

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Operação de Fontes Móveis em Microrredes Considerando
Variáveis Holísticas**

Guillermo Pedro Alonso Cardozo

**Agosto de 2025
Itajubá – MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Guillermo Pedro Alonso Cardozo

**Operação de Fontes Móveis em Microrredes Considerando
Variáveis Holísticas**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Doutor em Ciências em
Engenharia Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni
de Souza**

Coorientador: Prof. Dr. Walmir Freitas Filho

**Agosto de 2025
Itajubá - MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Guillermo Pedro Alonso Cardozo

**Operação de Fontes Móveis em Microrredes Considerando
Variáveis Holísticas**

Tese aprovada por banca examinadora em 27 de agosto de 2025, como parte dos requisitos para obtenção do Título de *Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza

(Orientador)

Prof. Dr Walmir Freitas Filho (Coorientador)

Prof. Dr. Julio Cesar Stachini de Souza

Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Profa. Dra. Eliane Valença Nascimento de Lorenci

Profa. Dra Camila Paes Salomon

**Agosto de 2025
Itajubá - MG**

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder forças, saúde e sabedoria durante todos estes anos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Antonio Zambroni de Souza, pela constante orientação técnica, pela inspiração, pela influência sempre positiva e pela sincera amizade.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Walmir Freitas, pela inspiração e apoio contínuo ao longo desta jornada.

Aos professores do programa de pós-graduação, em especial aos membros da banca examinadora, agradeço o conhecimento transmitido, o tempo e a dedicação dispensados, assim como as discussões que enriqueceram imensamente minha formação acadêmica.

Aos colegas e amigos que estiveram ao meu lado, pelas colaborações, conversas e apoio mútuo nos momentos desafiadores.

Aos meus pais, Pedro e Leli, pelo amor incondicional, incentivo constante e compreensão durante os períodos de ausência e intensa dedicação aos estudos.

À minha querida esposa Rosi, pelo apoio de sempre, carinho, paciência e compreensão amorosa em todos os momentos.

Aos meus irmãos, por estarem sempre presentes e disponíveis ao longo de toda a vida.

Por fim, agradeço à UNIFEI pela oportunidade de realizar estudos em tão elevado nível e pelo suporte institucional oferecido. Por meio desta universidade, estendo minha eterna gratidão ao povo brasileiro, que tornou possível esta trajetória.

Eu sou parte de uma equipe. Então, quando venço, não sou eu apenas quem vence.

De certa forma termino o trabalho de um grupo enorme de pessoas

Ayrton Senna

RESUMO

As novas tecnologias das Smart Grids oferecem soluções cada vez mais integradas, possibilitando que clientes atuem como prosumidores, incorporem veículos elétricos e utilizem eletrodomésticos conectados à internet para otimização de cargas. Ao mesmo tempo, a crescente penetração de geração distribuída, a intermitência das fontes renováveis e o aumento dos custos de energia tornam imprescindível a adoção de estratégias eficientes de gerenciamento de energia, por meio de Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS) integrados ao Sistema Avançado de Gerenciamento de Distribuição (ADMS) e aos Controladores Centrais de Microrredes (MGCC). Esses sistemas devem ser capazes de responder rapidamente a eventos de alto impacto e baixa probabilidade (HILP) sem grandes investimentos.

Neste contexto, este trabalho propõe uma abordagem de otimização para aumentar a capacidade de serviço das redes de distribuição, utilizando Sistemas Móveis de Armazenamento de Energia em Bateria (MTBESS). A metodologia combina uma heurística baseada em Sistemas Imunológicos Artificiais (AIS) com Programação Linear Inteira Mista (MILP) para o despacho e a realocação ótimos das unidades, considerando rotas de deslocamento em diferentes horários. O modelo multiobjetivo busca além de aumentar a capacidade de serviço, reduzir perdas técnicas, minimizar desvios de tensão e equilibrar a demanda entre circuitos, garantindo operação eficiente e confiável. A aplicação em um sistema de 33 barras modificado e em uma rede real de grande porte, com dados reais de tráfego, demonstrou ganhos significativos de capacidade em contingências e melhorias na eficiência operacional em condições normais.

Palavras-chave: *Geração Distribuída; Sistemas Imunológicos Artificiais; Sistemas de Distribuição Ilhados; Bateria-Inversor DC/AC, Programação Linear Inteira Mista*

ABSTRACT

The new Smart Grid technologies offer increasingly integrated solutions, enabling customers to act as prosumers, incorporate electric vehicles, and use internet-connected appliances for load optimization. At the same time, the growing penetration of distributed generation, the intermittency of renewable sources, and the increase in energy costs make it essential to adopt efficient energy management strategies through Energy Management Systems (EMS) integrated with Advanced Distribution Management Systems (ADMS) and Microgrid Central Controllers (MGCC). These systems must be capable of quickly responding to high-impact, low-probability (HILP) events without large investments.

In this context, this work proposes an optimization approach to increase the service capacity of distribution networks using Mobile Battery Energy Storage Systems (MTBESS). The methodology combines a heuristic based on Artificial Immune Systems (AIS) with Mixed-Integer Linear Programming (MILP) for the optimal dispatch and relocation of units, considering travel routes. The multi-objective model aims, in addition to increasing service capacity, to reduce technical losses, minimize voltage deviations, and balance demand among circuits, ensuring efficient and reliable operation. Application to a modified 33-bus system and a large-scale real network, using real traffic data, demonstrated significant service capacity gains in contingencies and improvements in operational efficiency under normal conditions.

Keywords: *Distributed Generation; Artificial Immune Systems; Islanded Distribution Systems; DC/AC Battery-Inverter; Mixed-Integer Linear Programming*

Lista de Abreviaturas e Siglas

ADMS	<i>Advanced Distribution Management System</i>
AI	<i>Artificial Intelligence</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AIS	<i>Artficial Imune System</i>
API	<i>Application Programming Interface</i>
DG	<i>Distributed Generation</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System- DC/AC inverter set</i>
EM	<i>Energy Management</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EV	<i>Electric Vehicle</i>
GIS	<i>Geographic Information System</i>
HILP	<i>High-Impact, Low-Probability</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MTBESS	<i>Mounted on Trucks Battery Energy Storage System- DC/AC inverter set</i>
MG	<i>Microgrid</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controllers</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PQ	Barra de Carga
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
RES	<i>Renewable Energy Resource</i>
RMPS	<i>Renewable Mobile Power Station</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	<i>Smart Grid</i>
SoC	State of Charge
SW	Barra <i>Swing</i> ou de Referência

Sumario

SUMARIO	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XII
LISTA DE TABELAS	XIV
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Iniciais do Trabalho.....	1
1.2 Contextualização do Problema.....	4
1.3 Revisão Literária	6
1.4 Motivação	9
1.5 Objetivos.....	11
1.5.1 Objetivos Gerais	11
1.5.2 Objetivos Específicos.....	11
1.6 Estrutura do Trabalho	12
CAPÍTULO 2 - FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE REDES ELÉTRICAS E OTIMIZAÇÃO	13
2.1 Teoria de Grafos	13
2.1.1 Definições Principais	13
2.1.2 Obtenção de Diferentes Configurações Viáveis	14
2.1.2.1 Mediante o Algoritmo de Prim.....	15
2.1.2.2 Mediante a Utilização dos Conceitos de Laços Fundamentais	16
2.1.3 Matriz de Incidência de Elementos.....	18
2.1.4 Matriz de Alcance de um Grafo Orientado.....	19
2.1.5 Notação e Operações Algébricas	20
2.1.5.1 Operações Algébricas para Modificar a Configuração.....	22
2.2 Fluxo de Potência.....	23
2.2.1 Métodos de Varredura Direto-Inversa	24
2.3 Lógica Difusa (Fuzzy Logic)	26
2.3.1 Metodologia Baseada na Lógica <i>Fuzzy</i> para Abordagem Multiobjetivo ...	28
2.3.2 Função Global Fuzzy	29
2.3.3 Funções de Pertinência	30
2.3.3.1 Função de Pertinência Triangular	30
2.3.3.2 Função de Pertinência Ombro	31
2.4 Métodos de Otimização Aplicada a Sistemas Elétricos de Distribuição.....	32

2.4.1	Métodos Clássicos	33
2.4.2	Métodos Heurísticos e Metaheurísticos	34
2.5	Programação Linear Inteira Mista	34
2.6	Sistemas Imunológicos Articiais	37
2.6.1	Clonagem.....	38
2.6.2	Hipermutação	39
CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E MG.....		40
3.1	Modelagem das Cargas	40
3.1.1	Prioridade das Cargas.....	40
3.1.2	Classificação das Cargas Segundo o Controle Disponível	42
3.1.2.1	Cargas sem Controle	42
3.1.2.2	Cargas de Controle Discreto.....	43
3.1.2.3	Cargas de Controle Continuo.....	43
3.2	Modelagem das Fontes	44
3.2.1	Fonte Despachável	45
3.2.2	Fonte Não Despachável	46
3.2.3	Baterias e MTBESS	47
3.2.4	Controle de Tensão Hierárquico em MGs	48
3.3	Funções Objetivo	48
3.3.1	Variável de Controle das Configurações Y	49
3.3.2	Variável de Controle do Despacho X	49
3.3.3	Função Capacidade de Serviço.....	51
3.3.4	Função Perdas.....	52
3.3.5	Função Desvio da Tensão.....	54
3.3.6	Função Balanço de Demandas de Potências por Circuito	55
3.3.7	Formulação do Problema -Análise Multiobjetivo Mediante Lógica Fuzzy	56
3.3.8	Função de Demanda em Horário Pico em Regime de Operação Normal	57
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA.....		59
4.1	Metodologia da Abordagem do Traslado dos MTBESSs	59
4.2	Mutação Proposta.....	62
4.3	Algoritmo de Otimização EAIS-MILP	63
4.3.1	Algoritmo 1 - Camada Principal Baseada em AIS e Teoria de Grafos	65
4.3.2	Algoritmo 2 - Subcamada Baseada em MILP e Fluxo de Potência	67

CAPÍTULO 5 - RESULTADOS OBTIDOS	73
5.1 Sistema Teste de 33 Barras Modificado	73
5.1.1 Cenário 1: Sistema de Teste IEEE de 33 Barras	74
5.1.2 Cenário 2: Sistema de Teste IEEE de 33 Barras com Baixa Disponibilidade de Armazenamento.....	78
5.2 Sistema Real de 23 kV	82
5.2.1 Processamento de Tempos de Traslado dos MTBESSs	87
5.2.2 Cenários Analisados	89
5.2.3 Cenário 1: Interrupção Completa da Subestação Principal sem MTBESSs, entre 18:00 e 21:00	90
5.2.4 Cenário 2: Interrupção Completa da Subestação Principal com Auxílio dos MTBESSs, entre 18:00 e 21:00	92
5.2.5 Cenário 3: Interrupção Completa da Subestação Principal com Auxílio dos MTBESSs, entre 00:00 a 03:00.....	95
5.2.6 Cenário 4: Interrupção de dois Alimentadores de Distribuição sem Auxílio de MTBESSs	96
5.2.7 Cenário 5: Interrupção de dois Alimentadores de Distribuição com Auxílio de MTBESSs	97
5.2.8 Cenário 6: Mesma Condição do Cenário 2 com uma Falha Interna	98
5.2.9 Cenário 7: Condições Normais de Operação	100
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES	104
6.1 Conclusões	104
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	106
6.3 Artigos publicados	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108
ANEXO-1 Dados do Sistema Teste de 33 barras modificado.....	113
ANEXO-2 Curvas de Demanda e Prioridade	118
ANEXO-3 Curvas de Geração.....	121

Lista de Figuras

Figura 1: Curva de geração horária de 28 de abril, 0:00 h até 12:00 h [2]	2
Figura 2: Microrrede Típica. Fonte: [5]	3
Figura 3: MG considerada para o estudo. Fonte: Autoria própria.....	8
Figura 4: Grafo de um Sistema Elétrico de Distribuição	14
Figura 5: Grafo do Sistema Teste de 14 barras.	17
Figura 6: Grafo do Sistema Teste de 14 barras.	17
Figura 7: Matriz de Incidência de Elementos	18
Figura 8: Matriz de Alcance	19
Figura 9: Grafo do Sistema Teste de 33 barras	22
Figura 10: Fluxograma da técnica de varredura <i>backward-forward</i>	25
Figura 11: Abordagem do Problema Multiobjetivo com Lógica <i>Fuzzy</i> . Fonte: [40]	28
Figura 12: Função de pertinência do desvio das tensões.....	31
Figura 13: Função de pertinência das perdas de energia	32
Figura 14: Fluxo do Algoritmo AIS	37
Figura 15: Prioridade horária para o sistema teste	41
Figura 16: Arquitetura de EMS -MGCC para gerenciamento de energia	44
Figura 17: Curvas de Geração Solar e Eólica estimada	47
Figura 18: Grafo Simplificado Representativo do No 57 do sistema Real.	51
Figura 19: Grafo do sistema teste de 42 barras e 37 chaves e 63 trajetos de caminhões (3 geradores +4 MTBESSs+1PV+1WIN)	61
Figura 20: Fluxograma do EAIS da Camada Principal	66
Figura 21: Curva de Capacidade do Gerador	70
Figura 22: Fluxograma do Algoritmo 2.....	70
Figura 23: Curvas de Demanda e Geração estimada.....	74
Figura 24: Função Global Difusa Z	75
Figura 25: Capacidade de Serviço	76
Figura 26: Perdas de Potência Ativa [pu].....	76
Figura 27: Tensão Mínima [pu].....	76
Figura 28: Despacho dos MTBESSs	77
Figura 29: Demanda por Grupo Prioritário	77
Figura 30: Função Global Difusa Z	79
Figura 31: Capacidade de Serviço	79

Figura 32: Perdas de Potência Ativa [pu]	79
Figura 33: Tensão Mínima [pu]	80
Figura 34: Despacho dos MTBESSs	80
Figura 35: Configuração Ótima incluindo os MTBESS	81
Figura 36: Demanda por Grupo Prioritário	81
Figura 37: Dados de Demanda de corrente dos alimentadores em A	84
Figura 38: Demanda prioritária horária para 5 grupos de consumidores	85
Figura 39: Grafo simplificado do sistema real trifásico desequilibrado (em vermelho as chaves telecomandadas)	86
Figura 40: Alocações iniciais dos MTBESSs no sistema real	88
Figura 41: Grafo Cenário 1 com fontes locais, sem auxílio de MTBESSs	91
Figura 42: Demanda Prioritária Cenário 1, sem auxílio de MTBESSs	91
Figura 43: Convergência da função objetivo Cenário 2	92
Figura 44: Demanda Prioritária Cenário 1, com auxílio de MTBESSs	93
Figura 45: Despacho Ótimo dos MTBESSs	93
Figura 46: Configuração Ótima do Cenário 2 incluindo as Ilhas formadas e os MTBESSs	94
Figura 47: Grafo de Configuração Ótima do Cenário 3	95
Figura 48: Despacho ótimo dos MTBESSs Cenário 3. Horário 00:00 a 03:00 hs	96
Figura 49: Demanda Prioritária Cenário 3, com auxílio de MTBESSs	96
Figura 50: Demanda Prioritária Cenário 4, sem auxílio de MTBESSs	97
Figura 51: Grafo de Configuração Ótima do Cenário 4	97
Figura 52: Demanda Prioritária Cenário 5 com auxílio de MTBESSs	98
Figura 53: Despacho ótimo dos MTBESSs- Cenário 5	98
Figura 54: Demanda Prioritária-Cenário 6, com auxílio de MTBESSs	99
Figura 55: Grafo de Configuração Ótima do Cenário 6	100
Figura 56: Grafo de Configuração Ótima incluindo os MTBESSs	101
Figura 57: Despacho ótimo dos MTBESSs Cenário 7 Intervalo T1 = [18 – 22]	102
Figura 58: Despacho ótimo dos MTBESSs-Cenário 7 Intervalo T2 = [15 – 22]	102
Figura 59: Perdas elétricas - Configuração Inicial, Configuração Ótima - Cenário 7 Intervalo T1 = [18 – 22]	102
Figura 60: Convergência da função objetivo - Cenário 7 Intervalo T1 = [15 – 22]	103

Lista de Tabelas

Tabela 1: Resumo de trabalhos de Otimização para melhora de resiliência e proposta	10
Tabela 2: Dados de Ramos de Sistema Teste de 33 Barras.....	20
Tabela 3: Dados de Barras de Sistema Teste de 33 Barras	21
Tabela 4 : Prioridades das Cargas – Resolução ANEEL 414/2010.....	40
Tabela 5: Dados de Trânsito de MTBESSs.....	60
Tabela 6: Dados da Matriz B (Sistema Teste de 33 Barras Modificado)	64
Tabela 7: Dados dos MTBESSs do Sistema Teste Modificado	75
Tabela 8: Dados dos Geradores e fontes PV e Eólica do Sistema Teste Modificado	75
Tabela 9: Dados dos MTBESSs do Sistema Teste Modificado Cenário 2.....	78
Tabela 10: Dados dos Geradores e fontes PV e Eólica do Sistema Teste Modificado - Cenário 2	78
Tabela 11: Chaves Telecomandadas Normalmente Abertas NA e fechadas NF	83
Tabela 12: Dados dos MTBESSs do Sistema Real	84
Tabela 13: Dados de Geração solar e eólica- Sistema Real	85
Tabela 14: Dados dos Geradores para operação em Ilha.....	86
Tabela 15: Dados de Trânsito Real 07/07/2025	88
Tabela 16: Corrente dos geradores principais das ilhas em [A]	92
Tabela 17: Fator de potência dos geradores principais das ilhas.....	92

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Considerações Iniciais do Trabalho

O sistema elétrico de potência (SEP) desempenha um papel crucial na sociedade moderna, pois o fluxo elétrico é essencial para o funcionamento das infraestruturas críticas e atividades cotidianas. Não obstante, o SEP é exposto a diversas ameaças, como desastres naturais, ataques cibernéticos e falhas técnicas, que podem interromper a provisão de energia elétrica e afetar negativamente a sociedade.

O conceito clássico de confiabilidade, definida como a probabilidade de um componente ou sistema executar as funções designadas por um determinado período de tempo sob as condições para as quais foi projetado para operar [1], não é suficiente para orientar o projeto do sistema frente a eventos de alto impacto e baixa probabilidade (em inglês, *high-impact low-probability* - HILP).

A relevância dos eventos HILP no sistema elétrico é crucial, pois expõe fragilidades estruturais que comprometem a segurança do fornecimento. O apagão de 28 de abril de 2025, que atingiu toda a Península Ibérica, prolongou-se por cerca de 10 horas, afetou mais de 50 milhões de pessoas em Espanha, Portugal e Andorra (e parcialmente o sul de França), com restabelecimento completo nas primeiras horas de 29/04/2025 [2]. Entre as causas, destacam-se a elevada penetração de renováveis sem participação dinâmica no controle de tensão, a baixa disponibilidade de geração síncrona, como se observa na Figura 1, e a insuficiência de sistemas de armazenamento em baterias (BESS) capazes de fornecer suporte reativo imediato e inércia sintética, fatores que reduzem a resiliência do sistema [2]. Segundo o MoMo (sistema de vigilância da mortalidade do ISCIII), estimaram-se 147 mortes em excesso ($\approx 4,2\%$) nos três dias subsequentes ao evento [3].

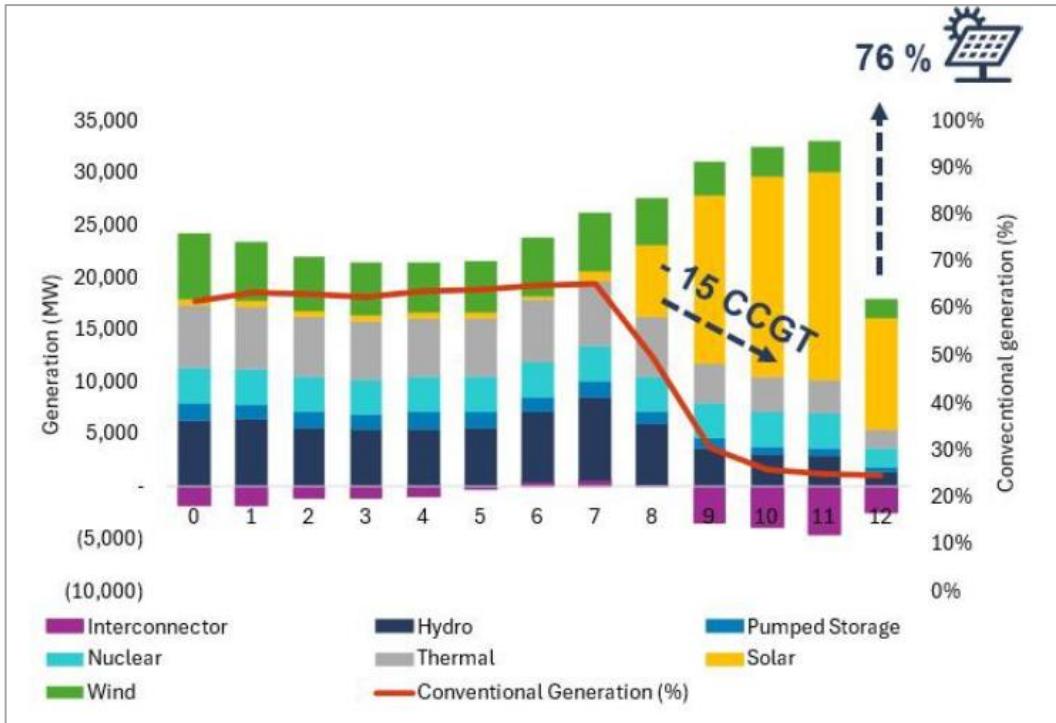


Figura 1: Curva de geração horária de 28 de abril, 0:00 h até 12:00 h [2]

O SEP tradicional é dividido em subsistemas de geração, transmissão e distribuição, mas com a inclusão das fontes de geração distribuída (em inglês, *distributed generation* - DG) no sistema elétrico de distribuição (SED), a divisão em subsistemas torna-se mais complexa, e o SED é considerado um sistema ativo contendo fontes integradas ao mesmo, inclusive os chamados prosumidores que são consumidores que podem fornecer energia à rede em determinadas condições. De esta forma o sistema evolui a uma microrrede (em inglês, *microgrid* - MG) ilustrada na Figura 2, que quando necessário pode ser desligada da rede principal e funcionar em modo ilhado mediante a abertura de uma chave localizada no ponto de acoplamento comum (em inglês *point of common coupling* - PCC).

Neste contexto, as redes inteligentes (em inglês *smart grids* - SGs), são indispensáveis para a supervisão e controle da complexidade do sistema mediante tecnologias aplicadas como equipamentos de manobra (interruptores ou chaves telecomandadas), medidores inteligentes, interruptores e controle de cargas, que são normalmente executadas desde um Centro de Controle Supervisor ou Sistema de Gerenciamento de Distribuição (em inglês *Advantage Distribution Management System* - ADMS), conectado mediante um protocolo de comunicação, sendo que os padrões mais utilizados são o DNP3 (em inglês *Distributed Network Protocol* - DNP3) e a IEC 61850 (norma da *International Electrotechnical Commission* - IEC) [4].

Normalmente, a MG não pode fornecer totalmente energia elétrica aos usuários conectados à rede durante uma operação ilhada por motivos de custos associados, por isso deve estar dimensionada para fornecer às principais cargas ou mais prioritárias.

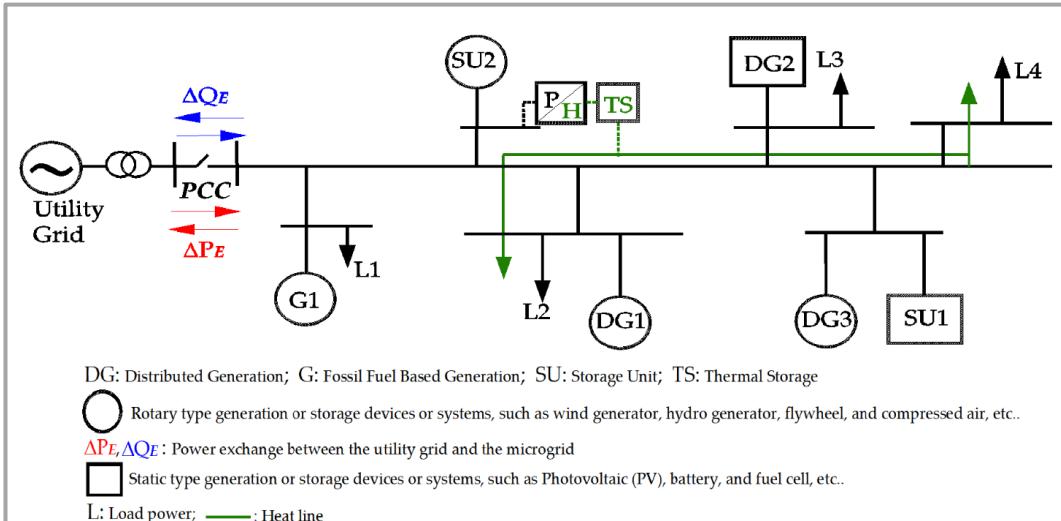


Figura 2: Microrrede Típica. Fonte: [5]

Em [5], é apresentada uma MG típica com um único PCC, responsável pela conexão da MG com a rede elétrica principal ou utilitária externa. Uma arquitetura representativa desse tipo de configuração é ilustrada na Figura 2.

A operação da microrrede é coordenada pelo Controlador Central da Microrrede, (*Microgrid Central Controller - MGCC*), que atua por meio de sensores, medidores e atuadores distribuídos, interligados por um sistema de comunicação. Esse arranjo permite a gestão integrada das fontes de geração disponíveis, bem como o controle das cargas conectadas, garantindo uma operação eficiente e estável da MG. O MGCC desempenha um papel fundamental na supervisão e coordenação das unidades de geração distribuída [4], sistemas de armazenamento e cargas conectadas à MG. Ele toma decisões operacionais em tempo real, incluindo o gerenciamento do modo conectado ou ilhado, o despacho ótimo dos recursos disponíveis, a resposta a contingências e a restauração pós-falha. Conforme especificado na norma IEEE Std 2030.7-2017 [6], o MGCC deve implementar um sistema de controle hierárquico, abrangendo desde o controle primário (resposta imediata e descentralizada das unidades às variações locais), passando pelo controle secundário (restabelecimento de variáveis globais como frequência e tensão nos níveis de referência), até o controle terciário (interação com a rede principal, definição de

estratégias operacionais e participação em mercados de energia), assegurando a estabilidade, a confiabilidade e a eficiência econômica da operação da MG.

1.2 Contextualização do Problema

Nos últimos anos, os estudos sobre o SED com presença de DG têm dado ênfase especial ao conceito de resiliência, que se refere à capacidade do sistema de assegurar o fornecimento de energia às cargas críticas frente a eventos HILP. Esses eventos incluem, por exemplo, desastres naturais severos, falhas em cascata ou ataques cibernéticos, cuja ocorrência é rara, mas cujas consequências podem comprometer gravemente a continuidade do serviço elétrico. Conforme definido em [7], a resiliência do sistema elétrico corresponde à capacidade de antecipar impactos, resistir à interrupção do serviço e restaurá-lo rapidamente, priorizando o atendimento às cargas críticas, entendidas como aquelas essenciais ao bem-estar da população e à continuidade dos serviços vitais da região atendida. Sempre que possível, busca-se também preservar o fornecimento às demais cargas, respeitando a hierarquia de prioridade estabelecida.

O Grupo de Trabalho CIGRE C4.47 define o conceito de resiliência como a capacidade do sistema de limitar a extensão, gravidade e duração da degradação do sistema após um evento extremo de alto impacto e baixa probabilidade [8], e analisa o alcance da resiliência mediante medidas a serem tomadas antes, durante e depois de eventos extremos, tais como: antecipação, preparação, absorção, sustentação de operações críticas do sistema, recuperação rápida, adaptação e aplicação das lições aprendidas.

A referência [9] propõe uma abordagem integrada para analisar a confiabilidade e a resiliência das redes elétricas, considerando fatores técnicos, sociais e institucionais. A partir de estudos de caso em Minnesota Estados Unidos, os autores destacam que métricas tradicionais não capturam adequadamente a resiliência frente a eventos extremos. O estudo enfatiza a importância de combinar dados operacionais com aspectos comunitários e territoriais, defendendo políticas energéticas mais contextuais e participativas para fortalecer a capacidade adaptativa das redes.

O conceito de resiliência em sistemas elétricos está inteiramente destinado a redes de distribuição ativas com fontes dispersas sobre o sistema, e ligada principalmente à capacidade do sistema de operar em ilhas. No planejamento destas ilhas resulta

economicamente inviável o fornecimento de todas as cargas durante um período de tempo prolongado, devido às capacidades das DGs instaladas na MG, e por esse motivo são realizadas propostas de otimização para os despachos dos geradores, priorização das cargas (com desligamento) e contribuição com fontes móveis que possam melhorar a resiliência das MGs. Dessa forma, diversas abordagens de otimização têm sido propostas com foco na alocação e despacho ótimo dos geradores, na priorização e gerenciamento das cargas críticas, incluindo o desligamento seletivo, bem como na incorporação de fontes móveis de energia, como os sistemas móveis de armazenamento em baterias (em inglês, *Mounted on Trucks Battery Energy Storage System - MTBESS*), com o intuito de aprimorar a resiliência e a continuidade do fornecimento [10].

Para lograr uma operação ótima durante um evento de perda da conexão à rede principal é necessário uma reconfiguração da rede, além dos despachos dos geradores, baterias e desligamentos de cargas segundo a prioridade estabelecida [11].

Vários trabalhos focados na melhora da resiliência foram realizados nos últimos anos. Em [12] é proposta uma metodologia de reconfiguração da rede com alocação e despacho ótimo de MTBESS. Nesse trabalho o sistema pode operar formando várias ilhas, como resposta a um evento de alto impacto consistente na perda da fonte principal ligada ao sistema de transmissão.

Em [13] é otimizado o despacho da DG e complementado com estações de energia móveis renováveis (em inglês, *Renewable Mobile Power Stations - RMPSSs*) de maneira similar aos MTBESSs que poderão ser instalados em pontos estratégicos para ajudar a restituir a maior carga possível, e melhorar a resiliência do sistema operando em ilha.

