Aerodynamics of wind turbines**. [S.l.]: Routledge, 2015.
- HASSANZADEHFARD, H.; JALILIAN, A. Optimal sizing and location of renewable energy based dg units in distribution systems considering load growth. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 101, p. 356–370, 2018.
- HELLESON, J. B. et al. Alocação e dimensionamento de uma ou múltiplas fontes de geração distribuída considerando estabilidade de tensão e perdas. **Congresso Brasileiro de Automática**, Campina Grande, Brasil, 2012.
- HERNÁNDEZ, J.; MEDINA, A.; JURADO, F. Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement of pv systems on feeders. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 32, n. 10, p. 1768–1789, 2007.
- HOLLAND, J. H. et al. **Adaptation in Natural and Artificial Systems: an Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence**. [S.l.]: MIT press, 1992.
- HUY, P. D. et al. Optimal placement, sizing and power factor of distributed generation: A comprehensive study spanning from the planning stage to the operation stage. **Energy**, Elsevier, v. 195, p. 117011, 2020.
- IMRAN, A. et al. Heuristic-based programable controller for efficient energy management under renewable energy sources and energy storage system in smart grid. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 139587–139608, 2020.
- INEE, A. **Eficiência Energética e o Novo Modelo do Setor Energético**. [S.l.]: Instituto Nacional de Eficiência Energética, Rio de Janeiro, 2001.
- IREMA. Renewable power generation costs in 2018. **International Renewable Energy Agency**, v. 88, 2018.
- IRENA. Renewable capacity statistics 2020. **International Renewable Energy Agency (IRENA) Abu Dhabi**, 2020.

_____. Renewable power generation costs in 2019. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.

_____. Renewable energy statistics 2022. **Report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi**, 2022.

_____. Renewable energy statistics 2023. **Report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi**, 2023.

IRENA, I. Ren21 (2018). **Renewable Energy Policies in a Time of Transition**, v. 4, p. 62–64, 2018.

ISSICABA, D. et al. Métodos de varredura para redes primárias de distribuição radiais e fracamente malhadas: Uma nova abordagem e análises de convergência. UFSC, Florianópolis, 2008.

JAVAID, N. et al. Energy efficient integration of renewable energy sources in the smart grid for demand side management. **IEEE access**, IEEE, v. 6, p. 77077–77096, 2018.

JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. London: [s.n.], 2008. (IET Power and Energy, 31).

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

KAZEMI, A.; SADEGHI, M. Sitting and Sizing of Distributed Generation for Loss Reduction. In: IEEE. **2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**. [S.l.], 2009. p. 1–4.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.

_____. Radial distribution test feeders distribution system analysis subcommittee report. In: **Proc. 2001 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting**. [S.l.: s.n.], 2000. p. 908–912.

KIEHBADROUDINEZHAD, M. et al. The role of energy security and resilience in the sustainability of green microgrids: Paving the way to sustainable and clean production. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 60, p. 103485, 2023.

KIM, D. K. et al. **Handbook on Battery Energy Storage System**. Cidade da Editora, 2018. 94 p. ISBN 978-92-9261-471-3.

KROPOSKI, B. et al. Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. **IEEE Power and energy magazine**, IEEE, v. 15, n. 2, p. 61–73, 2017.

KUFFEL, E.; ZAENGL, W. **High Voltage Engineering**. [S.l.]: Pergamon Press, 1984.

LETCHER, T. **Wind energy engineering: a handbook for onshore and offshore wind turbines**. [S.l.]: Elsevier, 2023.

LUCENA, M. D. de et al. Análise comparativa do fluxo de potência no anarede e no opendss para a modelagem de um sistema de distribuição de energia elétrica real com a presença de uma usina fotovoltaica. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**, 2022.

MAHDAVI, M. et al. Role of consumption pattern in optimal allocation of distributed generators in electric power and energy systems. In: **2023 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6.

_____. An efficient model for optimal allocation of renewable energy sources in distribution networks with variable loads. In: **2023 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6.

MAHDAVI, M.; SCHMITT, K.; JURADO, F. Optimal allocation of renewable energy sources in reconfigurable distribution systems including variable electricity consumption. In: **2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–7.

MALAQUIAS, P. D. O. C. et al. Ajustes de funções de distribuição de probabilidade aos insumos de geração de energia renovável. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2020.

MALAQUIAS, P. de O. C. **Otimização Tecno-econômica de Sistemas Híbridos de Geração de Energia Elétrica**. 89 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2020.

MALAQUIAS, P. O.; SOUZA, B. A. Optimal sizing of stand-alone hybrid photovoltaic-wind-battery energy system using pso. *Solar World Congress*, Chile, 2019.

MATOS, D.; CATALÃO, J. Geração distribuída e os seus impactos no funcionamento da rede elétrica: Parte 2. *Potência*, v. 1, n. 2, p. 3, 2013.

MEDEIROS, G. L. et al. Optimal sizing of different bess technologies in grid-connected hybrid generation power plant. In: IEEE. **2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)**. [S.l.], 2023. p. 1–7.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa Luz para Todos**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos/sobre-o-programa>>. Acesso em: 07 mai 2024.

MITCHELL-COLGAN, E.; MISHRA, C.; CENTENO, V. A. Optimal wind farm placement considering system constraints and investment and uncertainty costs. In: IEEE. **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2015. p. 1–5.

MITCHELL, M. **An Introduction to Genetic Algorithms**. [S.l.]: MIT press, 1998.