Em [14] é abordada a operação ilhada de microrredes, considerando cargas prioritárias utilizando o controle baseado em lógica nebulosa (*fuzzy logic*), procurando o melhor modo operacional para equilibrar a geração e a demanda.

Os fatores a serem considerados para a otimização de operações em ilhas são:

- A disponibilidade dos equipamentos inteligentes (em inglês, *Intelligent Electronic Device - IEDs*), que deverão ser atualizadas em tempo real para rodar os algoritmos de otimização, as fontes que fornecem a estes equipamentos e aos equipamentos de comunicação que são também considerados cargas prioritárias [15]. Incluindo os equipamentos de desligamentos e controle de carga, estes

dados deverão ser tomados em consideração para fazer o planejamento da operação.

- A disponibilidade das DGs (capacidade, energia disponível, limites de potência ativa e reativa), a energia armazenada nas baterias e seus limites de potência ativa e reativa [16].
- Os tempos de traslados dos MTBESSs e suas condições iniciais de energia e limites de potência ativa e reativa [17].
- As prioridades das cargas e a consideração da comunicação para classificar em cargas desligáveis ou não desligáveis [11].
- A curva de carga prevista e o tempo de desligamento provável [16].

1.3 Revisão Literária

Esta subseção apresenta uma revisão do estado da arte das metodologias de operação ótima em sistemas ilhados de distribuição para a melhoria da resiliência, redução de custos, e redução de perdas introduzindo os conceitos de DG, despacho ótimo, trânsito de MTBESSs, a reconfiguração de SED e as considerações topológicas da rede.

Vários trabalhos foram desenvolvidos utilizando aproximações lineares, sendo que em [16] é proposta a otimização de uma frota de MTBESSs para a minimização de custos totais de operação, manutenção e investimento, onde é proposta uma formulação baseada em Programação Linear Inteira Mista (em inglês, *Mixed-Integer Linear Programming - MILP*), em duas etapas com modelo estocástico utilizando simulação de Monte Carlo. Em [16], o objetivo é minimizar os custos de investimento e operação da MG.

Em [18] é abordado o problema de reconfiguração e alocação de DGs de forma simultânea utilizando MILP, onde a função objetivo é a perda elétrica e o fluxo utilizado é uma aproximação linear, sendo que os resultados não são exatos mas são bastante aproximados como os obtidos na literatura para os sistemas de prova utilizados.

A referência [19] aborda a otimização de operação em ilha considerando incertezas das fontes solar e eólica, onde é utilizado MILP para a resolução do problema de despacho ótimo.

Heurísticas também são aplicadas em abordagens de operação ótima em MGs, como apresentado em [13], onde se analisa o problema de alocação ótima de Recursos Móveis

de Potência (RMPs) e o despacho ótimo por meio do algoritmo de otimização por enxame de partículas (em inglês *Particle Swarm Optimization* - PSO), combinado com programação dinâmica (PD). A aplicação ocorre em um cenário de operação em ilha, após a desconexão da rede principal, sendo a função objetivo maximizar a carga prioritária atendida.

Em [11] é abordado o problema de reconfiguração e alocação ótima de baterias para maximizar a carga despachada segundo sua prioridade, é utilizado o algoritmo baseado em Sistemas Imunológicos Articiais, (em inglês, *Artificial Immune Systems* - AIS) em duas camadas para esse propósito, e considerada a possibilidade de formação de várias ilhas e os chaveamentos, desligamentos de cargas e despacho das fontes.

Dois métodos recentes foram propostos para aumentar a resiliência de redes de distribuição por meio do uso de MTBESS. Em [10], é apresentado um modelo baseado em MGs, MTBESS e estacionamentos de veículos elétricos *plug-in* (em inglês, *Plug-in Electric Vehicle Parking Lots* - PEV-PLs), com formulação MILP e uma modelagem espaço-temporal para coordenar o deslocamento dos MTBESSs, o despacho de geração renovável local e a priorização de cargas críticas, porém não são considerados chaveamentos e fluxo de potência exato. Em [20], propõe-se um modelo espaço-temporal linear multifásico para uma frota de MTBESSs, com foco na transferência de energia entre ilhas isoladas durante emergências, visando reduzir o vertimento de renováveis e suprir cargas não atendidas. Este segundo modelo considera explicitamente o tempo e custo de transporte, a vida útil da bateria e inversores de quatro quadrantes, além de desacoplar a logística da rede elétrica, reduzindo o custo computacional, mas também não considera chaveamentos nem fluxo de potência exato. Ambos modelos usam MILP e são aplicados à rede IEEE de 33 barras, mas diferem na estrutura: o primeiro é fortemente acoplado à topologia da rede e foca na recomposição resiliente com MGs, enquanto o segundo prioriza a mobilidade e o uso ótimo da geração renovável excedente.

A referência [21] apresenta uma abordagem para otimizar a operação de MGs oferecendo serviços de flexibilidade aos Operadores do Sistema, mesmo com incertezas na previsão de energia. O método utiliza controle preditivo por modelo estocástico (em inglês, *Stochastic Model Predictive Control* - SMPC), e Programação Quadrática Mista com Variáveis Inteiras (em inglês, *Mixed-Integer Quadratic Programming* - MIQP) para coordenar o agendamento e replanejamento da MG, reduzindo riscos de penalidades no

mercado de regulação.

Em [22] propõe-se uma metodologia híbrida de otimização (em inglês, *Hybrid Optimization Methodology* - HOM) para o dimensionamento ótimo de baterias de fluxo redox de vanádio (em inglês, *vanadium redox flow batteries* - VRFBs) em sistemas de potência com geração renovável, com o objetivo de fornecer controle carga-frequência (em inglês, *Load Frequency Control* - LFC). O modelo considera os custos operacionais e de investimento, bem como a qualidade da frequência do sistema, utilizando otimização estocástica com simulações quase-estacionárias e índices estatísticos para tratar as incertezas. A abordagem permite uma avaliação precisa das características estocásticas do sistema.

Em [23] é descrita uma MG típica onde existe um só PCC, limitando as possibilidades de operação flexível com o sistema elétrico geral tanto com outras MGs com a rede utilitária. Na Figura 3, apresenta-se a topologia da MG proposta com múltiplos interruptores (*switches*) que podem atuar como PCCs alternativos possibilitando a interligação com outras ilhas ou redes adjacentes. Essa configuração flexível é coordenada pelo MGCC, que se comunica diretamente com o sistema de gerenciamento ADMS, mas que também pode operar de forma autônoma, com controle local coordenado ou independente, em caso de falha de comunicação com o centro de controle principal.

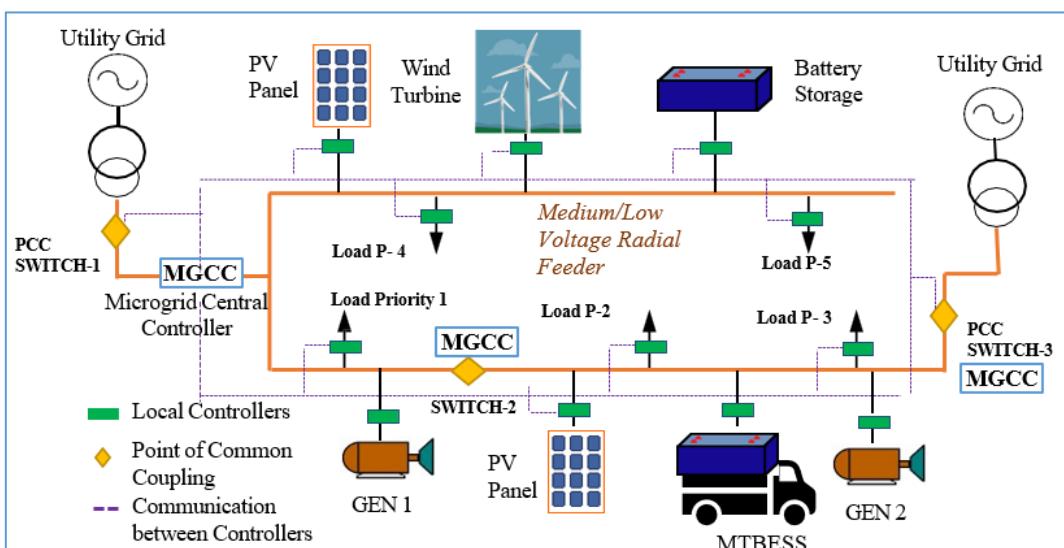


Figura 3: MG considerada para o estudo. Fonte: Autoria própria.

Na bibliografia consultada não foi encontrada uma abordagem que considere o tempo de transporte dos MTBESSs, reconfiguração, despacho de baterias e fontes, desligamento de cargas, ponderação de cargas prioritárias horárias, e cálculo de fluxo de potência exato.

No estudo de resiliência, o cálculo exato do fluxo de potência é crucial, pois representa com maior fidelidade os efeitos elétricos (desequilíbrios, quedas de tensão, limites operacionais e fluxos reativos) que determinam a capacidade real de atendimento às cargas prioritárias. Ao evitar simplificações excessivas e linearizações agressivas, reduz-se o risco de superestimação da capacidade de serviço, tornando as decisões de despacho e reconfiguração mais confiáveis.

1.4 Motivação

A operação das SGs, com chaves telecomandadas, controle de desligamento de cargas, despacho das DGs e baterias alocadas no sistema contribui em aspectos como a estabilidade do sistema [24], as vantagens econômicas de redução de picos e nos custos de energia, sendo também uma contribuição à diversificação da matriz energética e a redução do gases de efeito estufa [25]. Também a operação ótima das SGs possibilita o aumento da resiliência do sistema de forma a manter o serviço essencial às cargas prioritárias ante uma contingência de alto impacto e baixa probabilidade [7], sendo este último um foco de pesquisa atual muito importante para contribuir considerando a elevada complexidade e possibilidade de melhoria ainda.

Vários trabalhos foram feitos neste contexto como se pode observar na Tabela 1, sendo alguns trabalhos detalhados segundo a abordagem feita na otimização e o método utilizado. Nenhum artigo ainda abordou o problema considerando de forma paralela a reconfiguração com chaveamentos, formação de várias ilhas de forma ótima, o despacho ótimo das DGs e baterias fixas e móveis, utilizando fluxo de potência exato, além das considerações holísticas do transporte e as prioridades horárias das cargas.

Tabela 1: Resumo de trabalhos de Otimização para melhora de resiliência e proposta

Referências/ Abordagem - Otimização	[13]	[11]	[12], [16], [20]	[10], [26], [27]	[22]	[14]	* EAIS/MLIP
Reconfiguração (chaveamentos)							
Otimização de operação em várias ilhas							
Consideração da Curva de Previsão de Demanda e geração							
Alocação de MTBESSs ou RMPSSs							
Consideração de tempo de trânsito dos MTBESSs							
Conex/Desc. de cargas prioritárias constantes							
Conex/Desc de cargas prioritárias horárias							
Controle de carga contínua							
Fluxo de Potência Exato							
Método de Otimização	PSO/PD	AIS/AIS	MILP	MILP	MILP	FUZZY	EAIS/MILP

*EAIS/MILP: Proposta

A metodologia proposta baseia-se principalmente em uma heurística inspirada em AIS, com ênfase em sua variante EAIS (em inglês, *Enhanced Artificial Immune System - EAIS*) desenvolvida em [28], complementada pelo uso de MILP.

Neste trabalho, o desafio é propor uma nova metodologia de otimização aplicada a um evento com desconexão da rede principal mediante operação em ilha, além da transferência de carga com outros alimentadores ou circuitos, se estiverem disponíveis; com possibilidade de reconfiguração por chaves telecomandadas; sistema de gerenciamento de energia (em inglês, *Energy Management System - EMS*) para o despacho das fontes, baterias fixas e moveis e a DG disponível, considerando as **variáveis holísticas de tempo de trânsito e conexão** dos MTBESSs, segundo o horário mediante informações do servidor de *google maps*, as alocações e condições iniciais de carga dos MTBESSs além das **prioridades de cargas horárias** determinadas segundo a hora e o dia de operação conforme a umas curvas de ponderações horárias para cada tipo de carga, viabilizando decisões mais inteligentes frente a contingências no sistema elétrico.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivos Gerais

O objetivo da proposta é desenvolver uma nova metodologia de EMS aplicável a SG que integre reconfiguração da rede por meio de chaveamentos e controle coordenado de cargas e fontes de energia (baterias e geradores, fixos e móveis), capaz de otimizar a capacidade de serviço de uma MG durante uma operação ilhada programada ou não programada, priorizando as cargas segundo seu importância atribuída de forma horária, mediante cortes seletivos e controle contínuo de algumas cargas, e além disso com uma mínima queda de tensão e perdas elétricas possíveis, considerando o trânsito, tempo de deslocamento e estado inicial dos MTBESSs, além das condições operacionais dos geradores e baterias fixas alocados na rede. Com isso, pretende-se ampliar significativamente a resiliência do sistema elétrico frente a contingências ou eventos extremos.

1.5.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho estão descritos a seguir:

- **Reconfiguração da rede e formação de ilhas baseada em AIS utilizando teoria de grafos:** São analisadas as diferentes configurações viáveis da rede e a formação de ilhas no interior do sistema elétrico, os dados de topologia são transferidos à segunda etapa e posteriormente são incorporados os resultados ótimos obtidos consistentes em os dados de cargas e despacho de baterias em cada uma das configurações. Posteriormente é aplicado o AIS para a procura da solução ótima. A função a otimizar maximiza as cargas ligadas ponderadas segundo sua prioridade horária (capacidade de serviço), e minimiza as perdas, o desvio da tensão, e o balanço de carga, sendo que a função multiobjetivo é calculada mediante regras de lógica difusa.
- **Proposta de EMS baseada em MILP para operação da MG durante um ilhamento programado ou não programado:** Nesta etapa, o objetivo é desenvolver a otimização do despacho de cargas e fontes de energia por meio de MILP, considerando uma configuração topológica previamente definida. Tal configuração é fornecida pela camada principal do sistema, e os resultados obtidos nesta etapa, que incluem os perfis de carga atendida e o despacho

otimizado das unidades de armazenamento são retroalimentados à camada principal, possibilitando a continuidade da heurística global baseada em AIS e lógica difusa. O modelo também contempla o ajuste do desempenho dos geradores despacháveis, utilizando o cálculo do fluxo de potência trifásico desbalanceado e incorporando as restrições operacionais associadas à curva de capacidade dos geradores.

- **Aplicação da metodologia proposta a cenários de operação conectados à rede utilitária:** A modelagem desenvolvida é aplicável a regimes operacionais nos quais há disponibilidade de recursos da rede principal, permitindo sua utilização tanto em condições normais de operação quanto em situações híbridas.

Uma vez desenvolvidas as metodologias propostas, serão realizadas simulações em um sistema teste modificado de 33 barras, amplamente utilizado na literatura, bem como em um sistema real de grande porte. O objetivo é validar a coerência, a aplicabilidade e a eficiência da abordagem desenvolvida em cenários de diferentes escalas e complexidades operacionais. Para incorporar as condições de trânsito, utilizam-se como dados de entrada as previsões de tempo de deslocamento fornecidas pela interface de programação de aplicações do Google Maps (em inglês, Google Maps Distance Matrix API) [29], as quais alimentam os algoritmos de reconfiguração e de alocação dos MTBESSs.

1.6 Estrutura do Trabalho

A estrutura do texto está organizada conforme descrito a seguir: o Capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos relacionados a redes elétricas de distribuição e técnicas de otimização aplicadas; o Capítulo 3 trata da modelagem matemática das redes de distribuição e das MGs consideradas neste trabalho; o Capítulo 4 propõe a formulação da metodologia proposta para resolução do problema; o Capítulo 5 descreve os sistemas utilizados nos estudos de caso e apresenta os resultados obtidos por meio de simulações computacionais, avaliando a eficácia e as contribuições da metodologia proposta; por fim, o Capítulo 6 expõe as considerações finais, destacando as principais conclusões e sugerindo possíveis direções para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Fundamentos Teóricos de Redes Elétricas e Otimização

Este capítulo apresenta os fundamentos teóricos essenciais para a compreensão da modelagem de sistemas elétricos de distribuição, tanto da rede principal quanto das MGs, bem como das técnicas de otimização aplicadas à sua operação e planejamento. São abordados conceitos relacionados à representação das redes por meio da teoria dos grafos, ao cálculo de fluxo de potência, e aos métodos de otimização aplicados ao despacho de cargas e fontes, à alocação de recursos energéticos de forma a prover os insumos para a formulação matemática da proposta do trabalho.

2.1 Teoria de Grafos

Os cálculos de fluxo de potência, as construções das diferentes topologias da rede radial, a abordagem das trajetórias dos MTBESSs, precisam de uma modelagem matemática adequada para a representação algébrica e gráfica dos componentes do sistema elétrico. A ferramenta matemática com maior força para estes tipos de aplicações é a Teoria de Grafos definida algebraicamente com matrizes e vetores. Mediante operações destas matrizes e vetores é possível fazer os cálculos de fluxo de potência em diferentes configurações, considerando as ações de controle de abertura e fechamento das chaves alocadas nos circuitos, e os traslados dos MTBESSs e conexão a um nó do sistema.

A seguir, apresentam-se as principais definições de Teoria de Grafos utilizadas para o desenvolvimento do trabalho.

2.1.1 Definições Principais

Grafo: Um grafo é um conjunto, não vazio, de objetos chamados vértices (ou nós) e uma seleção de pares de vértices, chamados arestas que podem ser orientados ou não [30], e assim um grafo é um par de conjuntos $G = (V, E)$, onde V é o conjunto de vértices $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$, e E , é o conjunto de arestas $E = \{e_1, e_2, \dots, e_m\}$, sendo que este último é um conjunto de pares da forma $\{(v_i, v_j)\}$ tal que $v_i, v_j \in V$.

Árvores: Um grafo $G = (V, E)$ qualquer pode ser definido como uma árvore, se e somente se, G é um grafo conexo sem ciclos. Alguns teoremas importantes sobre árvores são transcritos abaixo. Isto implica que todos os vértices estão conectados e não existem

ciclos.

Teorema 1: existe um e apenas um caminho, entre qualquer par de vértices em uma árvore.

Teorema 2: Uma árvore com n vértices tem $n - 1$ arestas. A adição de qualquer nova aresta cria exatamente um ciclo.

Teorema 3: Teorema de Cayley – Em um grafo completo G_c , com n vértices e $m = \frac{n(n-1)}{2}$ arestas, existem n^{n-2} árvores que são subgrafos de G_c .

Floresta: Uma floresta é um grafo não orientado, em que todos os componentes ligados são árvores, e assim, uma floresta é um conjunto disjunto de árvores.

A rede elétrica de distribuição é normalmente radial com recursos, e pode-se representar matematicamente mediante a Teoria de Grafos como uma floresta, onde cada alimentador constitui uma árvore.

2.1.2 Obtenção de Diferentes Configurações Viáveis

No modelo proposto, tanto os alimentadores de distribuição quanto as redes operando em ilhamento são modelados como estruturas radiais, representadas por árvores, de modo a preservar a topologia típica dos sistemas de distribuição [31]. Na Figura 4 pode-se observar uma rede mista que consta de dois alimentadores de distribuição e duas redes operando em ilha. No Capítulo 3, serão incorporadas os MTBESSs e suas respectivas trajetórias à modelagem do sistema elétrico, por meio de sua representação como parte integrante do grafo da rede. Essa abordagem permite acoplar os traslados das unidades móveis de armazenamento à reconfiguração topológica do sistema, possibilitando uma modelagem unificada e consistente das decisões de mobilidade e operação elétrica.

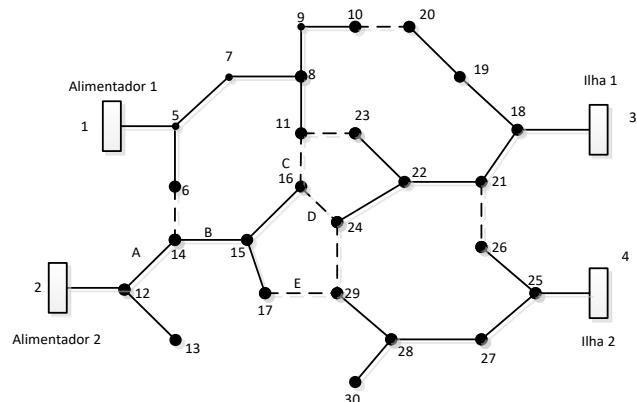


Figura 4: Grafo de um Sistema Elétrico de Distribuição

Na Seção 2.7, desenvolve-se a meta-heurística utilizada para metodologia proposta. Um conceito central nesse processo é a mutação, entendida como uma alteração aleatória e controlada no indivíduo para diversificar a busca [32]. Quanto às mudanças de topologia, a mutação modifica a estrutura do grafo preservando a radialidade como em [28].

As mutações feitas para as trocas de configuração, formação de ilhas, câmbios de trajetos de MTBESSs são feitas mediante a Teoria de Grafos. Serão consideradas duas estratégias para gerar configurações radiais viáveis, descritas a seguir.

2.1.2.1 Mediante o Algoritmo de Prim

Em [33] é utilizado o algoritmo de Prim (AP) para a obtenção da população inicial. O processo consiste em criar árvores de caminhos de menor custo, a partir de estabelecer pesos aleatórios às arestas do Grafo G_c inicial. Também o AP é útil para a obtenção de configurações novas mediante mutações estabelecendo os pesos adequados para garantir a ação de controle determinada. Como o AP cria árvores, a viabilidade da configuração modificada é garantida.

Outros algoritmos para este problema são o Algoritmo de Kruskal e o Algoritmo de Boruvkas [31]. No entanto, estes algoritmos podem ser empregados em grafos desconexos, enquanto que o AP precisa de um grafo conexo.

Em cada iteração do AP, uma aresta que conecta um vértice em um subgrafo a um vértice fora do subgrafo deve ser encontrada. Uma vez que o grafo G está ligado, sempre haverá um caminho para cada vértice. A saída Y do Algoritmo é uma árvore, já que cada aresta e vértice adicionado a Y estão conectados. Seja então Y a árvore geradora mínima.

O algoritmo continuamente incrementa o tamanho da árvore, uma aresta por vez, iniciando-se com uma árvore de um só vértice, até cobrir todos os vértices.

Os passos do AP [33], são descritos a seguir:

1. Entrada: Um grafo ponderado conectado com vértices V e arestas E (os pesos podem ser negativos);
2. Inicializar: $V_{\text{new}} = \{x\}$, onde x é um nó arbitrário (ponto de partida) de V , $E_{\text{new}} = \{\}$;

3. Repetir até $V_{\text{new}} = V$;
4. Escolher uma aresta (u, v) com mínimo custo, tal que u está em V_{new} e v não (se há múltiplas arestas com mesmo peso, algum dentre eles pode ser escolhido);
5. Adicionar v a V_{new} e (u, v) a E_{new} ;
6. Saída: V_{new} e E_{new} descrevem a árvore geradora mínima.

2.1.2.2 Mediante a Utilização dos Conceitos de Laços Fundamentais

Uma árvore tem $n - 1$ arestas, e os Laços Fundamentais (*Fundamental Loops*) estão definidos como os laços ou ciclos principais que são formados ao incluir as arestas agregadas a uma árvore [34]-[32]. O número de laços fundamentais de um grafo está dado por:

$$L_f = m - n + 1 \quad (2.1)$$

onde L_f é o número de laços fundamentais formados, m e n são os números de arestas e nós, respectivamente. Pode-se observar que o número de laços fundamentais é igual ao número de arestas que deve ser retirado do grafo não direcionado para formar o conjunto de grafo direcionado, neste caso a árvore.

Na Figura 5 pode-se verificar os laços fundamentais de grafos, que são os possíveis anéis de uma árvore ou ciclos que podem ser feitos com as arestas disponíveis no grafo não orientado inicial. Para o exemplo ilustrado tem-se três laços fundamentais:

- $L_1 = \{e_1, e_2, e_8, e_{11}, e_7, e_5\}$
- $L_2 = \{e_2, e_3, e_{13}, e_{10}, e_9\}$
- $L_3 = \{e_1, e_3, e_{14}, e_{15}, e_{16}, e_6, e_4\}$

Note que esses conjuntos são formados ao incluir as arestas que inicialmente não estão na árvore, mas pertencem ao grafo não dirigido por exemplo o conjunto L_1 se consegue adicionando a aresta e_{11} , que não pertence à árvore inicial, mas pertence ao grafo não dirigido.

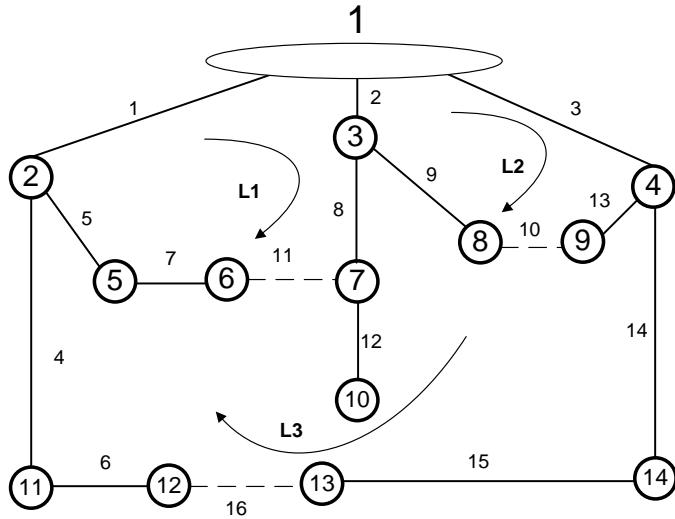


Figura 5: Grafo do Sistema Teste de 14 barras.

A partir de uma árvore inicial G_1 e considerando os laços fundamentais do grafo G , que é o grafo não dirigido, que contém todas as arestas possíveis $G_1 \in G$, é possível gerar todas as árvores que são subgrafos de G . Seleciona-se uma aresta que não pertence ao grafo G_1 . Por exemplo, na Figura 5, ao selecionar a aresta e_{10} , forma-se um ciclo; se identifica todas as arestas pertencentes ao ciclo $L_2 = \{e_2, e_3, e_{13}, e_{10}, e_9\}$. Posteriormente, seleciona-se uma delas (exceto a mesma e_{10}), por exemplo a aresta e_3 para retirar do grafo G_1 e então tem-se o novo grafo G_2 que é uma árvore na Figura 6. Note-se que a aresta e_{13} muda de sentido. A aresta inicial era $e_{13-0} = (v_4, v_9)$ e a aresta final $e_{13-f} = (v_9, v_4)$ para os vértices v_9 e v_4 , e a nova aresta $e_{10} = (v_8, v_9)$, $e_{10} \in G_2$.

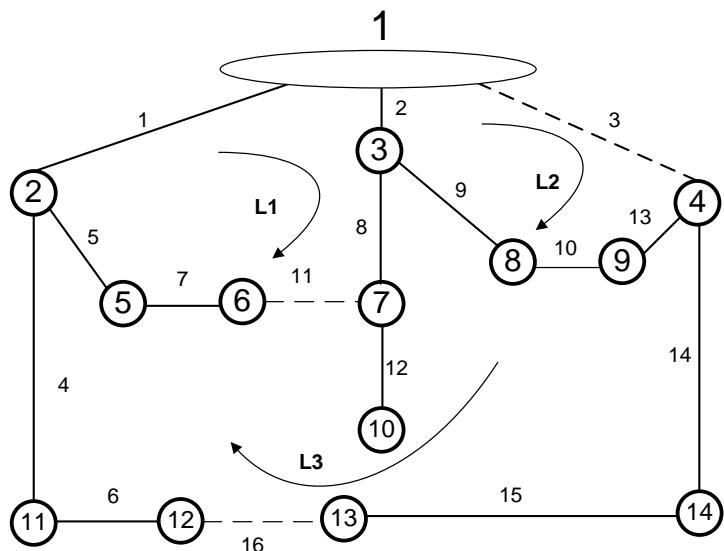


Figura 6: Grafo do Sistema Teste de 14 barras.

A partir de uma árvore inicial considerada, são obtidas as outras configurações aplicando o conceito de laços fundamentais.

Em seguida serão detalhadas as operações algébricas utilizadas para as mudanças de configuração e a obtenção das matrizes para o fluxo de potência.

2.1.3 Matriz de Incidência de Elementos

A matriz de incidência $B = [b_{ij}]$ de um grafo $G = (V, E)$, com $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$, e $E = \{e_1, e_2, \dots, e_m\}$, é definida da seguinte forma:

$$B(i, j) = \begin{cases} \pm 1 & \text{se } v_i \in e_j \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.2)$$

Se G é um dígrafo, então $B(i, j) = +1$ se v_i está no início da seta e $B(i, j) = -1$, caso v_i esteja na cabeça da seta.

Portanto para as árvores os termos são reduzidos ao seguinte:

$$B(i, j) = \begin{cases} +1 & \text{para os elementos diagonais } B(i, i) \\ -1 & \text{se } e_k = (v_i, v_j) \\ 0 & \text{para todas as outras componentes} \end{cases} \quad (2.3)$$

Por exemplo, para a Figura 5 a matriz de incidência correspondente é a dada na Figura 7.

		nó "para"													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
nó "de"	1	1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
	3	0	0	1	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	1	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1
	5	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0
	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0

Figura 7: Matriz de Incidência de Elementos

2.1.4 Matriz de Alcance de um Grafo Orientado

Considera-se um grafo radial (árvore) orientado a partir do nó de origem. Define-se a Matriz de Percursos R tal que $R(i, j) = 1$ se, e somente se, o nó j pertence ao percurso do nó de origem até o nó i ; caso contrário, $R(i, j) = 0$. O resultado da equação (2.4) é uma Matriz de Percursos, no qual, em cada fila i tem-se quais são os nós que estão no percurso (nós Alcançados) desde o nó i até o final do grafo correspondente. Observando a coluna j , é possível identificar quais são os nós que “precedem” a este desde o nó de origem. Para o grafo da Figura 5, a Matriz de Alcance R correspondente é mostrada na Figura 8.

$$R = \text{inv}(A) \quad (2.4)$$

		nós alcançados													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
nó de partida	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	2	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	
	3	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	
	4	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	
	5	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
	7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	
	8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	
	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	
	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	
	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	

Figura 8: Matriz de Alcance

É possível observar nesta matriz que, por exemplo, desde o nó v_1 (observando a fila 1) são alcançados todos os nós do grafo da Figura 5, é importante descrever que todos os nós são alcançados uma só vez, portanto o grafo corresponde a uma árvore. Por outro lado, do nó 2 (observando a fila 2) os nós alcançados serão os nós: $\{v_5, v_6, v_{11}, v_{12}\}$. Também pode ser observado que o nó v_{13} (observando a coluna 13) está conectado através dos nós $\{v_1, v_4, v_{14}\}$. Todas estas afirmações estão em concordância com o grafo da Figura 5.

Se algum nó v_j for alcançado duas vezes pelo nó v_1 (nó principal), então o elemento $R(1, j) = 2$, isso implica que o grafo tem um ciclo.

2.1.5 Notação e Operações Algébricas

A notação mais utilizada para a variável de controle de configurações consiste em um vetor de componentes binárias [9, 17, 25, 28] a seguir:

$\mathbf{Y} = [y_1, y_2, y_3, \dots, y_k, \dots, y_m]$, onde $y_k = 0$ se a chave i está aberta e $y_k = 1$ se a chave k está fechada.

Também pode ser representado pelos vetores de chaves N , N_1 e N_2 . Onde $N = [1, 2, 3, \dots, k, \dots, m]$ representa as chaves em ordem correlativa, $N_1 = \{n_{kf}\}$ é o conjunto de chaves fechadas e $N_2 = \{n_{ka}\}$ é o conjunto de chaves abertas de forma que $N = \{N_1, N_2\}$ é o conjunto total de chaves.

Na Figura 9 pode-se observar o grafo do sistema teste de 33 barras utilizado em [28], [35], cujos dados se apresentam nas **Tabela 2** e **3**. Neste trabalho esses dados serão utilizados no sistema teste modificado para as simulações.

Tabela 2: Dados de Ramos de Sistema Teste de 33 Barras

Ramo	De	Para	R(ohm)	X (ohm)	Ramo	De	Para	R(ohm)	X (ohm)
1	1	2	0,0922	0,047	20	20	21	0,4095	0,4784
2	2	3	0,493	0,2511	21	21	22	0,7089	0,9373
3	3	4	0,366	0,1864	22	3	23	0,4512	0,3083
4	4	5	0,3811	0,1941	23	23	24	0,898	0,7091
5	5	6	0,819	0,707	24	24	25	0,896	0,7011
6	6	7	0,1872	0,6188	25	6	26	0,203	0,1034
7	7	8	0,7114	0,2351	26	26	27	0,2842	0,1447
8	8	9	1,03	0,74	27	27	28	1,059	0,9337
9	9	10	1,044	0,74	28	28	29	0,8042	0,7006
10	10	11	0,1966	0,065	29	29	30	0,5075	0,2585
11	11	12	0,3744	0,1238	30	30	31	0,9744	0,963
12	12	13	1,468	1,155	31	31	32	0,3105	0,3619
13	13	14	0,5416	0,7129	32	32	33	0,341	0,5302
14	14	15	0,591	0,526	33	8	21	2	2
15	15	16	0,7463	0,545	34	9	15	2	2
16	16	17	1,289	1,721	35	12	22	2	2
17	17	18	0,732	0,574	36	18	33	0,5	0,5
18	2	19	0,164	0,1565	37	25	29	0,5	0,5
19	19	20	1,5042	1,3554					

A partir dos conjuntos de chaves fechadas e abertas seja na notação Y ou na notação $N = \{N_1, N_2\}$ é possível conseguir as diferentes configurações do sistema elétrico de distribuição, ou seja, os grafos dirigidos em forma de árvore que representam essas configurações.

Tabela 3: Dados de Barras de Sistema Teste de 33 Barras

BARRA	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Qbc (kVAr)	BARRA	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Qbc (kVAr)
1	0	0	0	18	90	40	0
2	100	60	0	19	90	40	0
3	90	40	0	20	90	40	0
4	120	80	0	21	90	40	0
5	60	30	0	22	90	40	0
6	60	20	0	23	90	50	0
7	200	100	0	24	420	200	0
8	200	100	0	25	420	200	0
9	60	20	0	26	60	25	0
10	60	20	0	27	60	25	0
11	45	30	0	28	60	20	0
12	60	35	0	29	120	70	0
13	60	35	0	30	200	600	0
14	120	80	0	31	150	70	0
15	60	10	0	32	210	100	0
16	60	20	0	33	60	40	0
17	60	20	0				

A configuração inicial do sistema teste IEEE de 33 barras da Figura 9 está representada pelos vetores:

N = [1,2, 3, 4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35,36,37]

$$N_1^0 = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32]$$

$$N_2^0 = [33,34,35,36,37]$$

A notação simplificada é $N_2^0 = [33,34,35,36,37]$, conhecido o vetor N previamente.

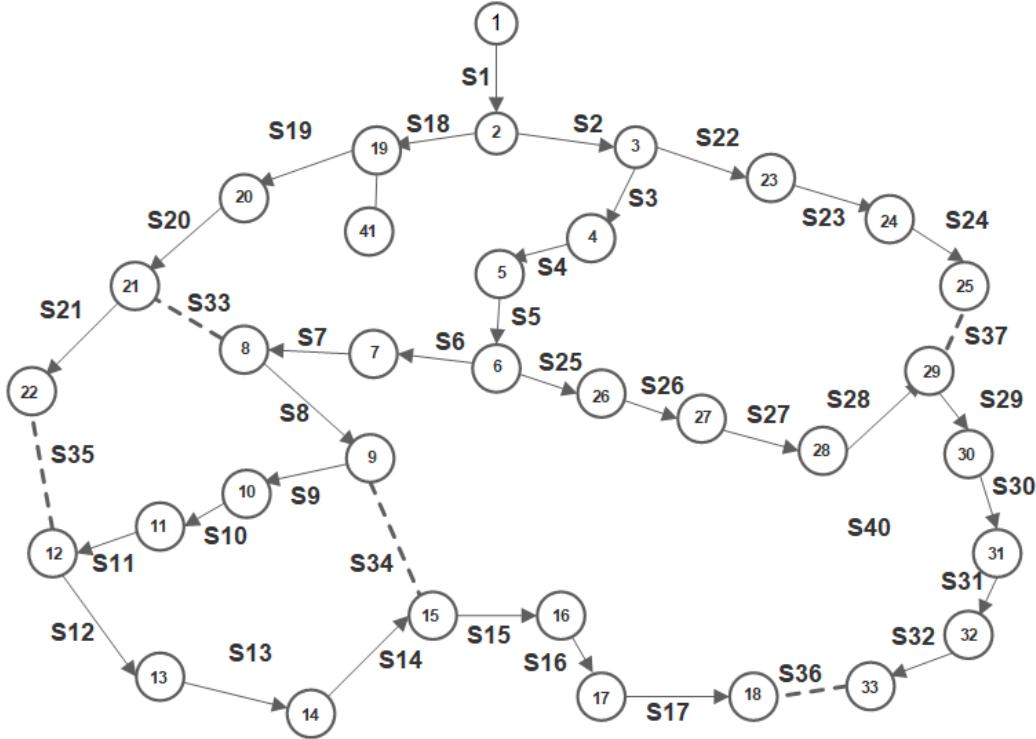


Figura 9: Grafo do Sistema Teste de 33 barras

A partir desta variável de controle pode ser apurado o conjunto de arestas do grafo $G_0 = \{V, E_0\}$ direcionado dado pelos conjuntos V e E_0 .

$$V = \{1, 2, 3, \dots, 33\}$$

$$E_0 = \left\{ (1,2), (2,3), (3,4), (4,5), (5,6), (6,7), (7,8), (8,9), (9,10), (10,11), (12,13), (14,15), (15,16), (16,17), (17,18), (2,18), (18,19), (19,20), (20,21), (21,22), (3,23), (23,24), (24,25), (6,26), (26,27), (27,28), (28,29), (29,30), (30,31), (31,32), (32,33) \right\}$$

A partir do conjunto E_0 é possível construir a matriz de incidência A_0 fazendo $A_0(i, i) = 1$ e $A_0(i, j) = -1$ se existe a aresta $(i, j) \in E_0$, e as demais componentes iguais a 0. A partir da matriz de incidência é possível calcular a matriz de Alcance $R_0 = \text{inv}(A_0)$.

2.1.5.1 Operações Algébricas para Modificar a Configuração.

Para qualquer sistema dado pelo grafo $G_0 = \{V, E_0\}$, que representa a uma árvore, com matriz de incidência A_0 , onde $G_0 \in G_c = \{V, E\}$, G_c é o grafo completo não dirigido que inclui as chaves abertas, e o vetor N representa o conjunto de chaves $N \equiv E$, N_1^0 e N_2^0 são os vetores de chaves fechadas e abertas da configuração inicial.

As operações algébricas que devem ser feitas são as seguintes:

- 1) Selecionar uma chave $p \in N_2^0$ (aberta) do grafo G_c ou seja uma aresta $e_p = (q, r) \in G_c \cap \notin G_0$
- 2) Fazer: $A_{0^*} = A_0$, $A_0^*(q, r) = -1$, $R_0^* = \text{inv}(A_0^*)$
- 3) Buscar os elementos m_i tais que $R_0^*(m_i: , r) = 2$
- 4) Buscar todas as arestas $e_i = (n_i, m_i)$ de modo que $A_0^*(n_i, m_i) = -1$, $E_{anel}^* = \{e_i\}$
- 5) Selecionar uma aresta $e_0 = (n_0, m_0) \in E_{anel}^*$
- 6) Fazer: $A_0^{**} = A_0^*$, $A_0^{**}(n_0, m_0) = 0$
- 7) Fazer: $R_0^{**} = \text{inv}(A_0^{**})$
- 8) Identificar os elementos desconectados “ q_i ” tais que $R_0^{**}(1, : q_i) = 0$
- 9) Buscar os elementos $A_0^{**}(r_i, q_i) = -1$, logo fazer $A_0^{**}(r_i, q_i) = 0$, $A_0^{**}(q_i, r_i) = -1$ (inversão do sentido de fluxo do caminho)
- 10) Obtém-se as matrizes $A_1 = A_0^{**}$, $R_1 = \text{inv}(A_1)$ e o vetor $N_2^1 = \{N_2^0 - e_0 + e_p\}$

Essas operações algébricas serão empregadas tanto na modelagem da rede quanto na fase de hipermutação do algoritmo, contribuindo para a geração de soluções diversificadas e viáveis no processo de otimização. Nos passos 1 e 5 a seleção das chaves e os trajetos representados por arestas serão feitos seguindo a filosofia da referência [28] que é a base do algoritmo EAIS utilizado.

2.2 Fluxo de Potência

Os métodos de fluxo de potência mais comumente aplicados em sistemas de transmissão são baseados no algoritmo de Newton-Raphson, incluindo suas variantes desacoplada e desacoplada rápida. No entanto, quando aplicados a sistemas de

distribuição, esses métodos enfrentam limitações, especialmente devido à elevada quantidade de barras e à necessidade de fatoração de matrizes mal condicionadas. Tal mal condicionamento está relacionado à alta razão R/X característica dos circuitos de distribuição, os quais apresentam cargas distribuídas ao longo de trechos com impedâncias de acoplamento relativamente pequenas. Embora existam adaptações do método de Newton-Raphson para sistemas de distribuição como os algoritmos baseados em rotação de eixos [36], nesta tese será adotado um método amplamente utilizado e reconhecido por sua eficiência em redes radiais e fracamente malhadas: o método de varredura direto-inversa (*forward-backward sweep*).

2.2.1 Métodos de Varredura Direto-Inversa

Os métodos de varredura direto-inversa são:

- a) Método da soma de potência.
- b) Método da soma de corrente.
- c) Método da soma de impedância.

O Método de Soma de Correntes descrito em [37], é baseado na relação entre injeção de corrente nas barras e as correntes nos ramos. Como todos os métodos de varredura, este é especializado para redes radiais de distribuição, sendo que as redes radiais de distribuição têm n barras (*bus*) para $n - 1$ linhas ou ramos (*branch*). As correntes de ramos podem expressar-se em termos de correntes de barras. As correntes do nó j e as correntes dos ramos $i - j$ estão relacionados pela equação (2.5)

$$I_j = I_{ij} - \sum_{k \in k(j)} I_{jk} \quad (2.5)$$

onde $k(j)$ é o conjunto de nós conectado ao nó j

Para a barra de referência a potência não é especificada e, portanto, é excluída, e a relação entre correntes de barra e de ramos são derivadas, como uma matriz quadrada não singular na equação (2.6).

$$\mathbf{I}_{bus} = \mathbf{K} \mathbf{I}_{branch} \quad (2.6)$$

A matriz \mathbf{K} é chamada de matriz de incidência de elementos. É a mesma matriz de

incidência da Teoria de Grafos $K = A$. Portanto é uma matriz quadrada não singular de ordem n , onde n é o número de nós. É construída de maneira simples, onde cada linha descreve os elementos incidentes. Os elementos da matriz de incidência são construídos da seguinte maneira:

- a) $K(i, i) = 1$ para $i = j$ (elementos diagonais)
- b) $K(i, m(i)) = -1$ onde $m(i)$ são os nós conectados ao nó i
- c) $K(i, p(i)) = 0$ onde $p(i)$ são os nós não conectados ao nó i

As correntes de ramo são obtidas pela equação (2.7) a partir da inversão da equação (2.6)

$$I_{branch} = K^{-1}I_{bus} \quad (2.7)$$

A Figura 10 apresenta o fluxograma do método de resolução do fluxo de potência varredura direto-inversa utilizado.

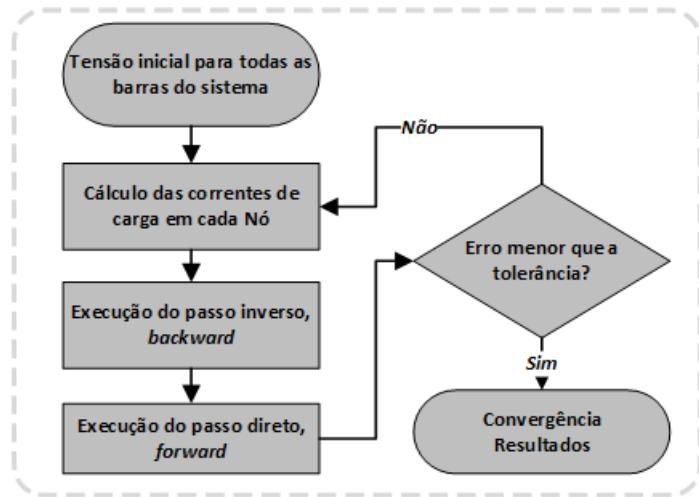


Figura 10: Fluxograma da técnica de varredura *backward-forward*

Fluxograma do método de varredura *backward/forward* utilizado para o cálculo de fluxo de carga em redes de distribuição:

1. Tensão inicial: atribui-se uma condição inicial para a tensão em todas as barras ($1,0\angle 0 \text{ pu}$).
2. Correntes de carga: calcula-se a corrente em cada nó a partir das potências e das tensões atuais.
3. Passo inverso (*backward*): varre-se da periferia para a subestação somando correntes nos ramos.

4. Passo direto (*forward*): varre-se da subestação para a periferia atualizando as tensões nas barras com as quedas de tensão dos ramos.
5. Critério de parada: compara-se o erro (diferença de tensões entre iterações) com a tolerância.
 - Se não atender → repetir passos 2–4.
 - Se sim → convergência passo 6
6. Saída: convergência e registrar resultados

Trata-se de um processo iterativo, eficiente e robusto para topologias radiais. Este será o método adotado nesta tese para o cálculo de fluxo de potência trifásico desequilibrado. São determinados três matrizes de incidência uma por cada fase, de forma detalhada na referência [37], servindo como base para as análises e simulações propostas, as equações (2.8) e (2.9) representam as soluções para os sistemas desequilibrados. No entanto, ressalta-se que a abordagem aqui desenvolvida não impõe restrições quanto à utilização de outros métodos de solução, como, por exemplo, técnicas baseadas no método de Newton-Raphson.

$$\begin{bmatrix} V_{branch_j}^a \\ V_{branch_j}^b \\ V_{branch_j}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa_j} & Z_{ab_j} & Z_{ac_j} \\ Z_{ba_j} & Z_{bb_j} & Z_{bc_j} \\ Z_{ca_j} & Z_{cb_j} & Z_{cc_j} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{branch_j}^a \\ I_{branch_j}^b \\ I_{branch_j}^c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} I_{branch_j}^a &= \mathbf{K}_a^{-1} I_{bus}^a \\ I_{branch_j}^b &= \mathbf{K}_b^{-1} I_{bus}^b \\ I_{branch_j}^c &= \mathbf{K}_c^{-1} I_{bus}^c \end{aligned} \quad (2.9)$$

2.3 Lógica Difusa (Fuzzy Logic)

Os computadores manejam dados precisos que são combinações de uns (1) e zeros (0), isto é, proposições que são verdadeiras ou falsas. O cérebro humano pode raciocinar com informação que tem uma quantidade de incerteza e julgamentos de valor como: “o ar é frio”, “a velocidade é rápida” [38]. Além disso as pessoas podem razoar num mundo onde tudo é parcialmente certo, não existe uma certeza exata nos dados das variáveis.

A lógica *fuzzy* mais formal data do ano 1965, quando Lotfi Asker Zadeh introduziu

os primeiros conceitos com novos paradigmas conceituais relacionados à teoria dos conjuntos matemáticos em seu artigo *Fuzzy Sets* [38]. Ele trabalhou com uma nova álgebra baseada em conjuntos difusos, que são valores compreendidos na faixa [0,1].

Assim, um conjunto *fuzzy* é definido no universo da discussão como um conjunto de pares ordenados:

$$A = \{(x, \tilde{z}) = \mu_A(x)\} / x \in X, \tilde{z} \in [0.00, 1.00] \quad (2.10)$$

onde

$\mu_A(x)$ é a função de pertinência

x é a variável real

X é o conjunto das variáveis reais ou valores nítidos

\tilde{z} é o valor difuso correspondente

A função de pertinência deve ser elaborada de forma a representar o grau de importância da variável de estudo de forma correta.

O valor de cada variável representa seu grau de pertinência, onde o valor zero (0) implica uma falsidade ou ausência total e o grau um (1) implica uma verdade absoluta ou certeza total, e os valores compreendidos entre eles implicam seu grau de pertinência ou valor fuzzificado.

A lógica *fuzzy* encontra sua principal aplicação na Teoria de Controle e para conhecer o resultado desejado consta de três etapas: fuzzificação, inferência e defuzzificação.

A etapa de fuzzificação consiste em converter as variáveis reais ao conjunto de valores difusos compreendido no intervalo [0.00, 1.00], e concebidas mediante as Funções de Pertinência.

A segunda etapa, de Inferência, consiste na fase de controle de variáveis mediante as regras linguísticas ou de Inferência, de forma a obter a variável *fuzzy* de saída que otimize o problema de controle. A terceira etapa de defuzzificação consiste em obter os valores reais de saída, é o processo inverso da fuzzificação.

A lógica *fuzzy* hoje é comum na utilização das diferentes tecnologias, em eletrônica, controle, matemáticas, robótica. O objetivo principal da lógica *fuzzy* é criar um sistema baseado no comportamento e pensamentos humanos, e isso é possível mediante a

abordagem de um modelo adequado a um contexto e traduzi-lo a regras gramaticais ou linguagem humana. A eficácia da lógica *fuzzy* depende da experiência codificada na base de conhecimento (regras e funções de pertinência), da qualidade dos dados e da implementação adequada do sistema especialista (*expert system*) na sua área de aplicação.

2.3.1 Metodologia Baseada na Lógica *Fuzzy* para Abordagem

Multiobjetivo

Em [39], apresenta-se uma metodologia baseada em lógica *fuzzy* para tratar um problema multiobjetivo. As funções objetivo de um problema são descritas mediante o conjunto de $\{f_1(X), f_2(X), \dots, f_p(X)\}$, onde X é a variável de controle, e as variáveis do conjunto $\{\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_p\}$ são valores reais que representam os pesos para cada função com o propósito de fazer a ponderação da importância de cada função para a otimização global. Na Figura 11 é apresentada a análise da lógica *fuzzy* para a resolução do problema multiobjetivo, que consiste em fuzzificar as funções de entrada (variáveis reais), depois no domínio de variáveis difuso estabelecer uma regra para a análise das funções de forma que a saída do sistema seja uma única função no domínio difuso, e então para aquela única função que concilia todas as funções objetivos é aplicada a otimização monoobjetivo, e obtém-se os valores de saída da variável X correspondente ao valor ótimo.

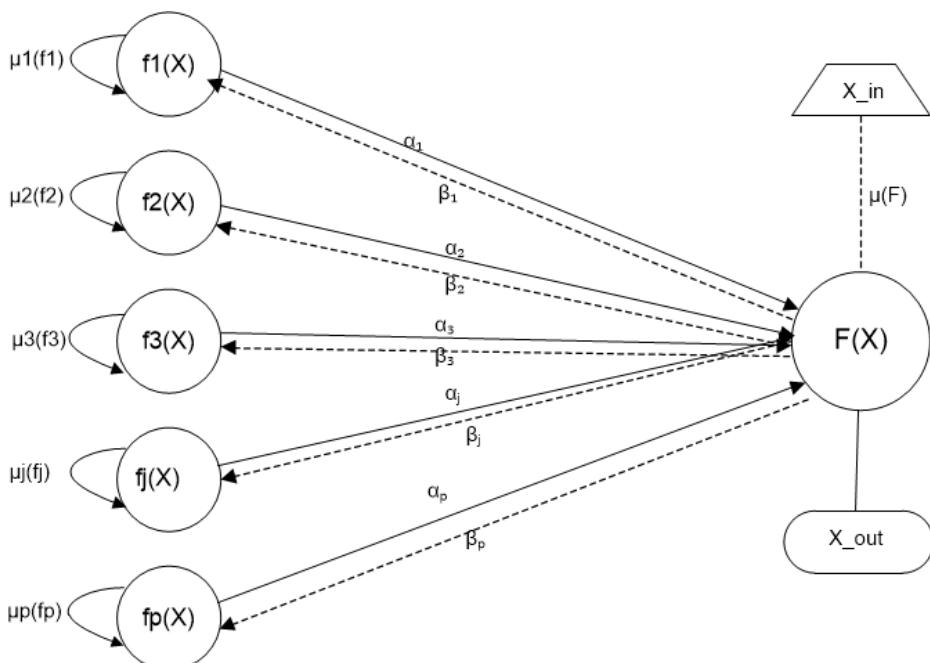


Figura 11: Abordagem do Problema Multiobjetivo com Lógica *Fuzzy*. Fonte: [40]

Existem vários tipos de abordagem para a obtenção da função *Fuzzy*, $\mu(\mathbf{F})$, que engloba todas as funções objetivos e entre elas:

Agregação Balanceada com Penalidade Quadrática [40]

$$\mu(\mathbf{F}) = \frac{\sum_{j=1}^p (1-\mu_j)\mu_j}{\sum_{j=1}^p (1-\mu_j)} \quad (2.11)$$

Esta fórmula penaliza fortemente objetivos com baixa pertinência, promovendo um equilíbrio entre todos os objetivos. Funciona bem quando se deseja evitar soluções que satisfaçam apenas parcialmente uma ou duas funções.

Média Geométrica das Funções de Pertinência [18]

$$\mu(\mathbf{F}) = \left(\prod_{j=1}^p \mu_j \right)^{\frac{1}{p}} \quad (2.12)$$

A média geométrica garante que todos os μ_j tenham influência equitativa no resultado final. Uma única função de baixa pertinência reduz significativamente o valor agregado, o que é desejável em contextos conservadores.

Agregação Ponderada por Importância Relativa [28], [39]

$$\mu(\mathbf{F}) = \sum_{j=1}^p \alpha_j \mu_j \quad (2.13)$$

Onde

α_j é um fator que implica a importância ou peso da função objetivo f_j com relação às demais funções

μ_j é a função fuzzificada $\mu(f_j)$

2.3.2 Função Global Fuzzy

Neste trabalho optou-se pela agregação ponderada por importância relativa, conforme à equação (2.13), por refletir prioridades operacionais explícitas (p.ex., capacidade de serviço) e permitir compensações controladas entre objetivos, mantendo

interpretabilidade e auditabilidade do índice agregado. Os pesos α_j foram definidos de forma estruturada segundo a importância relativa estabelecida, e a abordagem possibilita ajustar os pesos por cenário (operação normal vs. contingência) sem alterar a estrutura *fuzzy*. A formulação do problema multiobjetivo é desenvolvida mediante a equação (2.14), que define a função global *fuzzy*; assim, o problema de otimização multiobjetivo é reduzido a um problema de maximização mono-objetivo dessa função.

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } \tilde{z}(\mathbf{X}) / \quad \tilde{z}(\mathbf{X}) &= \mu_1(f_1(\mathbf{X})) + \mu_2(f_2(\mathbf{X})) + \dots + \mu_j(f_j(\mathbf{X})), \mathbf{x} \in \Omega & (2.14) \\ \text{s.a} \quad \Omega &= \{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n / g_r(\mathbf{x}) \leq 0, r \in I, h_q(\mathbf{x}) = 0, q \in J\} \end{aligned}$$

2.3.3 Funções de Pertinência

As funções de pertinência (ou funções de membresia) são usadas na lógica *fuzzy* para expressar o grau de pertencimento de um elemento a um conjunto difuso, atribuindo valores no intervalo $[0, 1]$.

Classificação geral. A seguir apresentam-se os principais tipos de funções de pertinência, conforme [38]:

- Funções simétricas e suaves: Gaussiana, Senoidal, Campana.
- Funções lineares: Triangular, Trapezoidal, Tipo Ombro.
- Funções personalizadas: Polinomiais, sigmoides.

As funções de pertinência utilizadas nesta tese serão a Função Tipo Triangular e Função Tipo Ombro, devido a sua simplicidade e a adaptação às variáveis elétricas para o uso em métodos computacionais.

2.3.3.1 Função de Pertinência Triangular

Para o desvio da tensão é utilizada a função de pertinência triangular devido a que a tensão tem um valor ótimo central [28], sua expressão matemática aplicada ao caso de análise de queda de tensão é dada pela equação (2.15)

$$\Delta \widetilde{V}_m = \mu(\Delta V_m) = \begin{cases} 0, & V_i < V_{min} \\ \frac{V_i - V_{min}}{V_{ref} - V_{min}}, & V_{min} \leq V_i \leq V_{ref} \\ \frac{V_i - V_{max}}{V_{ref} - V_{max}}, & V_{ref} \leq V_i \leq V_{max} \\ 0, & V_i > V_{max} \end{cases}, \quad (2.15)$$

onde:

V_i é a tensão da barra i , em valor absoluto

V_{min} é a tensão mínima admissível

V_{max} é a tensão máxima admissível

V_{ref} é a tensão de referência

Neste caso pode-se notar na Figura 12 que o problema de minimização é transformado em um problema de maximização da função fuzzificada $\Delta \widetilde{V}_m$, onde o maior valor é dado quando a tensão tiver o valor de referência ou nominal.

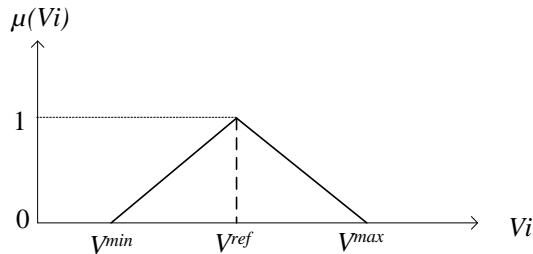


Figura 12: Função de pertinência do desvio das tensões

2.3.3.2 Função de Pertinência Ombro

A função de pertinência utilizada é a função para a análise de perdas de potência [39], perdas de energia, funções de capacidade, balanço de potência, é a função ombro, a fuzzificação é feita pela equação (2.16) .

$$\tilde{E}_{loss}^i = \mu(E_{loss}^i) = \begin{cases} 1, & E_{loss}^i < E_{loss}^{min} \\ \frac{E_{loss}^{max} - E_{loss}^i}{E_{loss}^{max} - E_{loss}^{min}}, & E_{loss}^{min} \leq E_{loss}^i \leq E_{loss}^{max} \\ 0, & E_{loss}^i > E_{loss}^{max} \end{cases} \quad (2.16)$$

onde:

E_{loss}^i representa a energia de perdas total correspondente ao candidato i

\tilde{E}_{loss}^i representa o valor fuzzificado da energia de perdas total correspondente ao candidato i

E_{loss}^{min} representa o valor mínimo considerado de perdas de energia

E_{loss}^{max} representa o maior valor permitido de perdas de energia

Pode se notar na Figura 13 que o problema de minimização é transformado em um problema de maximização da função fuzzificada \tilde{E}_{loss}^i , além de que esta função tem uma saturação, quando ele alcançar o valor mínimo ele satura com valor 1.

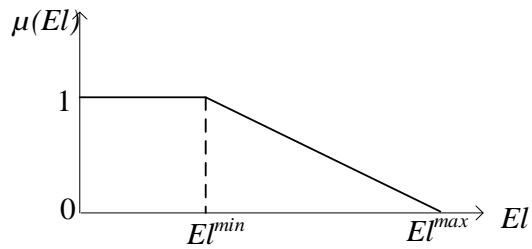


Figura 13: Função de pertinência das perdas de energia

2.4 Métodos de Otimização Aplicada a Sistemas Elétricos de Distribuição

O planejamento e a operação de redes de distribuição modernas, caracterizadas pela presença de fontes de energia renovável, cargas críticas e variabilidade temporal, exigem ferramentas avançadas de otimização. Essas ferramentas devem ser capazes de lidar com problemas de alta complexidade computacional, múltiplos objetivos e variáveis discretas e contínuas. A seguir, apresenta-se uma revisão classificada dos métodos de otimização com aplicações relevantes em SG.