MOLGARO, R. J. et al. Algoritmo genético aplicado no planejamento da operação de um parque eólico. *Acta Iguazu*, v. 3, n. 1, p. 101–117, 2014.

MOLINA-MORENO, I.; MEDINA, A.; CISNEROS-MAGAÑA, R. Methodology for optimal bus placement to integrate wind farm optimizing power flows. In: IEEE. **2015 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)**. [S.l.], 2015. p. 1–6.

MORAIS, S. A. D. **Métodos para Alocação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 134 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

NASCIMENTO, J. P. **Um algoritmo de proteção adaptativa para sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída**. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2014.

OLIVEIRA, L. W. et al. Aplicação de algoritmos genéticos para o planejamento de geração distribuída em sistemas de distribuição. **LINKSCIENCEPLACE-Interdisciplinary Scientific Journal**, v. 3, n. 1, 2016.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica Dezembro/2019**. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+E%C3%B3lica>>. Acesso em: 17 jun 2020.

_____. **Boletim Mensal de Geração Eólica Fevereiro/2021**. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20E%C3%B3lica%202021-02.pdf>>. Acesso em: 12 abr 2021.

PACHECO, F. Energias renováveis: breves conceitos. **Conjuntura e Planejamento**, v. 149, p. 4–11, 2006.

PAIVA, R. R. d. C. **Fluxo de Potência Ótimo em Redes de Distribuição de Energia com a Presença de Geração Distribuída: Um Novo Algoritmo Para Auxiliar a Análise do Perfil de Tensão**. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

PEREIRA, N. D. T. Sistema híbrido de produção de energia para autoconsumo. 2015.

PIGATTI, A. A. **Modelos e Algoritmos para o Problema de Alocação Generalizada (PAG) e Aplicações**. Tese (Doutorado) — Master's thesis, PUC-Rio, 2003.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Grupo de trabalho de energia solar (gtes). **CEPEL-GTES. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

PURLU, M.; TURKAY, B. E. Optimal allocation of renewable distributed generations using heuristic methods to minimize annual energy losses and voltage deviation index. **IEEE Access**, v. 10, p. 21455–21474, 2022.

REGO, R. T. B.; SOUZA, B. A. de. Algoritmo híbrido combinando a têmpera simulada e busca tabu para localização ótima de geradores em redes de distribuição radiais. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**, v. 2, n. 1, 2022.

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**. Disponível em: <<http://www.ren21.net/gsr-2018/>>. Acesso em: 12 jun. 2019.

RODRIGUES, G. J. O.; FILHO, V. **Uma Ferramenta Portátil para Pré-Dimensionamento de Fundações para Turbinas de Aerogeradores Eólicos**. Foz do Iguaçu - PR: Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia - CONTECO, 2016.

- SALMAN, S. The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks. In: **Proceedings of the IEE Colloquium on The Impact of Embedded Generation on Distribution Networks**. London: IET, 1996. p. 5.
- SOUZA, B. et al. Fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais com geração distribuída: Método da soma de potência modificado. **IEEE Latin America Transactions**, v. 4, n. 3, 2006.
- SOUZA, B. A. de. **Distribuição de Energia Elétrica**. Campina Grande: UFPB, 1997. 144 p.
- _____. Princípios de otimização aplicada com Ênfase nos algoritmos genéticos. **Apostila do curso de Engenharia Elétrica**. Universidade Federal de Campina Grande. Paraíba, 1997.
- TEIXEIRA, T. P. **Modelagem da Utilização de Baterias em Sistemas Elétricos com Alta Inserção de Geração Eólica**. 185 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.
- THE WIND POWER. **Manufacturers and turbines**. Disponível em: <https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_en.php>. Acesso em: 29 jan. 2020.
- THEODORIDIS, S. Monte carlo methods. In: **Mach. Learn., Elsevier**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 707–744.
- TIAN, H. et al. Multi-objective planning of microgrid based on renewable energy sources and energy storage system. **Journal of Energy Storage**, Elsevier, v. 68, p. 107803, 2023.
- VALLEM, M. R.; MITRA, J. Siting and sizing of distributed generation for optimal microgrid architecture. In: IEEE. **Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005**. [S.l.], 2005. p. 611–616.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. **São Paulo: Érica**, v. 2, 2012.
- WANG, C.; LU, Y. Solar fotovoltaic. Savonia-ammattikorkeakoulu, 2016.
- WIKIMEDIA COMMONS. **Electricity Grid Schematic English**. Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Electricity_Grid_Schematic_English.svg>. Acesso em: 05 fev. 2020.
- XU, X. et al. Application and modeling of battery energy storage in power systems. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, CSEE, v. 2, n. 3, p. 82–90, 2016.
- YANG, X.-S.; DEB, S. Multiobjective cuckoo search for design optimization. **Computers & Operations Research**, Elsevier, v. 40, n. 6, p. 1616–1624, 2013.
- _____. Cuckoo search: recent advances and applications. **Neural Computing and Applications**, Springer, v. 24, n. 1, p. 169–174, 2014.
- YAO, T.; TANG, Y.; AYYANAR, R. High resolution output power estimation of large-scale distributed pv systems. In: IEEE. **2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**. [S.l.], 2014. p. 4620–4627.

ZARE, P. et al. Multi-objective coordinated optimal allocation of distributed generation and d-statcom in electrical distribution networks using ebola optimization search algorithm. In: **2023 8th International Conference on Technology and Energy Management (ICTEM)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1-7.