2.4.1 Métodos Clássicos

- Programação Linear (PL): resolve problemas com função objetivo e restrições lineares. As variáveis são contínuas; o método Simplex (primal/dual, versão revisada) percorre os vértices do poliedro factível por pivoteamentos sucessivos, usando custos reduzidos e o teste da razão mínima [32]. É muito eficiente na prática, fornece bases ótimas para análise de sensibilidade e dualidade e, normalmente este método não é muito utilizado diretamente, mas é a base da MILP.
- Programação Não Linear (PNL) resolve problemas com não linearidades na função objetivo e nas restrições, como o fluxo de carga em corrente alternada, usando sobretudo métodos de ponto interior, *sequential quadratic programming* (SQP), regiões de confiança e penalidade ou lagrangeano aumentado [21]. As principais limitações são a não convexidade (risco de ótimos locais e dependência do ponto inicial), o custo computacional mais alto que em PL e MILP, possíveis perdas de viabilidade, exigência de diferenciabilidade e sensibilidade a escalonamento e condicionamento numérico. Para decisões discretas é preciso Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP) ou decomposições; sem convexidade, não há garantia de ótimo global, recorrendo-se a relaxações como *Second Order Cone Programming* (SOCP) e *Semidefinite Programming* (SDP), além de linearizações.
- MILP (Programação Linear Inteira Mista): permite variáveis binárias e contínuas simultaneamente, modelando decisões discretas (liga/desliga, alocação, topologia) acopladas a custos e limites lineares. É amplamente usada em operação de MGs [41], [42] e no planejamento da expansão de redes [43].
- Programação Dinâmica (PD): indicada para decisões sequenciais e problemas com estrutura temporal (planejamento horário-diário), utilizando o Princípio de Otimalidade de Bellman e decomposição por estágios/estados [13]. Entre as limitações está a explosão combinatória do espaço de estados: à medida que aumentam as variáveis ou o nível de discretização no tempo e nos estados, o número de combinações cresce de forma exponencial, tornando o problema impraticável em termos de tempo de computação e memória, a exigência de modelos e probabilidades de transição bem especificados e a sensibilidade à

discretização de estados e tempo [31].

2.4.2 Métodos Heurísticos e Metaheurísticos

Métodos heurísticos e metaheurísticos, tal como apresentados em [32], são estratégias de busca inspiradas em processos naturais ou regras práticas que buscam boas soluções para problemas complexos de operação de sistemas de potência quando métodos exatos se tornam difíceis ou caros. Entre os principais estão o Algoritmo Genético (GA), a Otimização por Enxame de Partículas (em inglês, *Particle Swarm Optimization* - PSO), a Otimização por Colônia de Formigas (ACO), baseada no reforço probabilístico de trilhas de feromônio para guiar a construção de soluções; e o Sistema Imunológico Artificial (SIA), que equilibra exploração e intensificação por meio de clonagem, mutação e seleção por afinidade. As limitações típicas são a ausência de garantias de ótimo global, a necessidade de calibração de parâmetros, riscos de convergência prematura e sensibilidade à escala das variáveis e à qualidade das funções objetivo e restrições. Na prática, recomenda-se combinar heurísticas com relaxações e decomposições da programação matemática [44], usar iniciações múltiplas e validar soluções por comparações com limites inferiores e superiores sempre que possível.

Os GAs têm sido aplicados à localização e ao dimensionamento de DERs [45], em problemas de reconfiguração de redes. PSO, é amplamente utilizada no despacho ótimo de microrredes [13]. O AIS tem sido empregado na reconfiguração de redes de distribuição [9,25,28,32,42], e ACO também apresenta aplicações relevantes em reconfiguração de redes [39].

Além disso, há métodos híbridos que combinam diferentes heurísticas com técnicas clássicas de otimização, obtendo ganhos de desempenho e robustez [13], [47].

A heurística utilizada nesta tese é o AIS, escolhido por suas características de busca local e global eficientes e pelo seu amplo uso em problemas de distribuição.

2.5 Programação Linear Inteira Mista

A MILP, é amplamente utilizada em otimização de sistemas elétricos devido à sua eficácia em gerar soluções de alta qualidade com baixo custo computacional, o que a torna apropriada tanto para estudos de planejamento quanto para aplicações operacionais em tempo real.

Em [43] apresenta-se um modelo MILP multiobjetivo para a otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição, por meio do dimensionamento e posicionamento ótimo do sistema de proteção contra raios ao longo dos alimentadores. Em [42], o problema de planejamento da expansão de redes de distribuição foi solucionado utilizando MILP, com o objetivo de incorporar os custos orientados à confiabilidade ao modelo.

Em [16], os MTBESSs são explorados como uma solução promissora para aumentar a resiliência dos sistemas de distribuição, especialmente devido à sua mobilidade e flexibilidade operativa. O trabalho propõe uma estratégia de restauração de serviço integrada e dinâmica (*rolling*) com o objetivo de minimizar o custo total do sistema, por meio da coordenação entre o agendamento da frota de MTBESSs, o despacho de recursos em microrredes e a reconfiguração da rede de distribuição é formulado como um modelo estocástico de dois estágios em MILP, com restrições espaciais, temporais e operativas.

A formulação do MILP é a seguinte:

$$\begin{aligned}
 & \min(\mathbf{f}^T \mathbf{X}) && (2.17) \\
 \text{s.a} \quad & \mathbf{A} \mathbf{X} \leq \mathbf{b} \\
 & \mathbf{A}_{eq} \mathbf{X} = \mathbf{b}_{eq} \\
 & \mathbf{l} \mathbf{b} \leq \mathbf{X} \leq \mathbf{u} \mathbf{b} \\
 & x_i \in \mathbb{Z}, \forall i \in \mathbb{I}
 \end{aligned}$$

onde:

$\mathbf{X} \in \mathbb{R}^n$	Vetor de variáveis de decisão (contínuas e inteiras).
$\mathbf{f} \in \mathbb{R}^n$	Vetor de coeficientes da função objetivo.
$\mathbf{f}^T \mathbf{X}$	Produto interno entre \mathbf{f} e \mathbf{X} (função a ser minimizada).
$\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m1 \times n}$	Matriz de coeficientes das restrições de desigualdade.
$\mathbf{b} \in \mathbb{R}^{m1}$	Vetor de constantes das desigualdades.
$\mathbf{A}_{eq} \in \mathbb{R}^{m2 \times n}$	Matriz de coeficientes das restrições de igualdade.
$\mathbf{b}_{eq} \in \mathbb{R}^{m2}$	Vetor de constantes das igualdades.

$lb, ub \in \mathbb{R}^n$	Vetor de limites inferior e superior para as variáveis.
$\mathbb{I} \subseteq 1, \dots, n$	Conjunto de índices das variáveis inteiras.
$x_i \in \mathbb{Z}$	Variáveis inteiras para $i \in \mathbb{I}$.

Nesta tese a variável X representa o vetor de controle de carga e despacho de algumas fontes, o qual será utilizado como variável de decisão na formulação do problema de despacho ótimo. Este vetor determina a conexão ou delegação das cargas em função da disponibilidade de recursos energéticos e das prioridades estabelecidas, garantindo a operação eficiente do sistema sob restrições técnicas e operacionais.

O método de resolução *Branch and Bound* é baseado na divisão recursiva do espaço de soluções em subproblemas (ramificações), calculando limites inferiores e superiores para eliminar regiões inviáveis (poda). Avalia sistematicamente todas as soluções possíveis de forma estruturada, garantindo a obtenção da solução ótima. Tem as vantagens de ser um método exato com garantia de encontrar a solução ótima, estrutura geral flexível, aplicável a diversos tipos de problemas, mas a desvantagem de ter um alto custo computacional para problemas de grande escala [48].

O método *Branch and Cut* é uma extensão do *Branch and Bound* que adiciona cortes válidos (*cutting planes*) no processo de resolução. Esses cortes excluem regiões inviáveis da relaxação linear, reduzindo o espaço de busca sem eliminar soluções viáveis inteiras [49]. Tem as vantagens de integrar cortes válidos ao processo de *Branch and Bound*, acelerando a solução portanto reduz o espaço de busca com melhor relaxação. Tem as desvantagens de ser mais difícil de implementar e calibrar e a eficiência depende da qualidade dos cortes gerados.

O método *Cutting Planes* é uma técnica que resolve relaxações lineares do problema original e, ao detectar soluções fracionárias, adiciona restrições lineares (cortes) para eliminá-las e aproximar-se da solução inteira [50]. O processo repete-se iterativamente até atingir uma solução inteira viável. Entre as vantagens, reduz soluções fracionárias indesejadas e melhora a relaxação linear de forma iterativa; entre as desvantagens, exige um número elevado de cortes e é suscetível a problemas de estabilidade numérica.

A função *intlinprog*, da *Optimization Toolbox* do MATLAB®, será utilizada para resolver o problema MILP. O *intlinprog* adota, internamente, um esquema de branch-and-bound / branch-and-cut, com pre-processamento (*presolve*), geração de planos de cortes (*cutting planes*), e solução sucessiva das relaxações lineares (LP). [51]. Além disso, pode empregar heurísticas para acelerar a obtenção de soluções inteiras factíveis e melhorar limites incumbentes, reduzindo o tempo de busca. Podem ser utilizados critérios de parada baseados em gap (relativo/absoluto), limite de tempo, número máximo de nós e tolerância de integralidade.

2.6 Sistemas Imunológicos Artificiais

Os Sistemas Imunológicos Artificiais AIS são uma técnica de Inteligência Artificial inspirada nos mecanismos adaptativos do sistema imunológico dos vertebrados, destacando-se por sua capacidade de busca descentralizada, paralela e adaptativa [35]. A fase de clonagem no AIS é baseada no princípio da seleção clonal, onde indivíduos com maior afinidade (melhor desempenho) produzem mais cópias [52]. O fluxo básico do algoritmo AIS é representado na Figura 14. Os operadores do algoritmo são a clonagem e hipermutação e normalmente o teste de convergência é determinado por o número de iterações do algoritmo, segundo a natureza do problema.

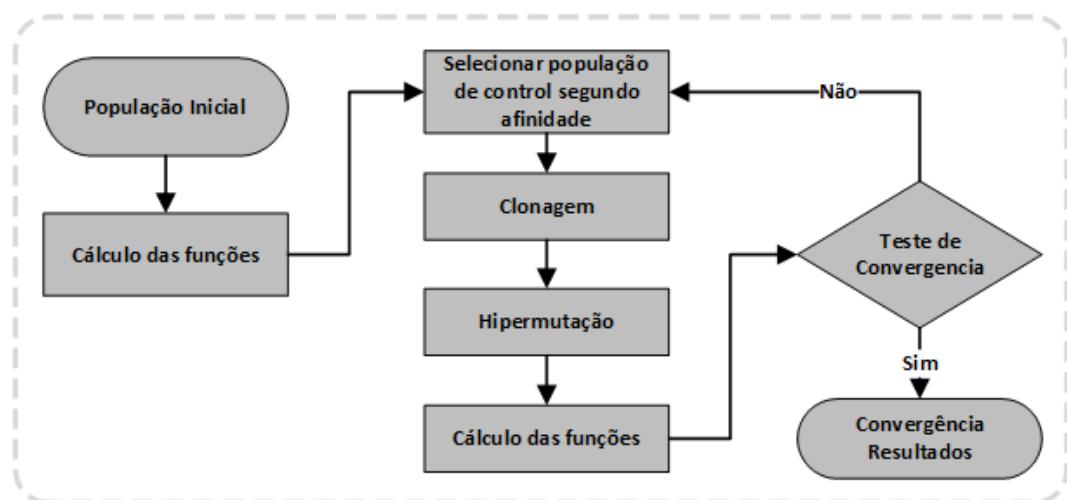


Figura 14: Fluxo do Algoritmo AIS

Os passos do Fluxograma do algoritmo AIS são descritos a seguir:

1. População inicial: Gera-se uma população de soluções candidatas (indivíduos).
2. Cálculo das funções: Avaliam-se as funções de objetivo (e penalizações/viabilidade). Dessa avaliação deriva a afinidade (*fitness*) de cada indivíduo.
3. Seleção da população de controle (segundo a afinidade): Escolhe-se um subconjunto de melhor desempenho (elite/memória) para guiar a busca.
4. Clonagem: Cada indivíduo selecionado é clonado; o número de clones é proporcional à sua afinidade.
5. Hipermutação: Aplica-se mutação intensa aos clones, inversamente proporcional à afinidade (aplicam-se mutações fortes aos indivíduos de baixa afinidade e mutações leves aos de alta afinidade), gerando vizinhanças promissoras.
6. Reavaliação (Cálculo das funções): Os clones mutados são avaliados novamente; podem substituir piores indivíduos da população (elitismo/atualização da memória).
7. Teste de convergência: Verifica-se um critério (melhora < tolerância, ou máximo de iterações).
 - Não: retornar à Etapa 3 (Seleção) e repetir o ciclo.
 - Sim: avançar para a Etapa 8.
8. Saída: convergência e registrar resultados.

2.6.1 Clonagem

O número de clones (cópias) gerados para cada indivíduo, posicionado de acordo com sua afinidade relativa l , é determinado pela equação (2.18). Essa abordagem garante que os indivíduos com maior afinidade (melhores soluções) gerem mais cópias, favorecendo a exploração local em torno das regiões mais promissoras do espaço de busca.

$$numClones_l = round\left(\frac{\beta \times N_p}{l}\right) \quad (2.18)$$

onde:

$numClones_l$ é o número de clones gerados segundo sua posição l

N_p é o número de indivíduos selecionados para a reprodução (população de controle)

β é o fator de clonagem, normalmente um número constante < 1
 l é a posição de sua afinidade, onde $l = 1$ é o indivíduo com maior
afinidade, $l = N_p$, representa a menor afinidade.

2.6.2 Hipermutação

A hipermutação é uma etapa essencial para manter a diversidade populacional e evitar a convergência prematura. A taxa de mutação é inversamente proporcional à afinidade do anticorpo, e é calculada pela equação (2.19).

$$\alpha_l = \beta^{-1} \times \exp(-\text{fitness}_l) \quad (2.19)$$

onde

α_l é a probabilidade de mutação do anticorpo da posição l
 fitness_l representa a medida de qualidade do indivíduo da posição l normalizada entre 0 e 1.

Essa estratégia equilibra de forma eficiente a exploração global e a exploração local do espaço de busca. O AIS tem sido amplamente aplicado em problemas como alocação de recursos energéticos, reconfiguração de sistemas de distribuição [28, 29, 39, 40] e planejamento de carga [44] demonstrando-se robusto e adaptável a diferentes contextos energéticos. Em [11] é proposto AIS em duas camadas para resolver problema de otimização da resiliência em MG. Para implementar corretamente a filosofia do AIS, é necessário definir uma estratégia clara que diferencie mutações leves de mutações fortes. Em [28], por exemplo, a hipermutação é formulada de forma inversamente proporcional à corrente elétrica do ramo, servindo como critério de intensidade da mutação, onde a mutação forte é associada a um ramo de corrente maior e a mutação leve é associada ao ramo de corrente de menor valor. Neste trabalho, adota-se uma analogia semelhante detalhada na seção 4.2.

Capítulo 3 – Modelagem da Rede de Distribuição e MG

Neste capítulo serão introduzidos os modelos dos elementos utilizados para a abordagem da solução proposta, e as funções calculadas para os algoritmos desenvolvidos no Capítulo 4.

3.1 Modelagem das Cargas

O modelo de carga utilizado é o modelo ZIP (Impedância, Corrente e Potência constantes), segundo as equações (3.1) e (3.2)

$$P_l(t) = P_{l0} \cdot \left[\alpha_{zp} \cdot \left(\frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right)^2 + \alpha_{Ip} \cdot \left(\frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right) + \gamma_{Pp} \right] \quad (3.1)$$

$$Q_l(t) = Q_{l0} \cdot \left[\alpha_{zp} \cdot \left(\frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right)^2 + \alpha_{Ip} \cdot \left(\frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right) + \gamma_{Pp} \right] \quad (3.2)$$

Onde:

$P_l(t), Q_l(t)$ são a potência ativa e reativa consumida no tempo t
 $V_l(t)$ é a tensão instantânea no ponto de carga,
 V_{l0} é a tensão nominal de referência,
 α, β, γ são os coeficientes ZIP para os componentes Z, I e P respectivamente.

3.1.1 Prioridade das Cargas

Segundo a resolução Normativa 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [53] as prioridades das cargas são classificadas conforme a Tabela 4.

Tabela 4 : Prioridades das Cargas – Resolução ANEEL 414/2010

Classificação	Consumidores
Grupo de Prioridade de Carga 1	Assistência médica, transporte, telecomunicações, iluminação publica
Grupo de Prioridade de Carga 2	Industrial e comercial
Grupo de Prioridade de Carga 3	Residencial e rural

Propõe-se, neste trabalho, uma abordagem mais robusta de gestão de cargas que, além dos grupos prioritários convencionais, incorpora priorização por faixas horárias,

capturando a variação diária da importância dos perfis de consumo de usuários e indústrias. Essa estratégia favorece o uso eficiente dos recursos energéticos, sobretudo em cenários de contingência e de despacho otimizado. A literatura já contempla prioridades temporais, por exemplo, [54] apresenta priorização horária por tipo de aparelho residencial e o uso de veículos elétricos (EVs) como fonte alternativa durante interrupções; neste trabalho, enfatiza-se a estruturação explícita dessas prioridades por horário no contexto do problema estudado.

Nesta tese, é proposto um enfoque de priorização horária de cargas, capaz de refletir diferentes níveis de importância na utilização de energia por grupo de consumo ao longo do tempo. Na Figura 15 são apresentadas as curvas de priorização horária utilizadas nas simulações aplicadas ao sistema teste de 33 barras modificado, as quais refletem a criticidade das cargas ao longo do tempo e servem como base para o despacho otimizado de energia considerando restrições operacionais e disponibilidade de recursos distribuídos. No eixo y (vertical), apresenta-se o fator de prioridade de cada grupo em análise, a ser multiplicado pela potência conectada do grupo, em pu (base: carga total do próprio grupo). As prioridades das cargas são estabelecidas a partir desses valores. No eixo x (horizontal), indica-se o horário. Por exemplo, no horário 6, o fator de prioridade do grupo 3 é igual a 3 e o do grupo 1 é igual a 6. Isso significa que, nesse horário, a carga total do grupo 1 tem duas vezes a prioridade da do grupo 3. Essas curvas foram elaboradas para fins de simulação, mas podem ser derivadas de uma avaliação holística de importância do uso horário por grupo de consumo em condições reais.

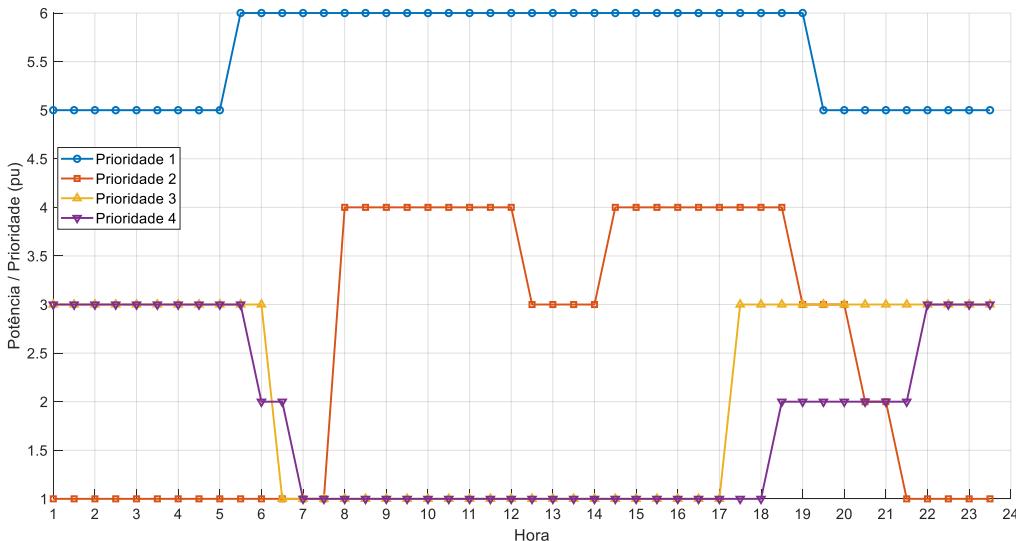


Figura 15: Prioridade horária para o sistema teste

Para cada carga dentro de um grupo, a prioridade individual é proporcional à sua potência conectada em pu (base: carga total do grupo), conforme a equação (3.3).

$$\mathbb{P}_{i,t} = f_{g,t} \cdot \frac{p_{i,g,t}}{P_{g,t}} \quad (3.3)$$

Onde

- $\mathbb{P}_{i,t}$ é a prioridade da carga da barra i no horário t
- $f_{g,t}$ é o fator de prioridade do grupo g no horário t obtida da curva de prioridade horária
- $p_{i,g,t}$ potência conectada da carga i do grupo g no horário t
- $P_{g,t}$ potência total do grupo g no horário t

3.1.2 Classificação das Cargas Segundo o Controle Disponível

O vetor de controle utilizado na modelagem é um vetor \mathbf{X} , cuja dimensão é igual ao produto entre o número de barras e o número de períodos de tempo considerados ($nb \cdot T$). Cada componente do vetor $x(i, t)$ representa o estado da carga em uma barra específica i em um determinado instante de tempo t . O tempo é considerado como uma variável discreta, numerada sequencialmente de 1 até o número total T de períodos avaliados $t \in \mathbb{N}$, $t = \{1, 2, 3, \dots, T\}$. Nos casos simulados, o tempo foi discretizado em intervalos de $\Delta t = 30$ minutos, embora esse valor possa ser ajustado conforme a necessidade, não representando uma limitação da metodologia proposta.

3.1.2.1 Cargas sem Controle

Cargas sem controle ou não desligáveis são aquelas que não podem ser controladas ou desconectadas durante a operação do sistema, por não possuírem mecanismos de atuação direta ou por exigirem fornecimento contínuo ou tem perdas de comunicação no instante do evento. Essas cargas podem representar demandas críticas e ininterruptas, sendo consideradas inflexíveis no processo de gerenciamento de energia. Para a análise de otimização do gerenciamento de energia, a variável $x(i, t)$, correspondente às cargas desligáveis, está sujeita às restrições definidas pela equação (3.4). Também são incluídas neste conjunto de variáveis às barras cujas cargas são iguais a zero com a restrição da equação (3.5).

$$x(i, t) = 1, lb_{(i,t)} = ub_{(i,t)} = 1 \forall x(i, t) \in \{\text{não oper}\} \quad (3.4)$$

$$x(i, t) = 0, lb_{(i,t)} = ub_{(i,t)} = 0 \forall x(i, t) \in \{\text{não oper}\} \quad (3.5)$$

onde

$lb_{(i,t)}, ub_{(i,t)}$ limites inferior e superior para as variáveis desconectadas da barra i no tempo t

3.1.2.2 Cargas de Controle Discreto

São aquelas que podem ser controladas ou desconectadas durante a operação do sistema. A ação de controle sobre essas cargas é binária, ou seja, elas podem estar conectadas (ligadas) ou desconectadas (desligadas), conforme a lógica de operação adotada. No contexto da análise de otimização do gerenciamento de energia, essas cargas são representadas por uma variável de decisão que indica o estado de operação em cada instante de tempo. Essa modelagem permite que o algoritmo determine de forma eficiente quais cargas devem permanecer ativas, respeitando as restrições do sistema e os critérios de prioridade definidos pela equação (3.6).

$$lb_{(i,t)} = 0, ub_{(i,t)} = 1 \forall x(i, t) \in \{\text{oper}\}, x(i, t) \in \mathbb{N}\{0,1\} \quad (3.6)$$

3.1.2.3 Cargas de Controle Contínuo

São aquelas que podem ser ajustadas ou moduladas de forma contínua ou gradual durante a operação do sistema. A ação de controle sobre esse tipo de carga não é binária, mas sim proporcional, permitindo níveis percentuais de operação conforme a necessidade energética ou as estratégias de otimização adotadas, respeitando as restrições do sistema definidos pela equação (3.7). Esse controle contínuo pode ser implementado, por exemplo, por meio da regulação de temperatura em sistemas de ar-condicionado ou similares, ou através de variáveis de decisão como ser cortes a pequenos consumidores de forma proporcional, então o resultado é quase-contínuo, que determinam o percentual de carga a ser mantido ativa em determinado nó (ou agrupações de nós). Essa modulação pode seguir uma lista de prioridades interna no nó, baseada no tipo de carga, ou pode ser resultado de um processo de otimização executado por uma unidade descentralizada,

como o MGCC coordenado com o EMS. A operação coordenada de DERs, cargas críticas e controláveis, e dispositivos de armazenamento em ambientes de rede inteligente requer uma arquitetura flexível e responsiva [55]. Neste contexto, propõe-se a utilização de uma arquitetura hierárquica composta por um EMS em nível central, e múltiplos MGCC operando de forma descentralizada nos subsistemas locais, conforme ilustrado na Figura 16.

$$lb_{(i,t)} = 0, ub_{(i,t)} = 1 \quad \forall x(i,t) \in \{ \text{oper} \}, x(i,t) \in \mathbb{R}\{0,1\} \quad (3.7)$$

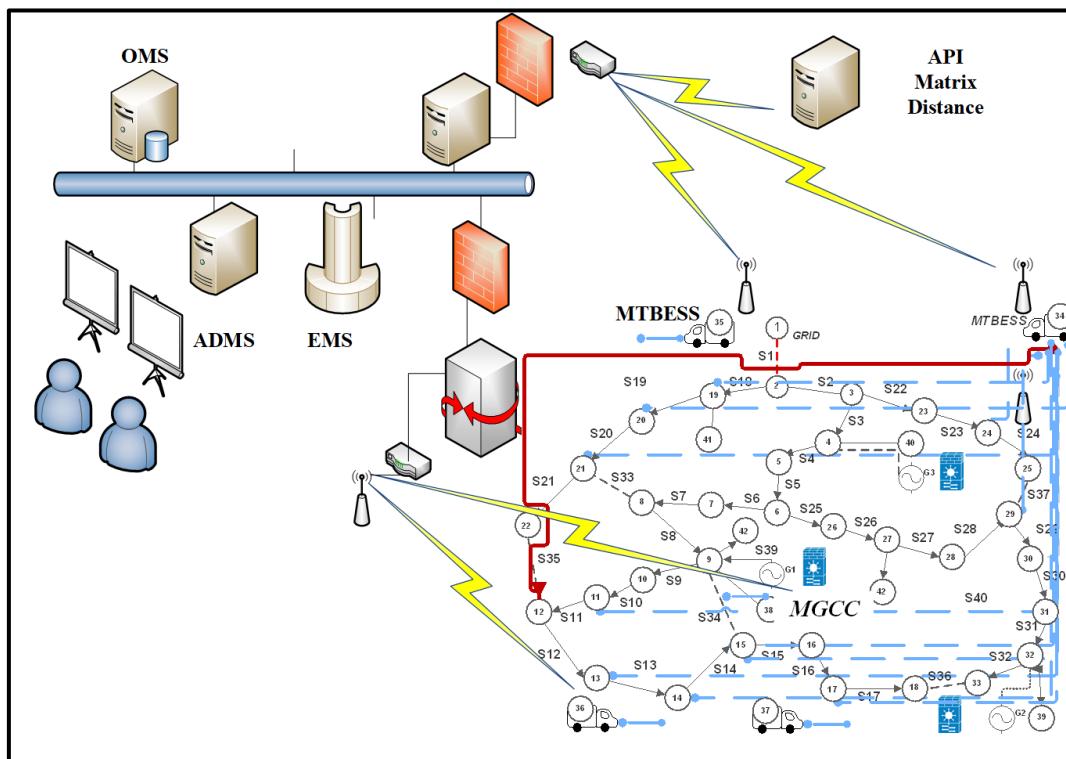


Figura 16: Arquitetura de EMS -MGCC para gerenciamento de energia

3.2 Modelagem das Fontes

Os geradores distribuídos, geralmente pequenos e modulares, podem atuar conectados à rede ou atendendo cargas locais. Sua elevada penetração sustenta o conceito de MG [24], exigindo, para integração, o uso de conversores eletrônicos de potência (PEC) [4], responsáveis pelo controle da potência injetada. Este trabalho diferencia as fontes de geração conforme sua natureza primária: despacháveis e não despacháveis, detalhadas a seguir.

3.2.1 Fonte Despachável

As unidades de geração com capacidade despachável possuem controle direto sobre a potência ativa injetada, conforme instruções do MGCC. Essas fontes são essenciais para o equilíbrio entre carga e geração, além de contribuírem significativamente para a regulação da tensão e da frequência do sistema [56]. A operação dessas unidades requer o armazenamento prévio da energia primária seja ela de origem química, térmica ou hidráulica a fim de garantir sua disponibilidade conforme a demanda. Entre os principais exemplos destacam-se microturbinas, pequenas centrais hidrelétricas, células a combustível e sistemas de armazenamento de energia (BESS ou MTBESS). No contexto deste trabalho, são consideradas fontes despacháveis tanto os geradores principais das microrredes quanto aos MTBESSs.

Os geradores principais da ilha serão modelados com o modelo simples do gerador sendo conectado a uma barra de referência (barra *swing*) com a impedância equivalente em série do gerador considerando para o modelo teste impedância monofásica e para o modelo do sistema real uma impedância trifásica desequilibrada dada pela equação (3.8).

$$Z_{g-I} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

onde

Z_{g-I} é a impedância série do gerador principal da ilha I

Quando o gerador não for o principal da ilha, ele será modelado como barra PQ, à semelhança das gerações não despacháveis, diferenciando-se, porém, pelas relações estabelecidas nas Equações (3.9) - (3.11).

$$P_{g-I}^s = c_{g-I} \cdot \overline{S_{g-I}^s} \quad (3.9)$$

$$Q_{g-I}^s = \sqrt{(\overline{S_{g-I}^s})^2 - (P_{g-I}^s)^2} \quad (3.10)$$

$$fp_{g-I}^s = c_{g-I} \quad (3.11)$$

onde

P_{g-I}^s é a potência ativa despachada do gerador secundário S da ilha I em [kW]

c_{g-I} é o fator de carregamento do gerador principal da ilha I

$\overline{S_{g-I}^s}$ é a potência máxima do gerador secundário S da ilha I em [kVA]

Q_{g-I}^s é a potência reativa despachada do gerador secundário S da ilha I em [kVAr]

fp_{g-I}^s é o fator de potência do gerador secundário S da ilha I

Cabe ressaltar que, no modelo de barra do tipo **PQ**, a injeção de potência ativa pelo gerador é representada por valores negativos de P e Q (injeção de potência na barra). Diante disso, o modelo proposto busca manter a mesma capacidade relativa entre todos os geradores presentes na ilha, de modo a simular uma operação coordenada. Essa uniformidade permite distribuir a carga entre os geradores de forma proporcional à sua capacidade, assegurando um despacho equilibrado e eficiente quando múltiplas unidades estão operando simultaneamente em modo ilhado.

3.2.2 Fonte Não Despachável

Caracterizadas principalmente pela intermitência e imprevisibilidade, não permitem controle direto da potência injetada. Operam conforme a disponibilidade da fonte primária, sem regular tensão ou frequência. Neste estudo, consideram-se painéis solares e turbinas eólicas, neste caso as fontes serão consideradas barras PQ sem possibilidade de variação, com valores negativos, e fator de potência constante, mas suas demandas serão consideradas uma previsão conforme uma curva de demanda estimada. Neste trabalho, as fontes eólicas e solar são tratadas como não despacháveis; como em [11], adota-se a curva estimada de demanda (em pu) mostrada na Figura 17, o fator de potência considerado é de 0,9. Em aplicações reais, essa curva deve ser obtida por previsão de carga e é tratada como dado de entrada do algoritmo, com a devida consideração das incertezas.

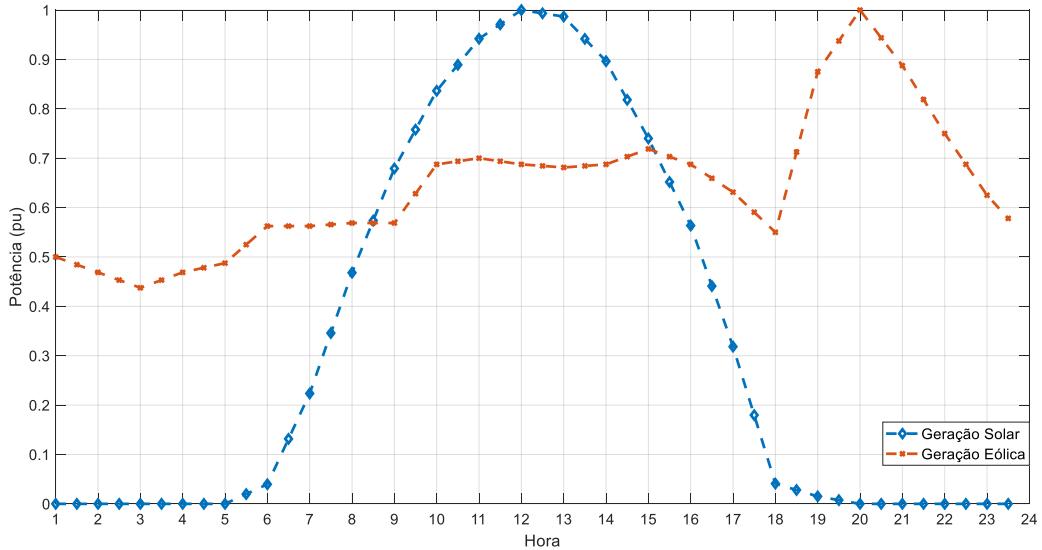


Figura 17: Curvas de Geração Solar e Eólica estimada

3.2.3 Baterias e MTBESS

Em sistemas elétricos em geral e particularmente em redes de distribuição com sistemas de armazenamento de energia, a modelagem adequada das baterias é essencial para garantir uma operação eficiente e confiável. Um dos principais parâmetros utilizados nesse contexto é o estado de carga (em inglês, *State of Charge* - SoC), que representa o nível de energia armazenada em relação à capacidade total da bateria [57]. Abaixo, são apresentadas as formulações matemáticas básicas que descrevem o comportamento do SoC em um intervalo de tempo discreto:

Equação de atualização do SoC:

$$SoC_{t+1} = SoC_t + (\eta_c \cdot P_{c,t} \cdot \Delta t) / E_{max} - (P_{d,t} \cdot \Delta t) / (\eta_d \cdot E_{max}) \quad (3.12)$$

Restrição de limites do SoC:

$$SoC_{min} \leq SoC_t \leq SoC_{max} \quad (3.13)$$

Restrição de potência de carga e descarga:

$$0 \leq P_{c,t} \leq P_c^{max}, 0 \leq P_{d,t} \leq P_d^{max} \quad (3.14)$$

onde:

SoC_t, SoC_{t+1}	são os estados de carga da bateria no instante t , e $t + 1$
SoC_{min}, SoC_{max}	são os limites de estado de carga mínimo, e máximo da bateria
$P_{c,t}, P_{d,t}$	são as potências de carga, e descarga da bateria no instante t
P_c^{max}, P_d^{max}	são as potências de carga, e descarga máxima da bateria
η_c, η_d	são as eficiências de carga, e descarga da bateria
Δt	é o intervalo de tempo
E_{max}	é a capacidade máxima de energia da bateria

3.2.4 Controle de Tensão Hierárquico em MGs

O controle hierárquico de tensão e frequência é uma abordagem amplamente adotada em sistemas elétricos modernos, especialmente em MGs e SGs [4], devido à sua capacidade de dividir a operação do sistema em diferentes níveis de decisão. A arquitetura hierárquica geralmente se organiza em três camadas:

- Controle primário: responsável pela resposta rápida e autônoma dos dispositivos (como controle tipo *droop* em inversores).
- Controle secundário: ajusta os desvios causados pela ação local e promove a coordenação entre unidades próximas.
- Controle terciário: otimiza o uso global dos recursos, com base em objetivos econômicos ou operacionais (despacho ótimo, troca com a rede principal).

Embora o objetivo desta tese não seja intervir diretamente nas estratégias de controle, a estrutura hierárquica proposta pode ser integrada como ferramenta complementar para otimizar a ação de corte de carga, especialmente em situações de contingência, conforme demonstrado em [4].

3.3 Funções Objetivo

O enfoque multiobjetivo difuso com ponderação apresenta excelente capacidade de adaptação aos requisitos do problema, além de oferecer a vantagem de utilizar funções objetivo normalizadas, cujo domínio de valores está compreendido entre 0 e 1.

A seguir, serão apresentadas as funções utilizadas na modelagem da abordagem proposta, com base nessa estrutura de otimização difusa ponderada.

As variáveis de controle serão \mathbf{Y} e \mathbf{X} . A variável \mathbf{Y} será a responsável pela configuração incluindo os traslados dos MTBESSs. A variável \mathbf{X} será a responsável pelas ações de controle das cargas, e despachos dos MTBESSs e fontes despacháveis, ou seja, o gerenciamento do despacho ótimo.

3.3.1 Variável de Controle das Configurações \mathbf{Y}

A seguir, apresentam-se as definições dos vetores que compõem a variável \mathbf{Y} .

- $\mathbf{Y} = [\mathbf{s}, \mathbf{b}]$ vetor de componentes binárias que representam as possíveis arestas do grafo completo não orientado $\mathbf{G}_c = \{\mathbf{Y}\}$, os estados das chaves fechadas e trajetos alcançados em todo momento determinam grafos tipo árvore (mantém-se a radialidade da rede).
- $\mathbf{s} = [s_1, s_2, \dots, s_k, \dots, s_m]$: é o conjunto de chaves abertas e fechadas, sendo que as chaves são controladas de forma remota desde o centro de operação mediante o ADMS. Se a componente $s_k = 1$ a chave correspondente está fechada, se a componente $s_k = 0$, então a chave está aberta.
- $\mathbf{b} = [b_1, b_2, \dots, b_\alpha, \dots, b_n]$: é o conjunto de trajetos dos MTBESSs. O estado de cada variável binária b_α está associado ao nó de partida e nó de chegada ou posicionamento do MTBESS contendo os dados da distância e o tempo de traslado e conexão além da carga inicial da bateria. Se a componente $b_\alpha = 1$, o MTBESS foi trasladado seguindo esse trajeto, e se $b_\alpha = 0$, então o MTBESS não foi trasladado segundo esse trajeto.

3.3.2 Variável de Controle do Despacho \mathbf{X}

A variável \mathbf{X} é um vetor cujas componentes codificam: (i) o controle de cargas, (ii) o despacho das fontes e baterias estacionárias e MTBESSs. Essas ações são executadas em tempo real pelo ADMS. O vetor é particionado em subvetores, conforme descrito a seguir:

- $\mathbf{l}(t) = [l_1(t), l_2(t), \dots, l_p(t), l_{p+1}(t), l_{p+2}(t), \dots, l_{p+m}(t)]$ variáveis das

cargas.

- $\mathbf{l}_p(t) = [l_1(t), l_2(t), \dots, l_p(t)] \in \{0,1\}$ é o conjunto de variáveis binárias que representam as cargas controláveis, e não controláveis, sendo que a cardinalidade deste vetor é p .
- $\mathbf{l}_m(t) = [l_{p+1}(t), l_{p+2}(t), \dots, l_{p+m}(t)] \in R^1[0,1]$ é o conjunto de variáveis reais positivas que representam as cargas com controle contínuo (por exemplo, ar-condicionado) e com controle quase contínuo, implementado por desligamentos discretos de unidades individuais em um nó ou em um conjunto de nós. A cardinalidade desse vetor é m .
- $\mathbf{b}(t) = [b_{p+m+1}(t), b_{p+m+2}(t), \dots, b_{p+m+k}(t), b_{p+m+k+1}(t), \dots, b_{p+m+k+h}(t)]$ variáveis das fontes.
- $\mathbf{b}_k(t) = [b_{p+m+1}(t), b_{p+m+2}(t), \dots, b_{p+m+k}(t)] \in R^1[-1,1]$: é o conjunto de variáveis reais que representa a carga e descarga dos MTBESSs no tempo t , em pu, onde a cardinalidade deste vetor é k .
- $\mathbf{b}_h(t) = [b_{p+m+k+1}(t), b_{p+m+k+2}(t), \dots, b_{p+m+k+h}(t)] \in R^1[0,1]$: é o conjunto de variáveis reais que representa a geração das fontes DGs e geradores secundários no tempo t , em pu, onde a cardinalidade deste vetor é h .

Estas variáveis agrupam-se em um vetor

- $\mathbf{x}(t) = [\mathbf{l}(t), \mathbf{b}(t)]$, que representa os despachos das cargas e das baterias e fontes no tempo determinado t .
- $t \in \mathcal{T}, \mathcal{T} = \{1, 2, 3, \dots, T\}$

onde

$$T = \frac{t_f - t_o}{\Delta t} \quad \text{é o número de intervalos de } \Delta t \text{ minutos, } \Delta t \text{ é a resolução considerada de tempo. } T \in \mathbb{N}.$$

Para fazer o vetor variável incluindo o desenvolvimento temporal tem-se o seguinte arranjo

- $\mathbf{X} = [\mathbf{x}(1), \mathbf{x}(2), \dots, \mathbf{x}(T)]$ é a variável de controle das cargas e despachos das baterias e geradores despacháveis não principais.

- $x(i, t)$ é a variável de controle correspondente à barra i no intervalo t

Para os sistemas testes equilibrados representados por redes monofásicas a quantidade de nós coincide com a quantidade de barras e o sistema se simplifica na modelagem.

Em grandes sistemas é necessário fazer um arranjo de barras em um nó para simplificar o grafo da rede. No sistema real trifásico a abordagem é feita da seguinte forma, no grafo simplificado onde o nó é uma agrupação de nós do grafo completo, a variável X é utilizada no grafo simplificado para a solução da otimização via MILP, posteriormente é feita uma ampliação da variável X para distribuir o resultados a todo o subgrafo interno pode-se ver na Figura 18 e a ampliação da variável na equação (3.15) e (3.16) . O nó 57 do Grafo simplificado do sistema real utilizado contém vários nós do grafo completo $\{39,356,353,352,354,355,351,350\}$.

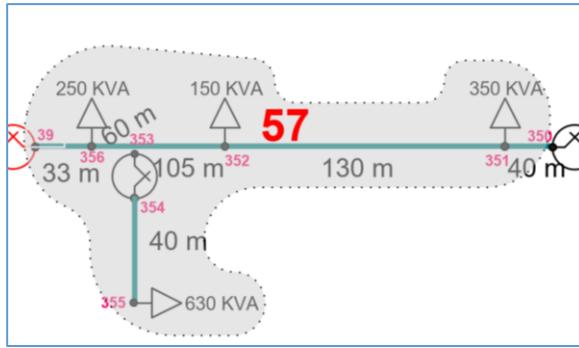


Figura 18: Grafo Simplificado Representativo do Número 57 do sistema Real.

$$\mathbf{X}_A = [x_{A(q)}] \quad (3.15)$$

$$x_{A(q)} = x_i \quad \forall q \in i \quad (3.16)$$

Onde

\mathbf{X}_A é o vetor de controle de variáveis de carga e despacho ampliado para o grafo Completo do Sistema Real

$x_{A(q)}$ é o elemento do vetor \mathbf{X}_A conteúdo dentro de nó simplificado x_i

O cálculo de fluxo de potência é feito mediante o vetor \mathbf{X}_A , que multiplica às cargas dos nós para controlar os valores.

3.3.3 Função Capacidade de Serviço

A principal função-objetivo desta proposta é a capacidade de serviço, adotada aqui como métrica de resiliência da MG. A equação (3.17) quantifica o atendimento de carga ponderado pelas prioridades horárias.

$$f_1(\mathbf{X}) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nb} l(i, t) \mathbb{p}(i, t) \Delta t = \mathbf{X} \cdot \mathbb{P} \Delta t \quad (3.17)$$

onde

$f_1(\mathbf{X})$	é a função capacidade de serviço
$\mathbb{p}(i, t)$	é a prioridade da barra i no tempo t
Δt	é a resolução considerada de tempo
\mathbb{P}	é o Vetor $[\mathbb{p}(i, t)]$, da mesma dimensão que \mathbf{X}

Para o caso teste a prioridade horária pode-se observar na Figura 15.

Aplicando a equação (2.14) obtém-se a fuzzificação da função $f_1(\mathbf{X})$, segundo a equação (3.18).

$$\widetilde{f}_1(\mathbf{X}) = \mu(f_1(\mathbf{X})) \quad (3.18)$$

3.3.4 Função Perdas

Um dos principais objetivos de pesquisa em sistemas elétricos é a redução de perdas técnicas, sendo que na área de projeto é fundamental essa análise para o dimensionamento da rede. Na área de planejamento da operação é fundamental o estudo da configuração ótima que faça a minimização das perdas sem afetar as demais variáveis do serviço elétrico [10, 17, 25, 28, 32, 37, 39].

A avaliação das perdas é realizada através dos resultados do fluxo de potência. A solução do fluxo de potência fornece os valores das tensões e os ângulos para cada uma das barras do sistema, permitindo calcular os valores das correntes dos ramos entre qualquer das barras i e j como segue:

$$I_{ij} = Y_{ij}(V_i - V_j) \quad (3.19)$$

Com o conhecimento das correntes dos ramos pode-se calcular as perdas de potência ativa (da barra i para a barra j) mediante as equações (3.20) e (3.21).

$$P_{loss,j} = |I_{ij}|^2 \cdot R_{ij} = \text{real}((V_i - V_j)I_{ij}^*) \quad (3.20)$$

$$P_{loss} = \sum_{j=1}^{nr} P_{loss,j} \quad (3.21)$$

onde:

$P_{loss,j}$	representa a perda de potência do ramo $i - j$
V_i	representa a tensão na barra i
V_j	representa a tensão na barra j
I_{ij}	representa a corrente no ramo $i - j$
R_{ij}	representa a resistência do ramo $i - j$
P_{loss}	representa a perda de potência total dos ramos de i para j
nr	representa o número de ramos do sistema elétrico

Perdas de energia:

Em um período de tempo de operação determinado pode-se calcular a energia de perdas integrando as perdas de potência ativa segundo a equação (3.22).

$$f_2(\mathbf{X}) = \int_0^T P_{loss}(t) dt = \sum_{t=1}^T P_{loss,t} \cdot \Delta t \quad (3.22)$$

onde:

Δt	é o intervalo de tempo considerado da resolução do fluxo de potência (h)
T	representa o número total de intervalos
$P_{loss,t}$	é a potência ativa dissipada por perdas no instante t (kW)
$f_2(\mathbf{X})$	é a função objetivo 2 que representa a energia total de perdas no período (kWh)

A função de pertinência utilizada é a função ombro [16], a fuzzificação é feita mediante a equação (3.23).

$$\tilde{f}_2(\mathbf{X}) = \mu(E_{lossT}) = \begin{cases} 1, & E_{lossT} < E_{lossT}^{min}, \\ \frac{E_{lossT}^{max} - E_{lossT}}{E_{lossT}^{max} - E_{lossT}^{min}}, & E_{lossT}^{min} \leq E_{lossT} \leq E_{lossT}^{max}, \\ 0, & E_{lossT} > E_{lossT}^{max} \end{cases} \quad (3.23)$$

onde:

E_{lossTi} representa a energia de perdas total do sistema no intervalo T

E_{lossT}^{min} representa o valor mínimo considerado de perdas de energia

E_{lossT}^{max} representa o maior valor permitido de perdas de energia

$\tilde{f}_2(\mathbf{X})$ função objetivo 2 fuzzificada (perdas de energia)

Pode se notar que o problema de minimização é transformado em um problema de maximização da função $\tilde{f}_2(\mathbf{X})$.

3.3.5 Função Desvio da Tensão

O desvio da tensão em referência à tensão nominal é dado pelas fórmulas (3.24), (3.25) e (3.26).

$$\Delta V_i = |V_i - V_{ref}| \quad (3.24)$$

$$\Delta V_m = \max(|V_i - V_{ref}|) \quad j = 1, \dots, nb \quad (3.25)$$

onde:

V_i é a tensão da barra i obtida do fluxo de potência (V)

V_{ref} é a tensão de referência ou nominal (V)

nb é o número de barras do circuito

ΔV_m é o maior desvio de tensão observado no sistema.

Para a análise no domínio do tempo, utiliza-se a equação (3.26) para calcular o desvio de tensão.

$$f_3(\mathbf{X}) = \max (\Delta V_{m,1}, \dots, \Delta V_{m,t}, \dots, \Delta V_{m,T}) \quad (3.26)$$

A função de pertinência utilizada é a função triangular [16], a fuzzificação é feita mediante a equação (3.27).

$$\widetilde{f}_3(\mathbf{X}) = \mu(f_3(\mathbf{X})) = \begin{cases} 0, & V_i < V_{min} \\ \frac{V_i - V_{min}}{V_{ref} - V_{min}}, & V_{min} \leq V_i \leq V_{ref} \\ \frac{V_i - V_{max}}{V_{ref} - V_{max}}, & V_{ref} \leq V_i \leq V_{max} \\ 0, & V_i > V_{max} \end{cases}, \quad (3.27)$$

onde

$f_3(\mathbf{X})$ é a função objetivo 3, representa o maior desvio de tensão do período de operação considerado
 $\Delta V_{m,t}$ é o máximo desvio de tensão no tempo t
 T é a quantidade de divisões temporais dentro do período de análise
 $\widetilde{f}_3(\mathbf{X})$ é a função objetivo 3 fuzzificada

3.3.6 Função Balanço de Demandas de Potências por Circuito

Normalmente, o equilíbrio da demanda de potência entre os diferentes circuitos independentes, sejam estes alimentadores principais ou redes operando em modo ilhado no contexto das MGs, constitui uma condição técnica fundamental para melhorar a confiabilidade operacional dos sistemas de distribuição [32]. Além disso, um balanceamento de cargas bem projetado contribui significativamente para a redução das perdas técnicas e para a atenuação dos desvios de tensão ao longo dos circuitos, sendo esses objetivos geralmente complementares e não conflitantes. Os benefícios obtidos com tal prática dependem diretamente das características elétricas e topológicas de cada circuito. A Equação (3.28) apresenta a função de balanço de demanda adotada.

$$f_4(\mathbf{X}) = \frac{\sum_{k=1}^{Nh} (d_k - \bar{d})}{\bar{d}} \quad (3.28)$$

onde

$f_4(\mathbf{X})$ é a função balanço de demanda

\bar{d} é a demanda média do sistema

d_k é a demanda da ilha k

Nh é o número de ilhas

Neste caso $\tilde{f}_4(\mathbf{X}) = f_4(\mathbf{X})$

3.3.7 Formulação do Problema -Análise Multiobjetivo Mediante Lógica Fuzzy

O problema multiobjetivo é formulado como a maximização das funções-objetivo fuzzificadas, conforme a Equação (3.29), com ponderação por pesos que define a função global Z.

$$Z(\mathbf{X}) = w_1 \cdot \tilde{f}_1(\mathbf{X}) + w_2 \cdot \tilde{f}_2(\mathbf{X}) + w_3 \cdot \tilde{f}_3(\mathbf{X}) + w_4 \cdot \tilde{f}_4(\mathbf{X}) \quad (3.29)$$

onde

w_1, w_2, w_3, w_4 são os pesos (coeficientes de ponderação) aplicados às respectivas funções

A escolha dos valores destas constantes depende do grau de importância que são requeridos para a operação do sistema ilhado. Neste estudo atribui-se o maior peso à função $\tilde{f}_1(\mathbf{X})$, correspondente à capacidade de serviço.

Desta forma é obtida a transformação de um problema multiobjetivo a um problema mono-objetivo, onde o objetivo é maximizar a função fuzzy Z.

3.3.8 Função de Demanda em Horário Pico em Regime de Operação Normal

Num cenário de operação normal, busca-se demonstrar a versatilidade da ferramenta proposta, evidenciando seu potencial de aplicação no planejamento da operação em condições normais do sistema. A formulação da função objetivo é modificada para refletir essa nova finalidade, incorporando um termo adicional que visa minimizar a corrente nos alimentadores durante os horários de ponta. Mantém-se o critério de redução das perdas técnicas, agora com maior peso relativo, bem como a minimização dos desvios de tensão ao longo do circuito.

A função associada à capacidade máxima não é considerada nesta etapa, uma vez que, sob condições operativas normais, o sistema é projetado para atender integralmente à demanda. Dessa forma, a função adicional assume a seguinte formulação da equação (3.30), visando reduzir a soma das demandas no horário de maior demanda.

$$D_T(\mathbf{X}) = \sum_{t=t0}^{t=tf} D_c(t) - D_f(t) = \sum_{t=t0}^{t=tf} \left(\sum_i^{nb} D_i(t) - \sum_m^{nf} D_m(t) \right) \quad (3.30)$$

Onde

$D_T(\mathbf{X})$	é a demanda de potência ativa do circuito no horário de $t0$ a tf
$D_c(t)$	é a demanda potência ativa das cargas
$D_f(t)$	é a soma das potências ativas das fontes alternativas incluído os MTBESSs
nb, nf	número de barras e de fontes respectivamente
$t0$ a tf	é o intervalo de tempo considerado como demanda de pico

Então a ideia é incrementar a injeção de potência das baterias nesse horário para reduzir a demanda dos alimentadores para contribuir à redução de perdas e otimização do gerenciamento de energia.

Esta função representa a nova função objetivo adotada na formulação da MILP utilizada na seção 4.3.

A função de pertinência utilizada é a função ombro [14], a fuzzificação é feita mediante a equação (3.31).

$$\tilde{f}_5(\mathbf{X}) = \mu(D_T) = \begin{cases} 1, & D_T < D_T^{min}, \\ \frac{D_T^{max} - D_T}{D_T^{max} - D_T^{min}}, & D_T^{min} \leq D_T \leq D_T^{max} \\ 0 & D_T > D_T^{max} \end{cases} \quad (3.31)$$

$$D_T^{max} = \sum_{t=t_0}^{t=t_f} D_c(t) \quad (3.32)$$

onde:

T	é o período de horário determinado (pode ser o horário de ponta de carga)
t_0	é o início de período T
t_f	é o fim do período T
D_T	é a soma das demandas das cargas e das fontes (solar, eólica e baterias) no período T
$D_i(t)$	é a demanda da carga da barra i no tempo t
$D_c(t)$	é a soma das demandas das cargas de todas as barras no tempo t
$D_m(t)$	é a demanda da fonte m no tempo t
$D_f(t)$	é a soma das demandas todas as DGs (solar, eólica, baterias) no tempo t
D_T^{max}	é a máxima demanda no intervalo de tempo T
D_T^{min}	é a mínima demanda no intervalo de tempo T

Então a nova função objetivo para o cenário em regime de operação normal é calculada mediante a equação (3.33).

$$Z(\mathbf{X}) = w_1 \cdot \tilde{f}_1(\mathbf{X}) + w_2 \cdot \tilde{f}_2(\mathbf{X}) + w_3 \cdot \tilde{f}_3(\mathbf{X}) + w_4 \cdot \tilde{f}_4(\mathbf{X}) + w_5 \cdot \tilde{f}_5(\mathbf{X}) \quad (3.33)$$

onde

w_1, w_2, w_3, w_4, w_5 são os pesos (coeficientes de ponderação) aplicados às respectivas funções

Capítulo 4 – Metodologia Proposta

4.1 Metodologia da Abordagem do Traslado dos MTBESSs

Durante a ocorrência de uma desconexão da rede principal, o sistema pode operar em modo ilhado através dos geradores fixos alocados na rede, das fontes de energia renovável e das baterias fixas, além de um conjunto de MTBESSs que são trasladados desde pontos determinados e alocados em barras apuradas. Neste caso, o modo de operação ilhado das MGs, os algoritmos do EMS estão focados na maximização da capacidade de serviço da rede, com o menor valor de perdas possível e o menor desvio de tensão nas barras.

Foi utilizado o sistema teste IEEE de 33 barras descrito na Figura 19 com algumas modificações para introduzir DG, e os MTBESSs com seus deslocamentos. As modificações são:

1- Inserção de três geradores nos nós 4, 9 e 32. A modelagem de cada gerador depende do seu papel na ilha:

- a) Gerador principal da ilha: representado por um gerador equivalente ligado a uma barra fictícia (nó 1) por sua impedância série, formando os ramais (1–4), (1–9) e (1–32).
- b) Gerador secundário: modelado como barra tipo PQ, conectada diretamente ao nó correspondente.

2- Para viabilizar a alternância de papéis, adicionaram-se as barras auxiliares 38,39 e 40, associadas aos geradores dos nós 4,9 e 32. Essas barras ficam com $P=0$ e $Q=0$ quando o gerador associado atua como principal da ilha; quando o gerador opera como secundário, ativam-se com os valores de potência definidos pelo algoritmo de otimização. Em ambas as configurações, os geradores obedecem às mesmas limitações de capacidade máxima de potência ativa e reativa. Adicionalmente, o fator de potência dos geradores secundários é ajustado de forma a permanecer próximo ao dos geradores principais, assegurando um equilíbrio adequado na produção de potência ativa e reativa. Esse processo de ajuste é desenvolvido na seção 4.3.2.

3- Agregam-se quatro nós (34-37) correspondentes às barras dos MTBESSs. Em todos os casos, adota-se o modelo de barra PQ despachável, com limites de potência ativa e reativa e capacidade de armazenamento especificada. Para esses quatro nós são associadas um total de 60 arestas possíveis, incluídas no grafo não dirigido G_c , com 15

destinos possíveis (nós candidatos) para cada MTBESS, (10 a 21 e 29 a 31). A partir da localização inicial de cada unidade, cada arestas contém as informações de tempo de deslocamento e conexão entre a alocação do MTBESS e o nó de destino. Em total o sistema modificado contém 42 nós e 100 possíveis arestas. A aresta (1,2), correspondente à chave S1, é desligada e passa a ser inoperável para os algoritmos correspondentes, que representa o desligamento da rede principal. As 100 possíveis arestas atuam igual às chaves, então o sistema contém 100 chaves e 42 nós. Os dados das 60 arestas correspondentes às trajetórias contêm valor de impedância igual a 0, de forma a ser utilizado no fluxo de potência. Então uma matriz de incidência e adjacência são utilizadas para a modelagem do fluxo de potência, as trocas de configuração e os traslados dos MTBESSs.

Na Figura 9 tem-se o grafo do sistema IEEE de 33 barras original. Na Figura 19, apresenta-se o grafo completo do sistema modificado de 42 barras e 100 arestas, incorporando os geradores e os MTBESSs. Os dados de trânsito referentes à unidade de MTBESS ligado ao nó 34, consistentes em tempos de deslocamentos e tempos de desconexão estão sintetizados na Tabela 5, o conjunto completo encontra-se no Anexo 1. Por questões de visualização, apenas os trajetos correspondentes ao MTBESS associado ao nó 34 foram incluídos na figura, visando facilitar a interpretação da topologia e o fluxo de deslocamento da unidade móvel.

Tabela 5: Dados de Trânsito de MTBESSs

MTBESS	Nó	Traslado (min)	Tempo de operação (min)	Total	T_{desl}
34	19	7	20	27	2
34	12	28	20	48	3
34	20	62	20	82	4
34	13	28	25	53	3
34	17	15	25	40	3

Suponha que o trajeto do MTBESS 34 seja a aresta (12–34). No modelo MILP, a restrição que fixa essa escolha de variável é a seguinte:

$$lb_{(n,t)}, \quad lb_{(34,1)} = 0, \quad lb_{(34,2)} = 0, \quad lb_{(34,3)} = -1, \quad lb_{(34,t)} = -1, \quad \forall t \geq 3$$

$$ub_{(n,t)}, \quad ub_{(34,1)} = 0, \quad ub_{(34,2)} = 0, \quad ub_{(34,3)} = +1, \quad ub_{(34,t)} = +1, \quad \forall t \geq 3$$

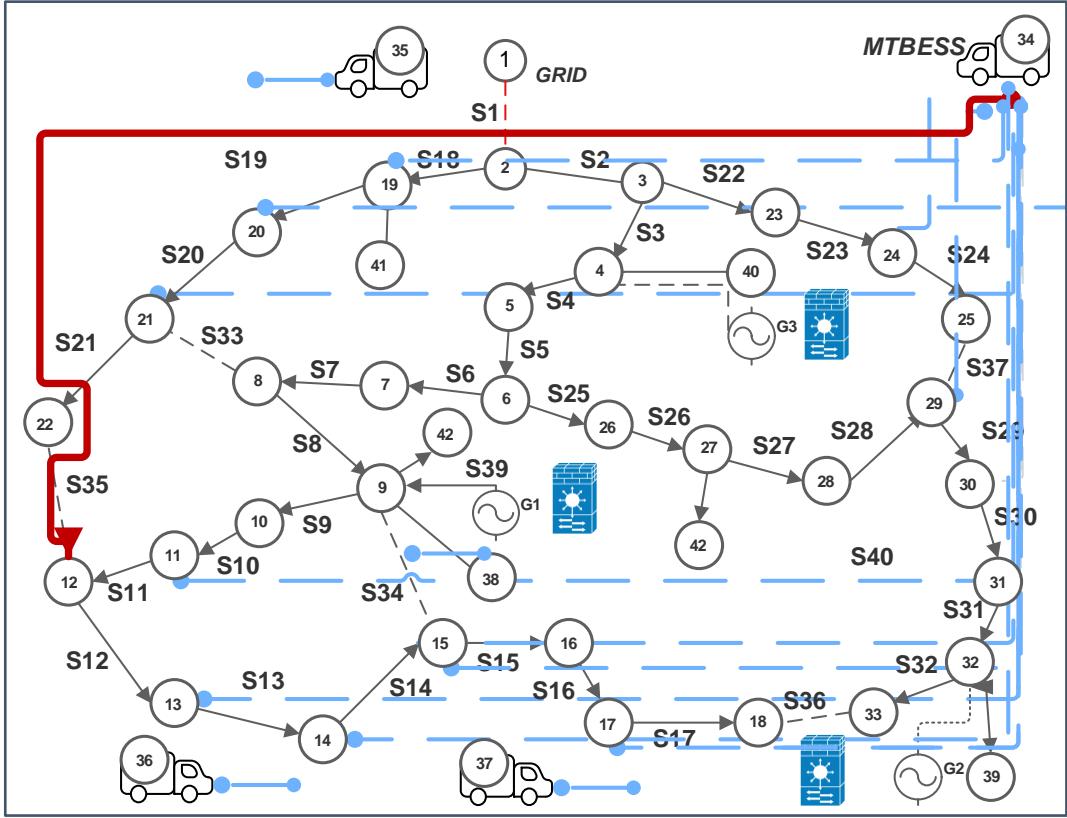


Figura 19: Grafo do sistema teste de 42 barras e 37 chaves e 63 trajetos de caminhões (3 geradores +4 MTBESSs+1PV+1WIN)

Posteriormente essas componentes são inseridas nos vetores de restrições das variáveis de dimensão $nb \cdot T$ para ser utilizado no MILP, mediante o arranjo a seguir.

$$\mathbf{lb} = [lb_{(1,1)} \ lb_{(2,1)} \dots lb_{(nb,1)}, \ lb_{(1,2)} \ lb_{(2,2)} \dots lb_{(nb,2)} \dots lb_{(1,T)} \ lb_{(2,T)} \dots lb_{(nb,T)}]$$

$$\mathbf{ub} = [ub_{(1,1)} \ ub_{(2,1)} \dots ub_{(nb,1)}, \ ub_{(1,2)} \ ub_{(2,2)} \dots ub_{(nb,2)} \dots ub_{(1,T)} \ ub_{(2,T)} \dots ub_{(nb,T)}]$$

Para o sistema real, o processo é análogo. Inicia-se pelo grafo simplificado como o vetor de controle \mathbf{X} , e o fluxo de potência exato é calculado utilizando o vetor de controle ampliado \mathbf{X}_A da Equação (3.16). Os dados de distância e tempo de viagem entre pares origem-destino georreferenciados, do ponto de partida do MTBESS aos pontos candidatos de alocação na rede, são obtidos com a *Google Maps Distance Matrix API* [29]. O procedimento completo encontra-se detalhado na Seção 5.2 para o sistema real da cidade de Encarnação-Paraguai.

4.2 Mutação Proposta

A função objetivo $fitness_l$ para a posição l segundo a filosofia da AIS deve ser uma função normalizada, neste caso, é dada pelas equações (4.1) - (4.4). Em seguida é calculada a probabilidade de hipermutação para cada posição e para cada grupo de variável de controle (gerador, trajeto de MTBESS, chave) mediante as equações (4.5) - (4.8).

$$fitness_l = \frac{Z_l}{Z_{max}} \quad (4.1)$$

$$Z_{max} = \max(Z(\mathbf{X})) = \max(w_1 \tilde{f}_1(\mathbf{X}) + w_2 \tilde{f}_2(\mathbf{X}) + w_3 \tilde{f}_3(\mathbf{X}) + w_4 \tilde{f}_4(\mathbf{X})) \quad (4.2)$$

$$Z_{max} = w_1 + w_2 + w_3 + w_4 \quad (4.3)$$

$$fitness_l = \frac{Z_l}{\sum w_p} \quad (4.4)$$

$$\alpha(l) = \beta^{-1} \times \exp(-fitness_l \cdot \delta(l)) \quad (4.5)$$

$$\mathbf{N}_2 = [[n_g] [n_b] [n_c]] \quad (4.6)$$

$$\alpha_l = [\alpha_g(l) \ \alpha_b(l) \ \alpha_c(l)] \quad (4.7)$$

$$\alpha_g(l) = \beta^{-1} \times \exp(-fitness_l \cdot \delta_g(l)), \alpha_b(l) = \beta^{-1} \times \exp(-fitness_l \cdot \delta_b(l)), \\ \alpha_c(l) = \beta^{-1} \times \exp(-fitness_l \cdot \delta_c(l)) \quad (4.8)$$

onde

$fitness_l$ é a função objetivo normalizada para a posição l , onde $l = 1$ equivale ao indivíduo de maior afinidade e $l = N_p$ ao indivíduo de menor afinidade da população de controle N_p a ser aplicada a hipermutação.

Z_{max} é o máximo valor da função fitness Z

$\alpha_l = [\alpha_g(l) \ \alpha_b(l) \ \alpha_c(l)]$ é o vetor (de dimensão 3) de probabilidade de mutação do anticorpo da posição l , para cada aresta aberta correspondente ao gerador g , ao trajeto b do MTBESS, ou

	à chave c
$\alpha_g(l)$ $\alpha_b(l)$ $\alpha_c(l)$	é a probabilidade de mutação do anticorpo da posição l , para a aresta aberta correspondente ao gerador g , ao trajeto b do MTBESS, ou à chave c
$fitness_l$	representa a medida de qualidade do indivíduo da posição l normalizada entre 0 e 1
$N_2 = [[n_g] [n_b] [n_c]]$	é o conjunto de chaves abertas de dimensão d (d é constante respeito de l)
n_g, n_b, n_c	as arestas correspondentes ao gerador, as baterias e as chaves
$\delta_g(l), \delta_b(l), \delta_c(l)$	fator de probabilidade de mudar a posição do gerador g , ao trajeto b do MTBESS, ou à chave c

Mutações de grande amplitude são associadas às posições l de menor prioridade, elevando a probabilidade de alterar a posição do gerador e, consequentemente, de trocar de ilha ($\delta_g(l) > 1$), o que privilegia uma busca global. Já nas posições de maior afinidade do indivíduo, reduz-se a probabilidade de mudança nos geradores ($\delta_g(l) < 1$) e aumenta-se nas chaves de manobra ($\delta_c(l) > 1$), estimulando pequenas alterações de configuração e, portanto, a busca local. Assim, preserva-se a filosofia do AIS, em alinhamento ao EAIS da referência [28].

4.3 Algoritmo de Otimização EAIS-MILP

As variáveis de controle serão \mathbf{Y} e \mathbf{X} , a variável \mathbf{Y} será a responsável pela configuração incluindo os traslados dos MTBESSs. E a variável \mathbf{X} será a responsável pelas ações de controle das cargas, e despachos dos MTBESSs e fontes despacháveis, ou seja, o gerenciamento do despacho ótimo, como descrito no Capítulo 3.

Os dados de distância e tempo de deslocamento são obtidos pela *Google Maps Distance Matrix API* e atualizados em tempo real. O processo completo está descrito na Seção 5.2.1. A variável \mathbf{b} permite obter o traslado ótimo do MTBESS considerando a função objetivo. Se existem algumas restrições quanto à operabilidade de determinadas chaves, então estas são incluídas automaticamente no algoritmo e são consideradas fixas, mantendo suas condições iniciais de aberta ou fechada.

A variável \mathbf{b} é associada a uma matriz \mathbf{B} segundo a Tabela 6, onde nos ramos conectados são associadas impedâncias de r e x de valor 0 para fazer o cálculo de fluxo de potência.

Tabela 6: Dados da Matriz \mathbf{B} (Sistema Teste de 33 Barras Modificado)

Componentes do vetor \mathbf{b}	Nó De	Nó Para	Distância [km]	Tempo do caminhão Δt [min]	Intervalo\ de Δt do caminhão T [int.]	Potência [kW]	Energia [kWh]	Estado de carga Inicial [pu]
b_1	34	20	42	55	3	200	2000	0.8
b_2	35	20	56	75	4	100	1000	0.9
.....
b_{60}	37	30	78	60	3	500	800	0.5

O conjunto de variáveis binárias \mathbf{Y} representam os estados das arestas possíveis do grafo principal correspondente eletricamente para ao cálculo de fluxo de potência, sendo que a partir da variável \mathbf{Y} é construída a matriz de incidência $\mathbf{K} = [k_{ij}]$, onde $k_{ij} = 1$, $\forall i, j \in \mathcal{N} | i = j$, e os demais elementos incidentes, entre os nós i e j , são definidos por $k_{ij} = -1$, $\forall \{i, j\} \subset \mathcal{N} \times \mathcal{N} | i \neq j$ onde existe uma conexão entre os nós i e j , de outra forma $k_{ij} = 0$, $\forall \{i, j\} \subset \mathcal{N} \times \mathcal{N} | i \neq j$. Para os casos dos sistemas teste do sistema 33 modificado a matriz de incidência de grafo é exatamente a mesma matriz utilizada no fluxo de potência.

Inicialmente o vetor \mathbf{Y} é constante com respeito ao tempo, mas pode-se considerar variável em função de tempo para as trocas de configuração durante o período de desconexão.

4.3.1 Algoritmo 1 - Camada Principal Baseada em AIS e Teoria de Grafos

Esta camada realiza a reconfiguração da rede e a formação de ilhas operativas. Nela são selecionados os estados das chaves de manobra e os deslocamentos e alocações dos MTBESSs. Para cada topologia candidata, definem-se as ilhas radializadas e posicionam-se os MTBESSs nos nós correspondentes.

Na camada principal são formados os conjuntos de grafos associados à variável $\{\mathbf{Y}\}$, sendo este conjunto $\{\mathbf{Y}\}$ submetido à subcamada e obtido os valores ótimos dos despachos das cargas, baterias e geradores representados no conjunto de variáveis $\{\mathbf{X}\}$ mediante MILP, além dos valores resultados do fluxo de potência. Posteriormente é feita na camada principal uma otimização baseada em AIS para maximizar a demanda prioritária, minimizar as perdas, as quedas de tensão, e o balanço de demandas. Na equação (4.9), apresenta-se a formulação da otimização e, na equação (4.10), as respectivas restrições. Na Figura 20, apresenta-se o fluxograma do Algoritmo 1.

Formulação

$$\max\{Z(\mathbf{Y}, \mathbf{X}) = w_1 \tilde{f}_1(\mathbf{Y}, \mathbf{X}) + w_2 \tilde{f}_2(\mathbf{Y}, \mathbf{X}) + w_3 \tilde{f}_3(\mathbf{Y}, \mathbf{X}) + w_4 \tilde{f}_4(\mathbf{X})\} \quad (4.9)$$

s. a. \

$$I_{rk} < I_{rkmax}$$

$$I_{gen-vn} < I_{gen-vn-max}$$

$$V_{min} < V_i < V_{max}$$

$$F(\mathbf{Y}) \text{ ser uma floresta} \quad (4.10)$$

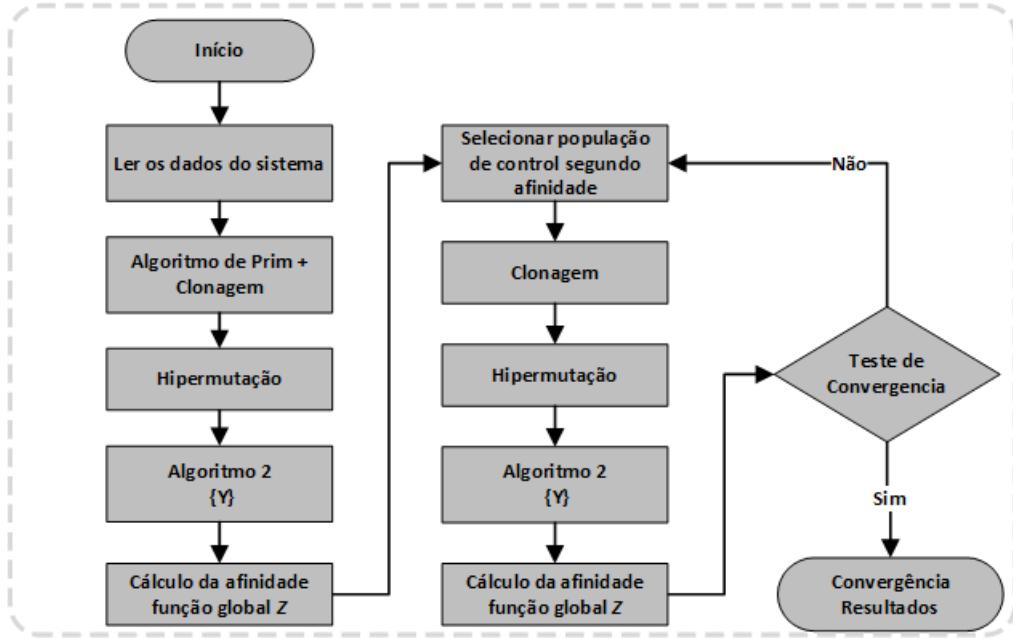


Figura 20: Fluxograma do EAIS da Camada Principal

Os passos do fluxograma do EAIS na Camada Principal são descritos a seguir.

1. Início e leitura dos dados do sistema: Carrega-se o sistema, topologia da rede, parâmetros elétricos, limites operativos, perfis de carga e geração, tempos de trânsito.
2. Geração da população inicial: Parte-se de soluções radiais viáveis obtidas com o algoritmo de Prim (árvore geradora mínima) para garantir radialidade e boa qualidade inicial. Em seguida, clona-se cada solução base para criar múltiplas variações iniciais, aumentando a diversidade da população. Aplica-se hipermutação forte (mutações de maior intensidade) sobre as soluções clonadas, alterando chaves, trajetos de MTBESSs. A ideia é explorar amplamente o espaço de busca inicial, mantendo a viabilidade operativa.
3. Algoritmo 2: Para cada configuração Y , roda-se a sub-rotina para a otimização de despacho baseada em MILP e fluxo de carga detalhada na seção 4.3.2, que calcula as variáveis X e os resultados de fluxo de potência na faixa horária, respeitando limites elétricos, em seguida os resultados das funções objetivo são retornados para a camada principal.
4. Cálculo da afinidade função global Z segundo a equação (4.9).
5. Seleção da população de controle: Selecionam-se os melhores indivíduos

(maior afinidade) para formar a população de controle N_p , que servirá de base para a próxima rodada. É um mecanismo de pressão seletiva típico do AIS.

6. Clonagem: Clonam-se mais intensamente os indivíduos de maior afinidade (mais cópias), seguindo o princípio de seleção clonal: soluções promissoras geram mais descendentes, conforme a equação (2.18).
7. Hipermutação adaptativa: Aplica-se hipermutação às cópias conforme à probabilidade determinada na equação (4.8), com taxa-alcance ajustados pela afinidade:
 - Alta afinidade → mutações menores (mutação leve, refino local).
 - Baixa afinidade → mutações maiores (mutação forte, busca global).
8. Algoritmo 2: Para cada configuração Y , roda-se a sub-rotina para a otimização de despacho baseada em MILP e fluxo de carga detalhada na seção 4.3.2, que calcula as variáveis X e os resultados de fluxo de potência na faixa horária, respeitando limites elétricos, em seguida os resultados das funções objetivo são retornados para a camada principal.
9. Cálculo da afinidade mediante a função global Z segundo a equação (4.9).
10. Teste de convergência: Verifica-se o critério de número máximo de iterações
 - Não convergiu: retorna à etapa 5.
 - Convergiu: encerra.
11. Saída (Convergência-Resultados): Entrega-se a melhor configuração Y e seu respectivo despacho ótimo X , a função global Z acompanhada das funções objetivo (demanda prioritária, perdas, quedas de tensão, e o balanço de demandas).

4.3.2 Algoritmo 2 - Subcamada Baseada em MILP e Fluxo de Potência

As ilhas formadas na camada principal são avaliadas mediante MILP, e para cada configuração é otimizado o despacho dos geradores, baterias fixas, os MTBESSs e o suprimento das cargas da MG respeitando as classificações prioritárias horárias, e considerando as restrições de potências e energia dos geradores e baterias e as curvas de demanda por tipo de carga, as curvas de geração das fontes alternativas (solar, eólica) e componentes ativos do sistema como podem ser autos elétricos ou componentes associados a baterias fixas. O valor ótimo obtido é verificado por meio de fluxo de potência exato e, em seguida, o ponto de operação do gerador é ajustado iterativamente,

avaliando-se as restrições de capacidade do gerador ilustradas na Figura 21. A otimização baseada em MILP é formulada na equação (4.11), e as restrições mediante as equações (4.12) -(4.17). A Figura 22 apresenta o fluxograma do Algoritmo 2.

Formulação

$$\max f_1(\mathbf{X}) = \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^{nb} l(i, t) p(i, t) \Delta t = \mathbf{X} \cdot \mathbf{P} \Delta t$$

(4.11)

s. a

Restrições de potência

$$\mathbf{l}^{vn}(t) \cdot \mathbf{D}(t) + \mathbf{b}_k^{vn}(t) \cdot \mathbf{P}_{bat}(t) + \mathbf{b}_h^{vn}(t) \cdot \mathbf{P}_f(t) + \leq c_{vn} \sum g_t^{vn} \quad (4.12)$$

$$l_i^{vn}(t) = l_i(t) \forall l_i(t) \in mgrid-v_n, l_i^{vn}(t) = 0 \forall l_i(t) \notin mgrid-v_n \quad (4.13)$$

$$b_k^{vn}(t) = b_k(t) \forall b_k(t) \in mgrid-v_n \wedge t \geq t_{desl}^k \quad (4.14)$$

$$b_k^{vn}(t) = 0 \forall b_k(t) \notin mgrid-v_n = 0 \vee t < t_{desl}^k \quad (4.15)$$

$$b_h^{vn}(t) = 1 \forall b_h(t) \in mgrid-v_n, b_h^{vn}(t) = 0 \forall b_h(t) \notin mgrid-v_n \quad (4.16)$$

Restrições de energia das baterias

$$\sum_{\tau=1}^t \eta(i, \tau) b(i, \tau) \cdot \overline{P_b}(i) \Delta t \leq -SoC_0(i) \cdot \overline{E_b}(i), \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (4.17)$$

$$\sum_{\tau=1}^t \eta(i, \tau) b(i, \tau) \cdot \overline{P_b}(i) \Delta t \leq \overline{E_b}(i), \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (4.18)$$

Restrição de potência de carga e descarga das baterias:

$$-1 \leq b(i, t) \leq 1, \in R^1[-1, 1] \quad (4.19)$$

$$-\overline{P_{b-d}}(i) \leq b(i, t) \overline{P_b}(i) \leq \overline{P_{b-c}}(i), \overline{P_b} < 0, \forall b(i, t) \in \mathbb{R}\{0, 1\} \quad (4.20)$$

$$\eta(i, t) = \eta_d^{-1}(i, t), \forall b(i, t) < 0 \quad (4.21)$$

$$\eta(i, t) = \eta_c(i, t), \forall b(i, t) > 0 \quad (4.22)$$

onde

v_n representa a v -ésima micro rede a que pertence as cargas l , as baterias b e os geradores

\mathbf{l}^{v_n} é um vetor de controle de carga da mesma dimensão que $\mathbf{l}(t)$ para cada ilha v_n

$l_i^{v_n}(t)$ é o elemento i do vetor \mathbf{l}^{v_n} , variável de controle da carga i que pertence a ilha v_n no tempo t

\mathbf{b}^{v_n} é um vetor de controle da bateria da mesma dimensão que $\mathbf{b}(t)$

t_{desl}^k é o tempo de deslocamento da bateria da barra k

c_{v_n} é o fator de carregamento do gerador da ilha v_n

$\eta(i, \tau)$ é o rendimento de carga e descarga da bateria da barra i no tempo τ

$\eta_d(i, t)$ é o rendimento de descarga da bateria da barra i no tempo t

$\eta_c(i, t)$ é o rendimento de carga da bateria da barra i no tempo t

$\overline{P_{b-d}}(i)$ é a potência de descarga máxima da bateria da barra i

$\overline{P_{b-c}}(i)$ é a potência de carga máxima da bateria da barra i

$\overline{P_b}(i)$ é a potência nominal da bateria da barra i (limitada ao valor máximo admissível de carga ou descarga) $\overline{P_b} < 0$ (fonte)

$\overline{E_b}(i)$ é a capacidade máxima de energia da bateria da barra i

$SoC_0(i)$ é o estado de carga inicial da bateria da barra i

$b(i, \tau)$ é a variável de controle de bateria do nó- i no tempo τ

$P_f(t)$ é a potência estimada da fonte f no tempo t , $\overline{P_f} < 0$ (fonte)

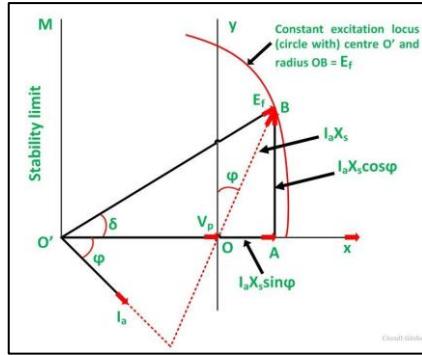


Figura 21: Curva de Capacidade do Gerador

O fator c_{v_n} é ajustado conforme a curva circular de capacidade do gerador da Figura 21, refletindo a relação entre fator de potência e carregamento. O algoritmo busca maximizar c_{v_n} sem violar limites do gerador nem da ilha v_n , propagando o ajuste aos demais geradores para operação coordenada. Em seguida, aplica-se o processo iterativo do fluxograma da Figura 22, encerrando quando c_{v_n} se aproxima do valor ideal $c_0 = 0,85$ ou ao atingir o máximo de iterações. Na referência [4] é proposta uma Metodologia de Controle Secundário da MG, onde uma variável de controle é o desligamento de carga, o algoritmo proposto nesta tese poderia ser uma ferramenta de utilidade para esse tipo de abordagens.

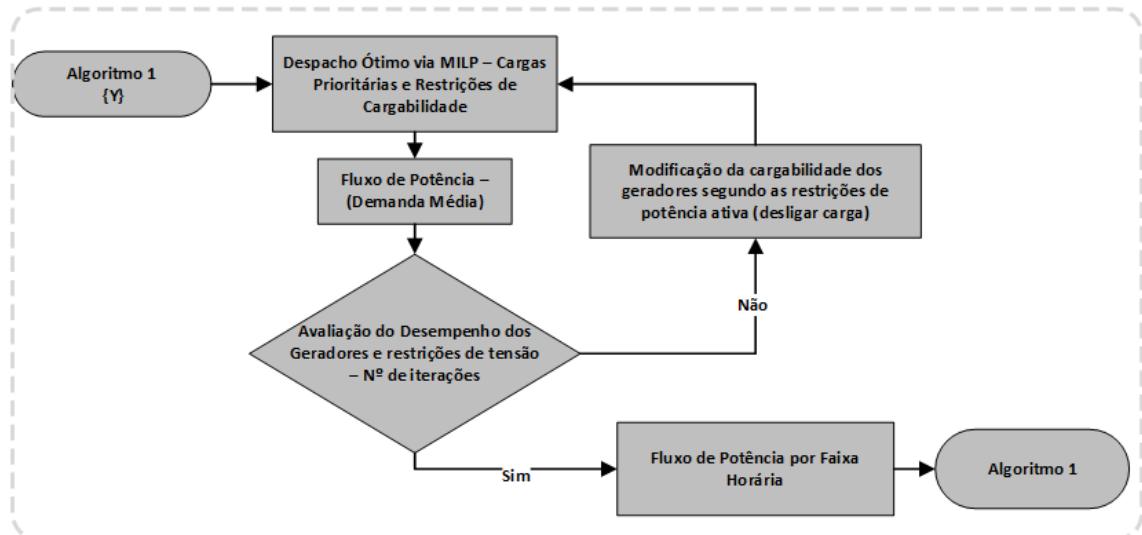


Figura 22: Fluxograma do Algoritmo 2

Os passos do fluxograma do Algoritmo 2 são descritos a seguir.

- 1- Inicialização: Para cada configuração definido pelo Algoritmo 1 (Camada Principal) por meio da variável Y , carregar os dados de rede, prioridades de carga, limites operativos, parâmetros de geradores e MTBESSs, e perfis de demanda de carga e de geração.
- 2- Despacho ótimo via MILP: Resolver o problema para obter os despachos de geração e baterias, além do atendimento de cargas por prioridade, respeitando limites elétricos e a carregamento de cada gerador. Para a primeira iteração ($it = 1$), inicializar a restrição de carregamento de cada gerador de cada ilha com $c_{v_n,1} = 0,95$. A variável de controle de despacho X obtida aqui será utilizada no cálculo de fluxo de potência do passo 3.
- 3- Fluxo de potência em demanda média. Com o despacho definido pela variável X , executar o cálculo de fluxo de potência para verificar tensões, correntes e perdas no cenário de demanda média. Calcular também o fator de potência do gerador principal de cada ilha fp_{v_n-it} , (em cada iteração it).
- 4- Avaliação de desempenho e verificação de restrições. Verificar faixas de tensão, carregamento dos ramos, limites de potência ativa e reativa dos geradores e, por fim, o critério de parada: número máximo de iterações ou atingimento do valor ótimo de carregamento, neste caso considera-se $c_{v_n} = 0,85$.
- 5- Teste de convergência: Verifica-se o critério de número máximo de iterações
 - Não convergiu: segue à etapa 6.
 - Convergiu: segue à etapa 7.
- 6- Modificação do carregamento dos geradores. Ajustar a capacidade dos geradores principais para a iteração it mediante $c_{v_n,k} = c_{v_n,(it-1)} + \frac{fp_{v_n,it} - c_{v_n,(it-1)}}{2}$. Igualar os fatores de potência dos geradores secundários ao fator de carregamento do gerador principal $fp_{sec-v_n,it} = c_{v_n,it}$. Realimentar o processo retornando ao passo 2. Aqui, $fp_{sec-v_n,it}$ é o fator de potência do gerador secundário da ilha v_n , para ser utilizado no modelo PQ do gerador.
- 7- Calcular o fluxo de potência na faixa horaria com a variável X obtida do processo iterativo.
- 8- Retornar os valores das funções objetivo ao Algoritmo 1.

O Algoritmo 2 (subcamada) fornece dados ao Algoritmo 1 (camada principal) para, de forma coordenada, buscar a solução ótima global, considerando o fluxo de potência exato e o MILP, até a configuração ótima final.

Capítulo 5 - Resultados Obtidos

Neste capítulo apresenta-se as simulações realizadas em dois sistemas distintos: o sistema teste de 33 barras modificado, já apresentado nos capítulos anteriores, e um sistema real de grande porte da cidade de Encarnação-Paraguai, também adaptado para integrar funcionalidades de redes inteligentes SG e MG.

As adaptações realizadas permitiram a aplicação da metodologia proposta em contextos com diferentes níveis de complexidade e escala. Os resultados obtidos foram satisfatórios, demonstrando a eficácia do modelo tanto em ambientes controlados quanto em cenários possíveis com múltiplos elementos de decisão.

As simulações foram realizadas em scripts próprios no MATLAB® R2017a, rodando em uma máquina com CPU Intel® Core i7, 16 GB de memória e Windows 10 (64 bits).

5.1 Sistema Teste de 33 Barras Modificado

Foram realizadas simulações em 2 cenários no sistema de 33 barras modificado descrito na seção 4.1, os cenários foram elaborados com variações de dados de gerador e MTBESSs de forma a comparar as incidências e as coerências dos resultados, os dados são proporcionados nas tabelas correspondentes a cada cenário. Os valores das constantes utilizadas para a clonagem (equação 2.18) e a mutação (equação 4.8) são:

$$\beta = 0.5, N_p = 30, \alpha = 1$$

$$\delta_g(l) = 1 \forall l \in [1,0], \delta_g(l) = 1.1 \forall l > 10, \delta_b(l) = 1 \forall l$$

$$\delta_c(l) = 1.1 \forall l \in [1,10], \quad \delta_c(l) = 0.9 \quad \forall l > 10$$

Esses valores são adotados com base em provas de convergência da função-objetivo e ajustados por pequenas variações em relação aos parâmetros da referência [28]. A convergência dos resultados não é sensível a mudanças marginais nessas constantes; apenas o número de iterações até a convergência, portanto, só o tempo de processamento sofre leve alteração. O número máximo de iterações adotado como critério de convergência é 50.

O número de ramais em total é de 105, porém 6 ramais são fixos, então o vetor \mathbf{Y} tem dimensão **99**, o tamanho do problema combinatório é de **2^{99}** , além de isso o sistema tem 42 nós, o tempo de deslocamento considerado é de 4 horas, desde a **18:00** até as **22:00** hs, então a dimensão do vetor \mathbf{X} é de $42 \times 8 = \mathbf{336}$. Os pesos adotados nesta simulação são $w_1 = 6, w_2 = 1, w_3 = 1, w_4 = 1$, para a avaliação da função global *fuzzy* da equação (4.9). A escolha privilegia a função de capacidade de serviço, critério mais relevante em cenários de contingência, porém os pesos podem ser ajustados conforme a política da empresa elétrica. A Figura 23 apresenta as curvas de carga por grupo em pu, além das curvas de geração solar e eólica utilizadas nas simulações. Para este caso, tais curvas são assumidas; em aplicações reais, podem ser obtidas de modelos preditivos de demanda e geração e servir como entradas da ferramenta proposta.

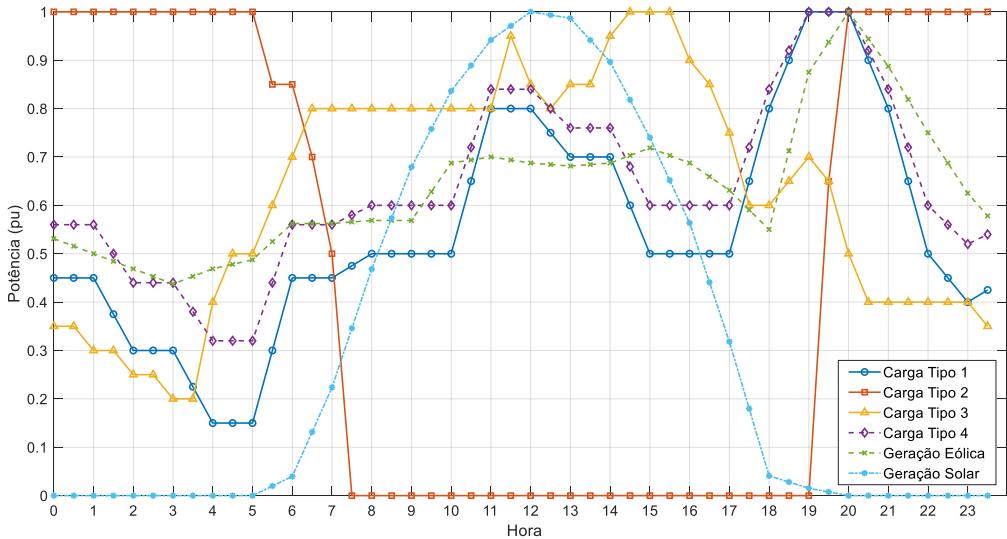


Figura 23: Curvas de Demanda e Geração estimada

5.1.1 Cenário 1: Sistema de Teste IEEE de 33 Barras

O Cenário 1 consiste na simulação do desligamento do Sistema Teste IEEE de 33 Barras da rede principal desde 18:00hs até as 22:00 hs, considerando as curvas de demanda e de geração fotovoltaica da Figura 23, os dados de ponderação horária da Figura 15 e os parâmetros de geradores e MTBESSs disponíveis nas Tabela 7 e 8. Neste cenário, a geração disponível praticamente satisfaz a demanda; em contraste, o Cenário 2 dispõe de menor oferta de energia. Consideram-se tempos de trânsito aleatórios entre 30 minutos e 3 horas; uma amostra consta na Tabela 5 enquanto o conjunto completo está

no Anexo 1.

As Figuras 24–28 sintetizam os resultados das funções-objetivo, convergência da função global *fitness*, capacidade de serviço, perdas, quedas de tensão, além dos despachos dos MTBESSs, enquanto a Figura 29 detalha as demandas por grupo prioritário.

Tabela 7: Dados dos MTBESSs do Sistema Teste Modificado

Barra	Smax [kW]	SOC_0 State of Charge (%)	Capacidade Nominal de armazenamento de energia (kWh)	Profundidade de Descarga (%)	Rendimento de Carga e Descarga (%)
34	500	80	1250	80	95
35	500	80	1250	80	95
36	500	80	1250	80	95
37	500	90	1250	80	95

Tabela 8: Dados dos Geradores e fontes PV e Eólica do Sistema Teste Modificado

Barra	Ger [kVA]	Impedância [pu]
19	400	0,12
32	400	0,12
14	400	0,12
41	100	(PV)
42	100	(WIND)

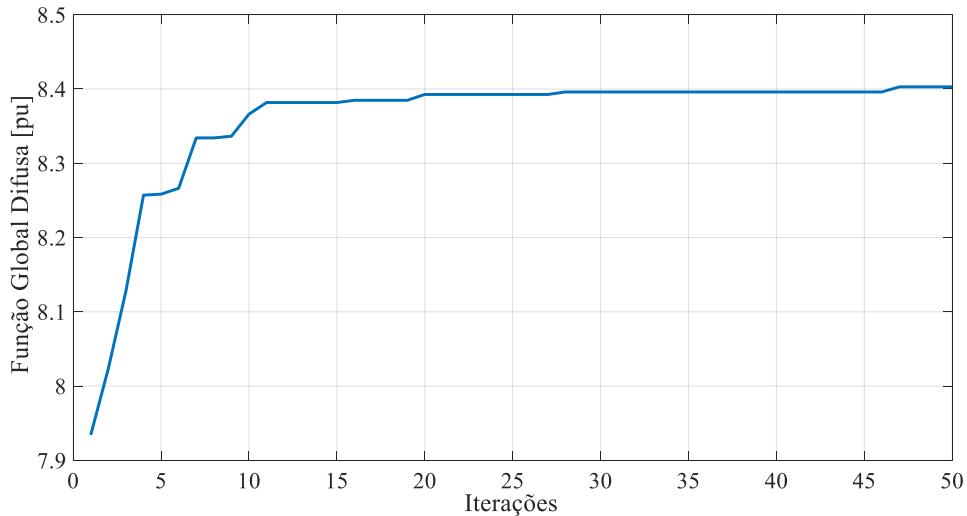


Figura 24: Função Global Difusa Z

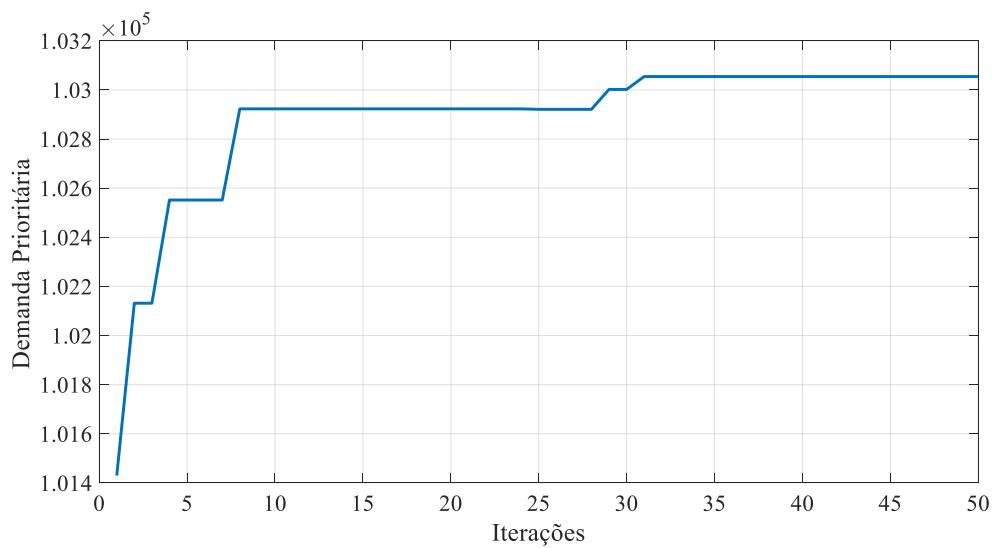


Figura 25: Capacidade de Serviço

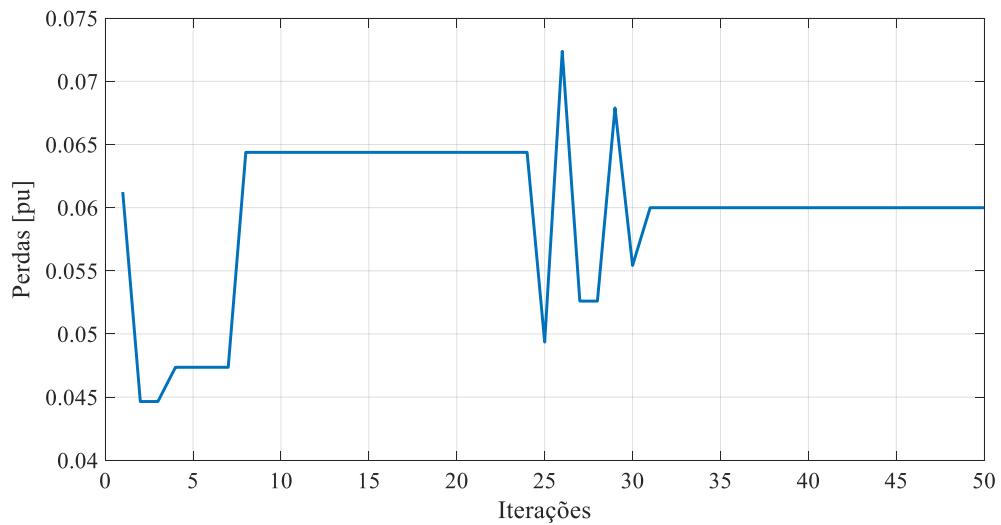


Figura 26: Perdas de Potência Ativa [pu]

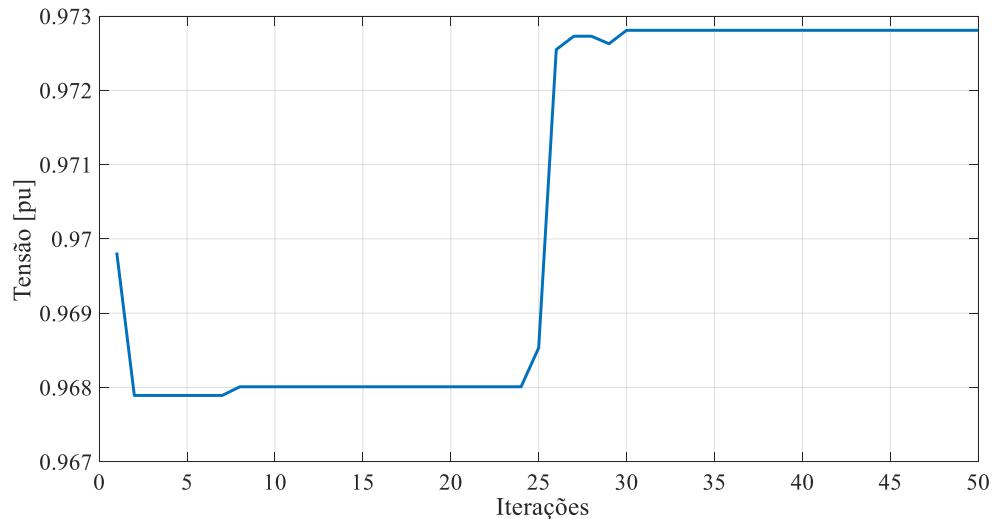


Figura 27: Tensão Mínima [pu]

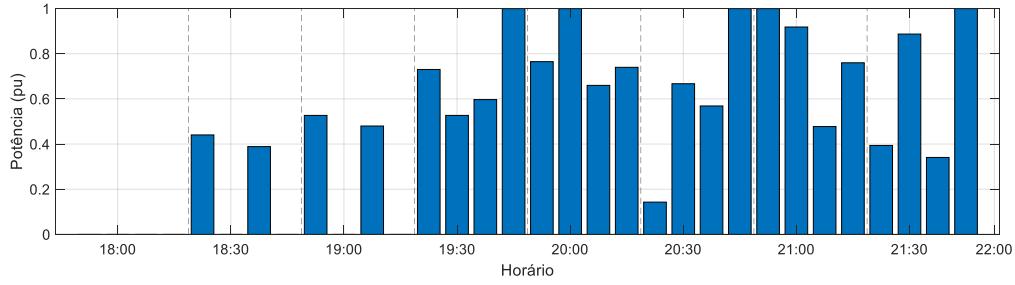


Figura 28: Despacho dos MTBESSs

Verificou-se convergência e coerência satisfatórias nos resultados, pode-se observar a influência dos MTBESSs quanto ao impacto imediato uma vez que o MTBESS completa seu traslado e injeta a energia disponível favorece o aumento da resiliência do sistema, neste caso os primeiros dois caminhões chegaram a seu destino às 18:30 hs. Os despachos das baterias cumprem com as restrições tanto de potência máxima de descarga como a energia disponível, neste caso foi atribuído o valor de rendimento de carga e descarga diretamente à potência nominal da bateria de modo que a variável tem um intervalo de [-1,1].

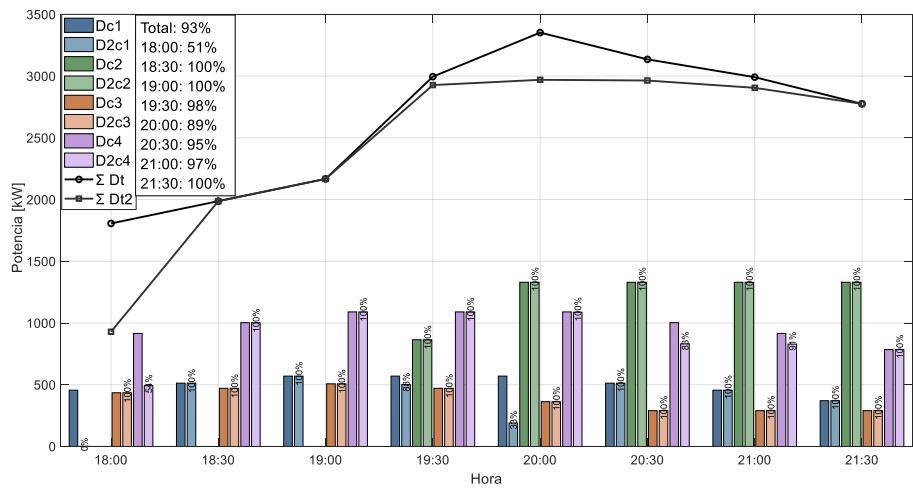


Figura 29: Demanda por Grupo Prioritário

Os resultados indicam que a abordagem multiobjetivo é eficiente, além de otimizar o atendimento à demanda prioritária, promoveu a redução de perdas e de quedas de tensão, bem como a melhor distribuição de cargas entre as ilhas. A incorporação das funções-objetivo de perdas e variação de tensão permitiu identificar configurações operativas de melhor qualidade e menor custo.

5.1.2 Cenário 2: Sistema de Teste IEEE de 33 Barras com Baixa Disponibilidade de Armazenamento

O Cenário 2 mantém as premissas do Cenário 1 e difere somente nos dados de disponibilidade de energia e capacidade dos geradores e dos MTBESSs apresentados na Tabela 9, permitindo examinar a resposta do sistema frente à contingência observada entre 18:00 e 22:00. Pode-se observar que agora tem-se menor capacidade de armazenamento nas baterias, porém maior disponibilidade nos geradores. Cabe destacar que a quantidade de fontes disponíveis na rede ilhada deve resultar de um planejamento prévio. Nesta tese, entretanto, adota-se um conjunto de valores propostos apenas para avaliar a ferramenta, sem buscar o dimensionamento ótimo das fontes. Essa hipótese não limita a análise da operação ótima do sistema com os recursos disponíveis.

Tabela 9: Dados dos MTBESSs do Sistema Teste Modificado Cenário 2

Barra	Smax [kW]	SOC_0 State of Charge (%)	Capacidade Nominal de armazenamento de energia (kWh)	Profundidade de Descarga (%)	Rendimento de Carga e Descarga (%)
34	200	80	500	80	95
35	200	80	500	80	95
36	200	80	500	80	95
37	200	90	500	80	95

Tabela 10: Dados dos Geradores e fontes PV e Eólica do Sistema Teste Modificado - Cenário 2

Barra	Ger [kVA]	Impedância [pu]
19	400	0,12
32	400	0,12
14	400	0,12
41	100	(PV)
42	100	(WIND)

As Figuras 30–34 sintetizam os resultados das funções-objetivo, convergência da função global *fitness*, capacidade de serviço, perdas, quedas de tensão, além dos despachos dos MTBESSs. A Figura 35 mostra a configuração obtida, enquanto a Figura 36 detalha as demandas por grupo prioritário.

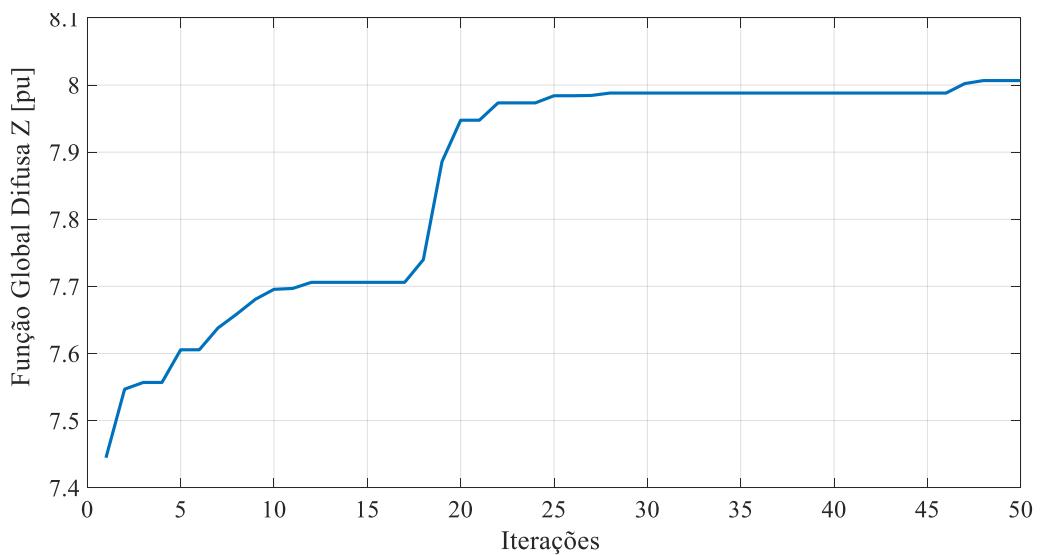


Figura 30: Função Global Difusa Z

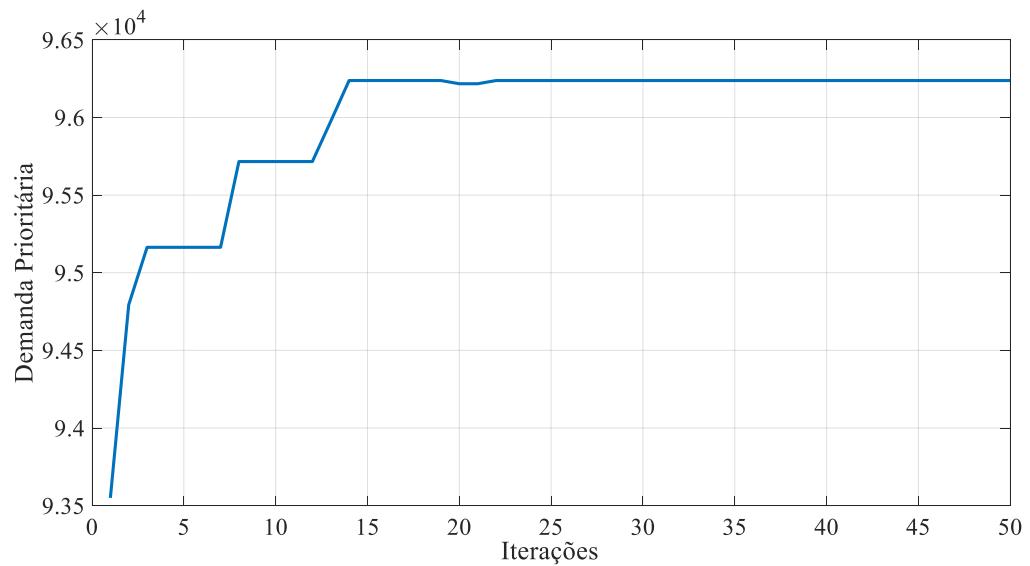


Figura 31: Capacidade de Serviço

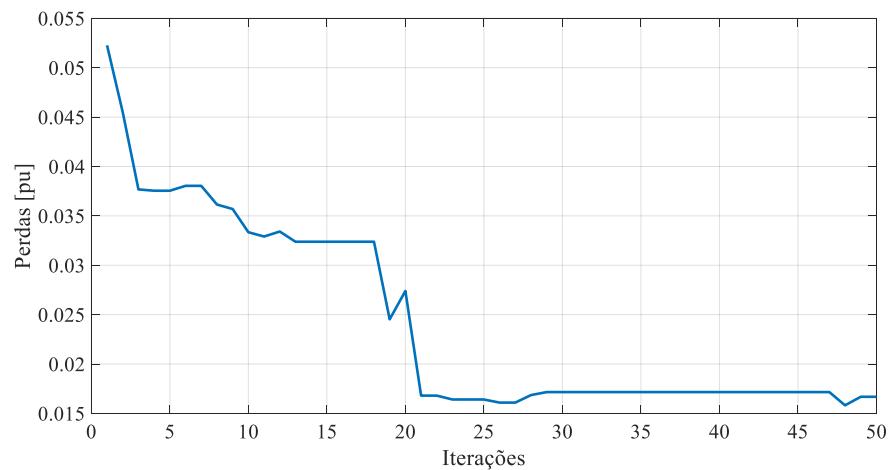


Figura 32: Perdas de Potência Ativa [pu]

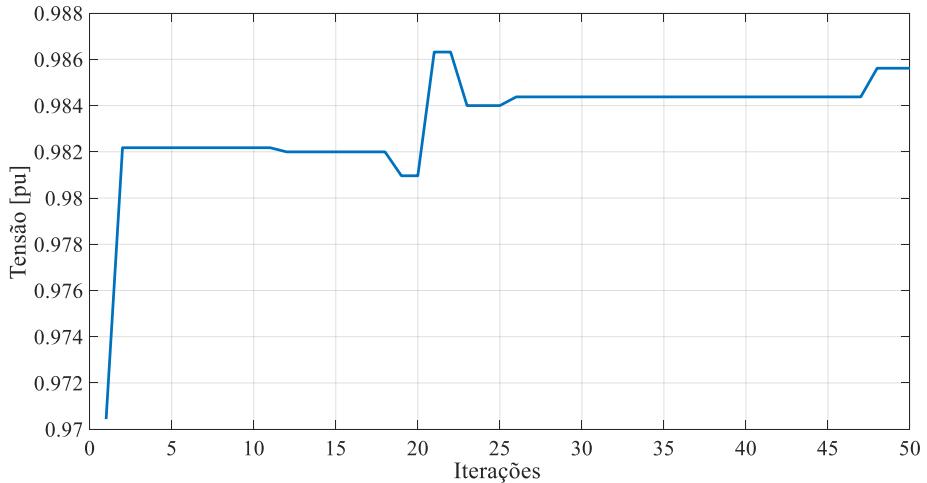


Figura 33: Tensão Mínima [pu]

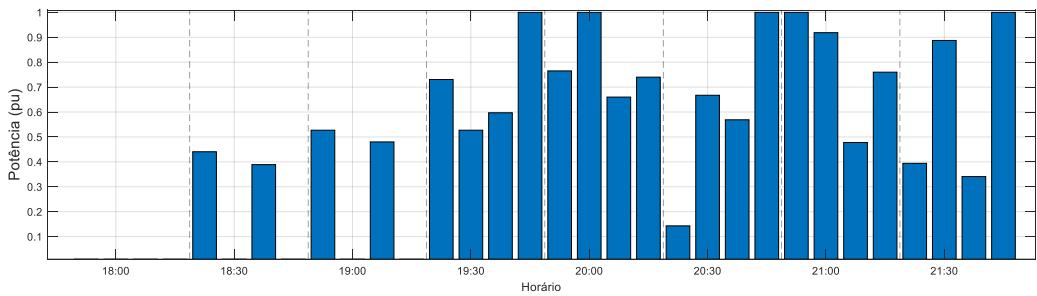


Figura 34: Despacho dos MTBESSs

Os resultados foram consistentes, neste cenário a menor capacidade e disponibilidade de energia nos MTBESSs reduz a capacidade de serviço; seus despachos tornam-se mais variáveis para otimizar a energia segundo as prioridades horárias. Em comparação com o Cenário 1, o suprimento das cargas foi reduzido de 93% para 76% da demanda total estimada. A Figura 35 mostra a formação de três ilhas operativas, distribuídas de modo eficiente para maximizar a capacidade de serviço.

Em ambos os cenários, os resultados mostraram-se coerentes e atenderam às restrições operacionais. No total, foram realizadas 10 simulações satisfatórias do sistema-teste de 33 barras (modificado). O tempo médio por simulação foi de aproximadamente 24 minutos, e a variabilidade entre execuções permaneceu inferior a 2%. Observa-se que o tempo de execução pode ser reduzido com o uso de uma linguagem de mais baixo nível do que o MATLAB. Além disso, a convergência não melhora significativamente a partir de 20 iterações, o que permite reduzir o tempo de computação em MATLAB para menos de 10 minutos.

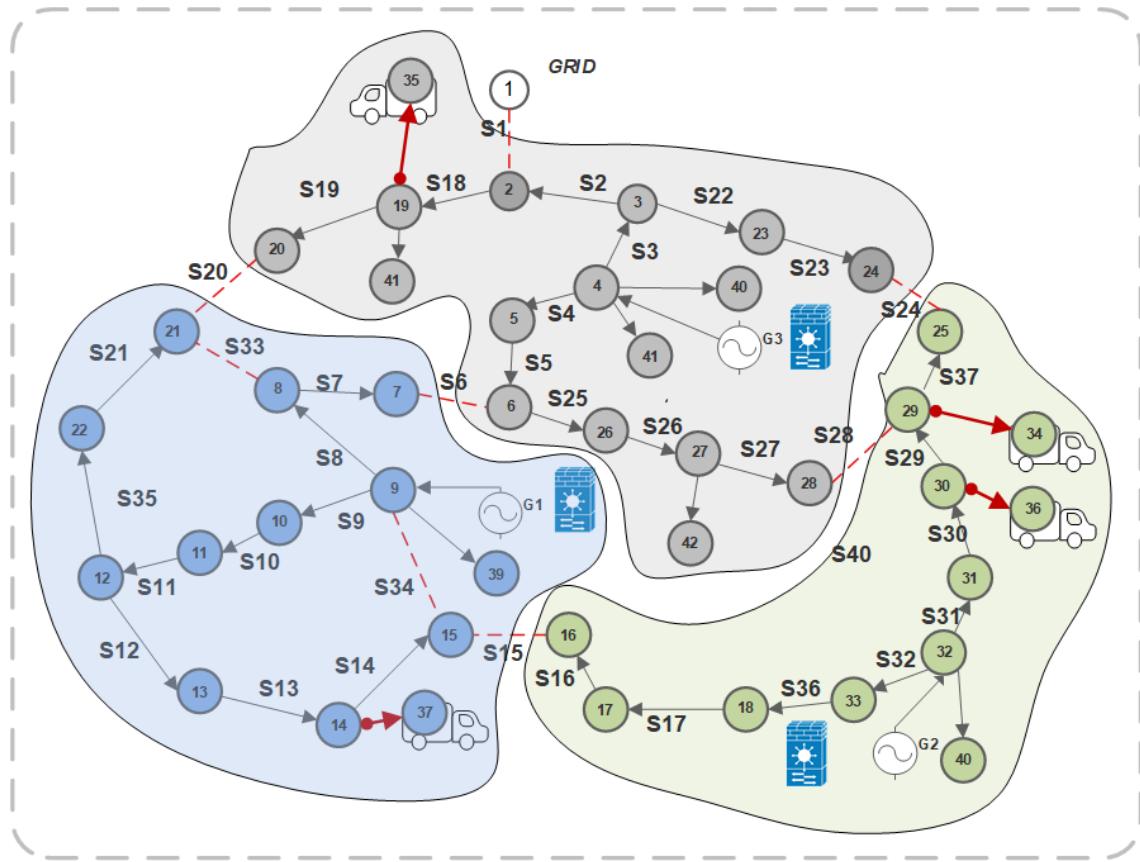


Figura 35: Configuração Ótima incluindo os MTBESS

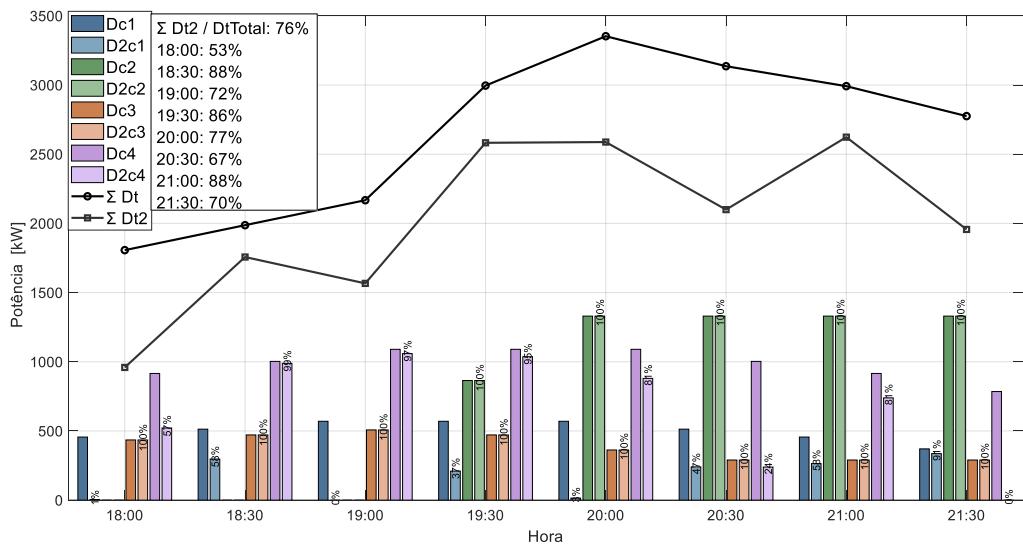


Figura 36: Demanda por Grupo Prioritário

Na comparação sem o uso da ferramenta, observa-se que, para o evento de contingência analisado, a capacidade de atendimento no Cenário 1 varia de 51% a 100% no primeiro intervalo de tempo, enquanto no Cenário 2 varia de 53% a 88%, devido ao traslado e à conexão dos MTBESSs. Caso o traslado não estivesse disponível, as unidades

poderiam ser instaladas previamente à ocorrência do evento, o que caracterizaria uma condição de operação programada, e não de contingência. Justamente o aspecto inovador e um dos principais aportes deste trabalho é considerar o deslocamento de MTBESSs, após a ocorrência de falhas; a partir da avaliação do tempo estimado de desligamento, otimiza-se a tomada de decisões e aciona-se o deslocamento imediato dos MTBESSs para elevar a resiliência do sistema, considerando as condições de trânsito vigentes.

5.2 Sistema Real de 23 kV

A cidade de Encarnação, situada a aproximadamente 360 km ao sul de Assunção, capital do Paraguai, é um importante centro urbano com características predominantemente residenciais e comerciais.

A rede elétrica local, cuja operação está a cargo da empresa Administração Nacional de Eletricidade (ANDE), constitui o objeto de análise deste estudo. Essa rede é composta por três alimentadores de média tensão (23 kV) provenientes de uma mesma subestação, denominados AL1, AL2 e AL3.

As respectivas demandas elétricas de cada alimentador foram estimadas com base em dados operacionais reais, conforme apresentado na Figura 37, as cargas foram organizadas segundo a atividade e importância em cinco grupos com prioridade horária apresentada na Figura 38.

A rede de distribuição analisada neste estudo é composta inicialmente por **523** nós com carga trifásica desequilibrada e **541** ramais, incluindo as chaves normalmente abertas (NA). Para fins de análise e modelagem, foi desenvolvido um grafo simplificado representando essa rede, o qual contém **77** nós e **91** arestas possíveis.

Conforme a política atual de automação adotada pela ANDE, estabelece-se o critério de instalação de aproximadamente 3,5 chaves telecomandadas por alimentador [58], permitindo assim a divisão funcional do alimentador em três áreas operacionais por meio de chaves normalmente fechadas (NF). Essa configuração é complementada pelas chaves normalmente abertas (NA), que viabilizam a transferência de carga entre alimentadores, aumentando a flexibilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Neste caso tem-se em total 12 chaves telecomandadas (4 por alimentador).

A Tabela 11 apresenta o detalhamento das chaves telecomandadas instaladas no

sistema, enquanto a Figura 39 ilustra o grafo simplificado correspondente à topologia real da rede de distribuição analisada, incluídas as chaves telecomandadas.

Tabela 11: Chaves Telecomandadas Normalmente Abertas NA e fechadas NF

NA	NF
11	10
12	42
28	67
53	48
56	72
50	18

Para a análise proposta nesta tese, foram adicionados ao sistema **23** nós suplementares, tanto no grafo completo quanto no grafo simplificado. Esses nós correspondem a:

- 6 nós de geração do tipo PV, representando os geradores quando não é o principal da ilha
- 6 nós de conexão auxiliares associados a esses geradores
- 4 nós destinados aos MTBESSs
- 5 nós representando unidades de geração solar fotovoltaica (PV)
- 2 nós referentes à geração eólica

Adicionalmente, foram agregadas **59** arestas ao grafo não dirigido, com o objetivo de representar as conexões associadas a novas funcionalidades operacionais da rede. Essas arestas adicionais estão classificadas da seguinte forma:

- 12 arestas para as operações com os geradores
- 7 arestas para as conexões da geração solar e eólica
- 40 arestas das trajetórias dos MTBESSs

O grafo simplificado possui **100** nós e 71 arestas (chaves e rotas de MTBESSs), das quais **58** são variáveis de decisão. O espaço de busca combinatorial correspondente é de **2⁵⁸**. Considerando 100 nós e um horizonte de deslocamento de 3 horas, discretizado em 6 intervalos, o vetor X tem dimensão $100 \times 6 = 600$. Para o cálculo do fluxo de potência, o vetor X é expandido, em cada fase, para o grafo detalhado de **546** nós, por meio de uma tabela de correspondência. Essa modelagem estende a topologia simplificada para uma representação trifásica desequilibrada completa da rede,

incorporando modelos de impedância desequilibrada dos geradores, bem como fontes distribuídas e sistemas de armazenamento, elementos essenciais para os estudos de resiliência e à operação avançada proposta nesta tese.

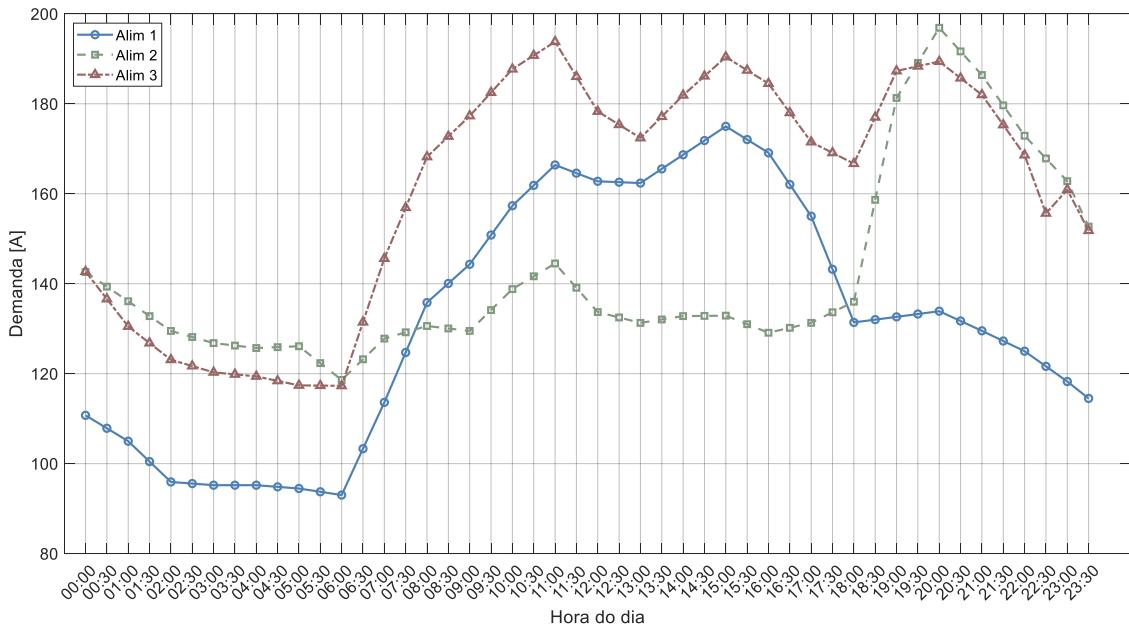


Figura 37: Dados de Demanda de corrente dos alimentadores em A

Os dados dos MTBESSs estão na Tabela 12, os de geração solar e eólica na

Tabela 13, e os dos geradores na Tabela 14. Esses parâmetros não foram alterados nos diferentes cenários analisados. A prioridade horária utilizada no cálculo da função de capacidade de serviço está apresentada na Figura 42.

Tabela 12: Dados dos MTBESSs do Sistema Real

Barra	Smax [kW]	SOC_0 State of Charge (%)	Capacidade Nominal de armazenamento de energia (kWh)	Profundidade de Descarga (%)	Rendimento de Carga e Descarga (%)
536	1200	90	3000	90	536
537	1200	90	3000	90	537
538	600	90	1500	90	538
539	600	90	1500	90	539

Tabela 13: Dados de Geração solar e eólica- Sistema Real

Barra	Smax [kW]	Tipo
540	200	PV
541	200	PV
542	200	PV
543	200	PV
544	300	Eólica
544	300	Eólica

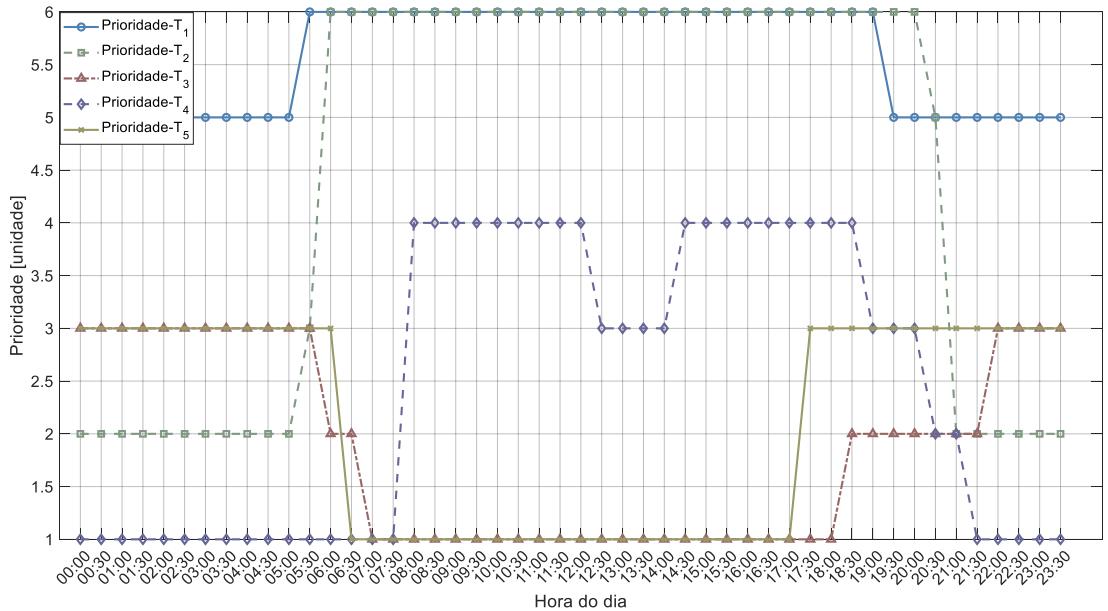


Figura 38: Demanda prioritária horária para 5 grupos de consumidores

O grafo simplificado pode ser visualizado na Figura 39 a variável Y representa em total 58 arestas, correspondentes a 12 chaves telecomandadas, 40 possíveis trajetos dos MTBESSs e 6 chaves de geradores: (6 ilhas possíveis).

Nos cálculos do algoritmo MILP para o despacho de potência ativa, utiliza-se o grafo simplificado da Figura 39. A potência ativa de cada nó é obtida pela soma das potências ativas das barras que o compõem, conforme ilustrado na Figura 18.

Posteriormente os cálculos de fluxo de potência são desenvolvidos utilizando os nós do grafo ampliado, construída a partir do grafo simplificado. Os dados dos geradores utilizados estão disponíveis na Tabela 14.

Tabela 14: Dados dos Geradores para operação em Ilha

Barra	Smax [kW]	Impedância [pu]
525	1000	0,12
527	1000	0,12
529	1000	0,12
531	1000	0,12
533	1200	0,10
535	1200	0,10

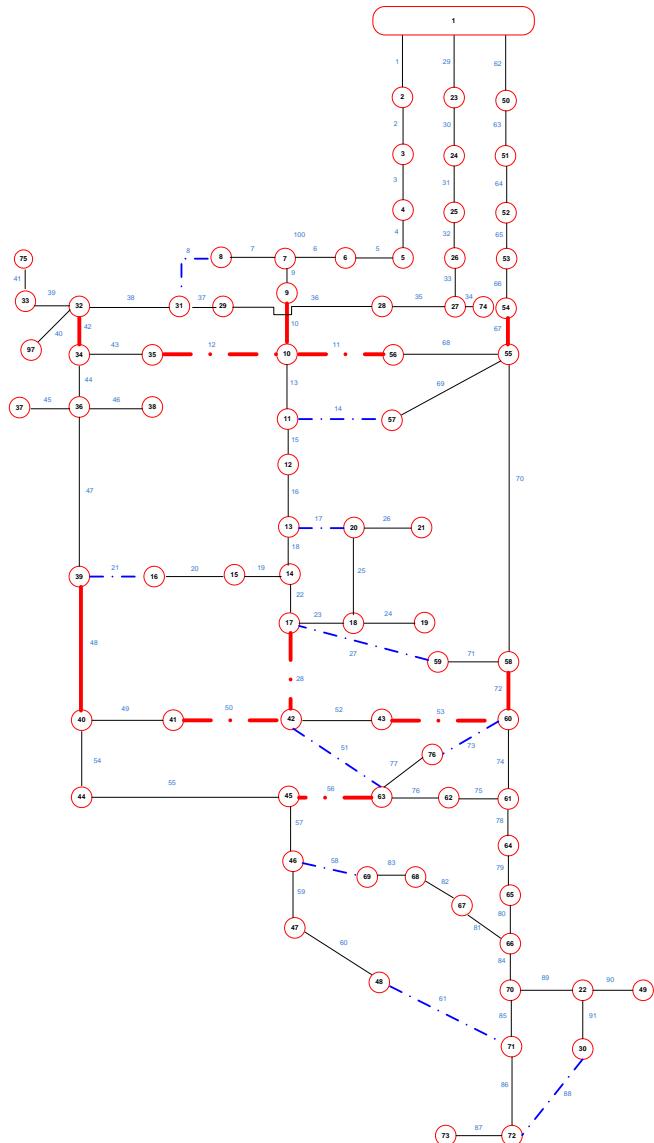


Figura 39: Grafo simplificado do sistema real trifásico desequilibrado (em vermelho as chaves telecomandadas)

5.2.1 Processamento de Tempos de Traslado dos MTBESSs

O processo de obtenção, processamento e visualização de dados de distância e tempo de viagem entre pares de pontos georreferenciados correspondentes ao ponto de partida do MTBESS e os pontos de provável alocação (candidatos) na rede de estudo, é feito utilizando a *Google Maps Distance Matrix API* [29]. O processo é o seguinte:

- Obtenção de dados de pontos com coordenadas de latitude e longitude (WGS84), classificados como origem (pontos de partida) ou destino (nós candidatos).
- Os dados de entrada ao *Google Maps Distance Matrix API*, são as coordenadas dos pontos de origem e pontos de partida, e a data de predição do tráfego (deve ser data futura). Os dados arrojados pela API são os caminhos mais rápidos de cada ponto origem a cada ponto destino como a distância e o tempo mínimo predito pelo algoritmo. A API *Google Distance Matrix* utiliza a rede de estradas reais do *Google Maps* para calcular distâncias e tempos de viagem entre origens e destinos, para o modo “*driving*”, os cálculos consideram: o percurso mais curto (em tempo), com base nas condições atuais e históricas de tráfego, dados de tráfego em tempo real, caso o horário de partida seja no presente ou futuro, mediante algoritmos proprietários de roteamento que priorizam vias rápidas e fluidez do trânsito. Neste trabalho os tempos são solicitados em intervalos de 30 minutos que é a resolução das soluções de fluxo de potência nos cenários estudados.
- Os dados de tempo foram discretizados em números inteiros, correspondentes a intervalos de 30 minutos, e incorporados à tabela de grafos com as arestas possíveis. Cada número inteiro indica o instante em que o MTBESS se torna disponível no circuito, caso se opte pelo respectivo trajeto. O cálculo dos valores inteiros associados a cada trajetória pode ser consultado na Tabela 15.

As alocações iniciais dos MTBESSs dos nós 84, 85, 86 e 87 (móveis) estão representadas na Figura 40. Esses nós foram inicialmente posicionados em centros de distribuição localizados fora do circuito principal analisado. No interior do sistema de distribuição, definiram-se 10 pontos candidatos à alocação, posicionados

estrategicamente em nós da rede. Essas alocações, devem ser resultados de um planejamento da rede, exigem infraestruturas dedicadas para a conexão do MTBESS e o estacionamento do caminhão. Neste estudo, assumiram-se tais localizações como dadas; todavia, isso não limita a análise de operação com os recursos disponíveis. Dessa forma, a Tabela 15 apresenta 40 trajetos possíveis de translado dos caminhões para cada intervalo de tempo discretizado (a cada 30 minutos), ao longo de um período de 24 horas. Assume-se um tempo médio de conexão e desconexão de 20 minutos acrescentado a cada trajeto. No total, a tabela contém $48 \times 40 = 1.920$ linhas, resultantes da *API Google Distance Matrix*, e discretizadas para a análise do algoritmo.

Tabela 15: Dados de Trânsito Real 07/07/2025

Origem	Destino	Hora_saida	Distancia [km]	Duração de translado - T [min]	(T+20)/30
84	36	00:00	8,43	22,6	2
84	11	00:00	7,96	20,1	2
---	---	---	---	---	---
86	60	18:00	43,5	46,4	3
---	---	---	---	---	---
87	7	23:30	5,28	11	2
87	16	23:30	4,72	10,8	2
87	46	23:30	2,21	4,9	1

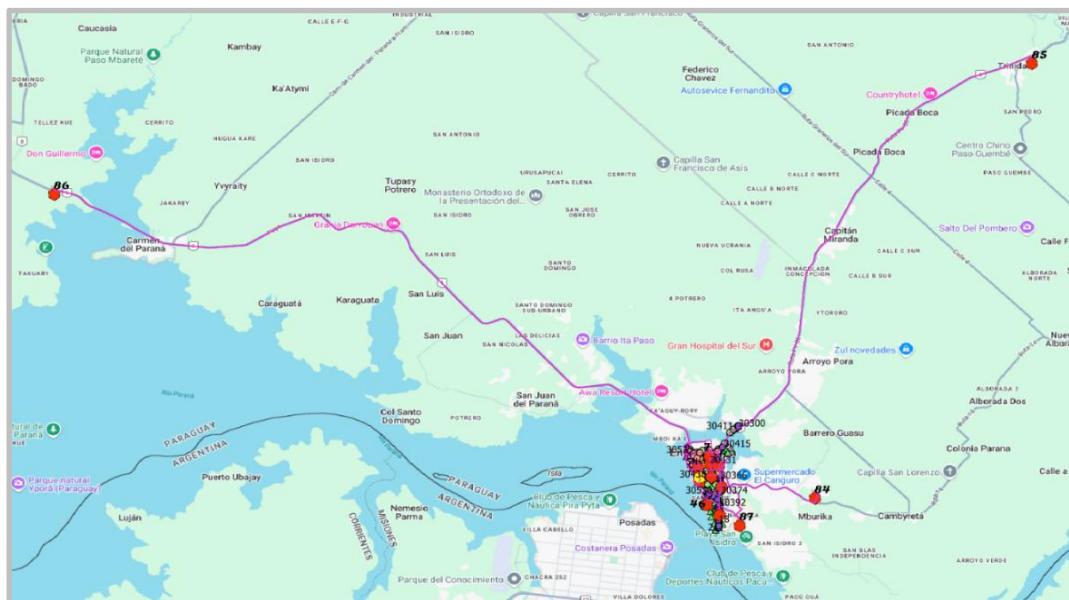


Figura 40: Alocações iniciais dos MTBESSs no sistema real.

5.2.2 Cenários Analisados

Foram realizadas sete simulações em cenários distintos no sistema real. Optou-se por esse número para cobrir, de forma equilibrada, o espectro essencial de condições operativas: contingências severas e parciais, variações temporais de demanda e geração renovável, presença ou ausência de MTBESS, e operação normal com otimização, além da consideração de diferentes janelas horárias para incorporar aspectos holísticos de trânsito e prioridade das cargas. Esse arranjo permite avaliar robustez e resiliência, identificar benefícios marginais dos MTBESSs e caracterizar variações de resposta ao longo do tempo. Ademais, assegura comparabilidade entre políticas de despacho e reconfiguração sob distintas restrições topológicas e janelas temporais, oferecendo base metodológica sólida para a validação dos resultados.

As constantes utilizadas para o Algoritmo 1 (Camada Principal) e Algoritmo 2 (Camada Secundária) são os mesmos que os utilizados no Cenário 1 do sistema Teste de 33 barras detalhados na Seção 5.1.

A seguir, descrevem-se os casos estudados.

Cenário 1: Interrupção completa da operação da subestação principal (barramento de 23 kV), acarretando a indisponibilidade dos três alimentadores de distribuição associados ao sistema real. Em resposta, a rede passa a operar em regime de contingência, assumindo uma configuração de ilhamento elétrico, sustentada por seis unidades geradoras locais despacháveis e por fontes de geração distribuída renovável (fotovoltaica e eólica) previamente integradas ao sistema. Considera-se um tempo de interrupção de 3 horas, no intervalo das 18:00 às 21:00, para análise dos impactos operacionais e da resposta da infraestrutura elétrica.

Cenário 2: Mesma condição do Cenário 1, porém com suporte adicional de MTBESSs, alocados fora do sistema real. Os MTBESSs contribuem para o reforço da capacidade de suprimento energético e para o aumento da resiliência da rede em ilhamento.

Cenário 3: Idêntico ao Cenário 2, alterando-se apenas o intervalo de análise, que passa a ser das 00:00 às 03:00, a fim de avaliar a influência do tráfego na resposta do sistema.

Cenário 4: Interrupção simultânea de dois alimentadores de distribuição associados no sistema real, mantendo apenas a geração fotovoltaica e eólica, com possibilidade de transferência de carga para o terceiro alimentador. Considera-se um tempo de interrupção de 3 horas, no intervalo das 18:00 às 21:00, para análise dos impactos operacionais e da resposta da infraestrutura elétrica, considerando a indisponibilidade de MTBESSs.

Cenário 5: Idêntico ao Cenário 4, com suporte adicional de MTBESSs, alocados fora do sistema real.

Cenário 6: Mesmas condições do Cenário 2, com uma falha interna na rede que torna indisponível um trecho entre chaves automáticas.

Cenário 7: Alocação ótima dos MTBESSs com o sistema operando em regime normal, a subestação de 23 kV em serviço e os geradores desligados. O período de tempo estudado é de 24 horas, e |modificada a função objetivo.

5.2.3 Cenário 1: Interrupção Completa da Subestação Principal sem MTBESSs, entre 18:00 e 21:00

O Cenário 1 foi desenvolvido com o objetivo de demonstrar a capacidade da ferramenta proposta em construir configurações ótimas do sistema. O sistema resultante apresenta três ilhas operativas, cada uma composta por um gerador principal e um gerador secundário. Ambos os geradores operam sob a mesma condição de restrição de potência em suas respectivas ilhas. Conforme ilustrado no grafo da Figura 41, a topologia obtida evidencia a divisão eficiente do sistema em ilhas resilientes e autossuficientes. A Tabela 16 e a Tabela 17 apresentam os valores das correntes e os fatores de potência correspondentes aos geradores principais de cada ilha. Ambos os geradores operam sob a mesma condição de restrição de potência em suas respectivas ilhas. Os resultados demonstram que o Algoritmo 2 é eficaz no ajuste fino da operação dos geradores até atingir o ponto ótimo. Neste cenário, as restrições de potência ativa estabelecidas (do resultado do Algoritmo 2), foram de 0,87- 0,89 e 0,84 para os geradores principais das três ilhas, respectivamente, valores impostos também aos geradores secundários alocados em cada ilha, o que comprova a eficiência do método de controle adotado.

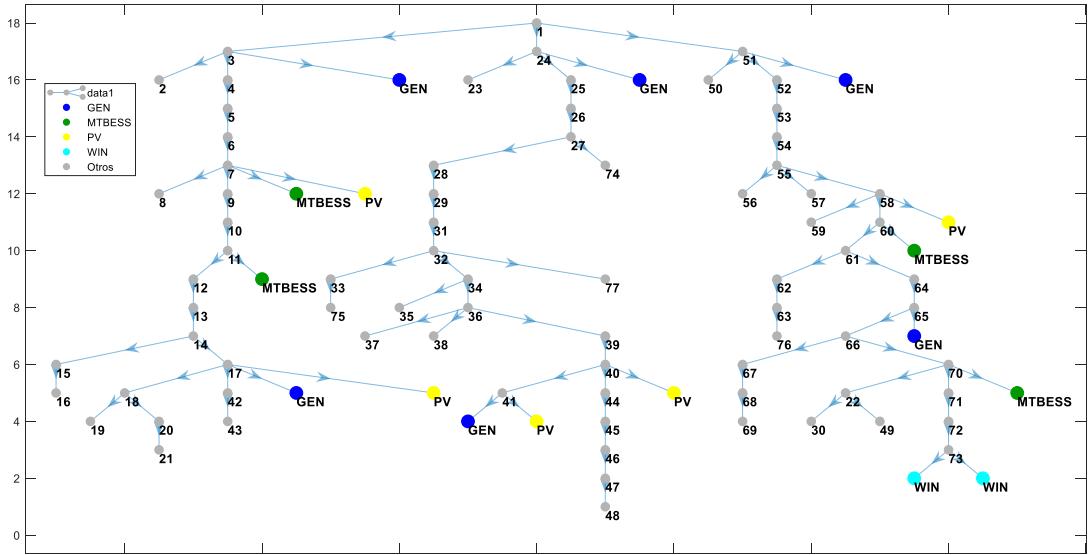


Figura 41: Grafo Cenário 1 com fontes locais, sem auxílio de MTBESSs

A Figura 42 apresenta os valores de energia fornecida a cada grupo de cargas, classificados de acordo com seus níveis de prioridade. Observa-se que o fornecimento total alcançado corresponde a 32% da demanda esperada no cenário considerado. Além disso, a figura evidencia as potências efetivamente entregues a cada grupo, permitindo identificar o percentual de atendimento da carga com relação à demanda total de cada categoria. Essa análise destaca a estratégia de despacho priorizado, que favorece o atendimento das cargas críticas em detrimento das cargas menos prioritárias, especialmente sob restrições operativas.

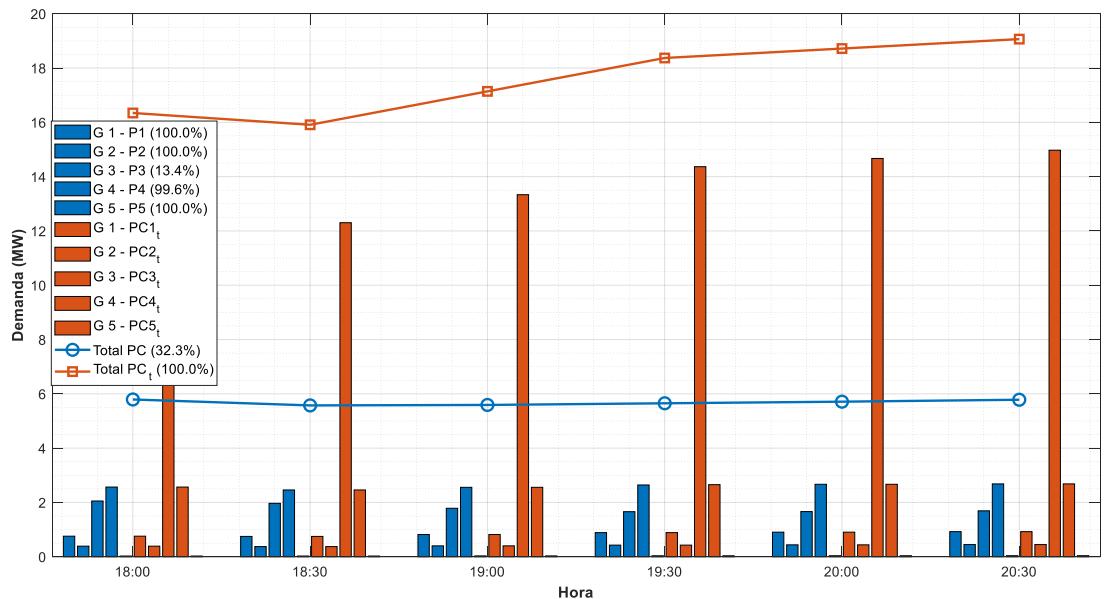


Figura 42: Demanda Prioritária Cenário 1, sem auxílio de MTBESSs

Tabela 16: Corrente dos geradores principais das ilhas em [A]

Hora/Ger	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30
GER-1	24,310	23,684	23,701	23,718	23,742	23,766
GER-2	17,241	17,174	17,021	17,809	18,511	19,216
GER-3	19,121	18,476	17,132	16,158	16,493	17,187

Tabela 17: Fator de potência dos geradores principais das ilhas

Hora/Ger	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30
GER-1	0,91996	0,92186	0,92181	0,92176	0,92168	0,92161
GER-2	0,91996	0,93442	0,93506	0,93143	0,92831	0,92524
GER-3	0,93021	0,93312	0,93923	0,94383	0,94218	0,93886

5.2.4 Cenário 2: Interrupção Completa da Subestação Principal com Auxílio dos MTBESSs, entre 18:00 e 21:00

Neste cenário, adicionam-se quatro unidades de MTBESSs ao Cenário 1, com o objetivo de aumentar a resiliência do sistema elétrico. A eficiência do processo de convergência do algoritmo de otimização pode ser observada na Figura 43.

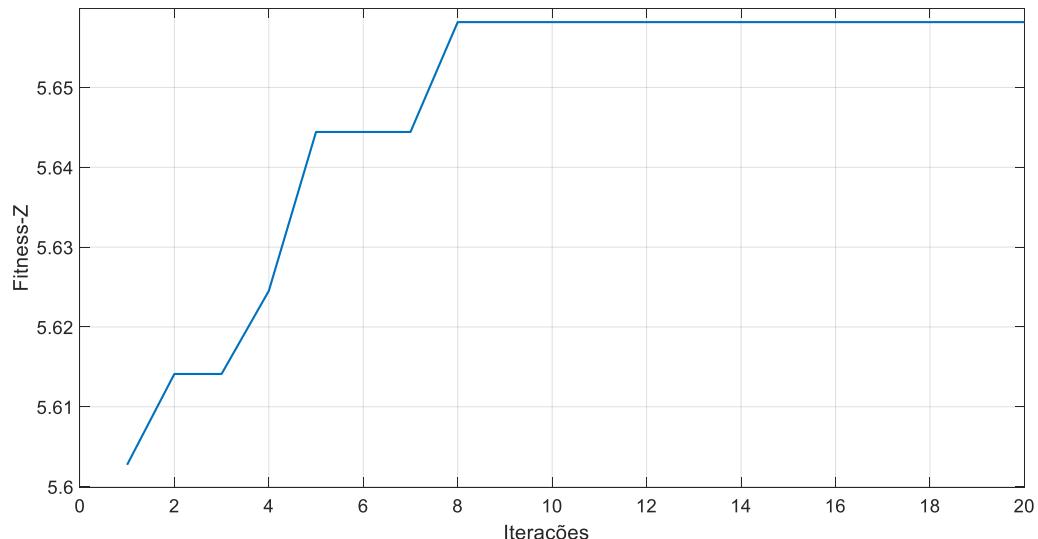


Figura 43: Convergência da função objetivo Cenário 2.

A Figura 44 apresenta o aumento da carga atendida em comparação ao Cenário 1, alcançando-se um fornecimento total de 42,5% da demanda energética, distribuída de acordo com a prioridade dos grupos de carga, pode-se observar nas demandas abastecidas o impacto da conexão dos MTBESSs na melhora da capacidade de serviço, desde as 19 horas. Além disso, a Figura 45 mostra o tempo de conexão de cada bateria à rede, bem

como os despachos individuais de energia de cada bateria, conforme determinado pela estratégia de otimização.

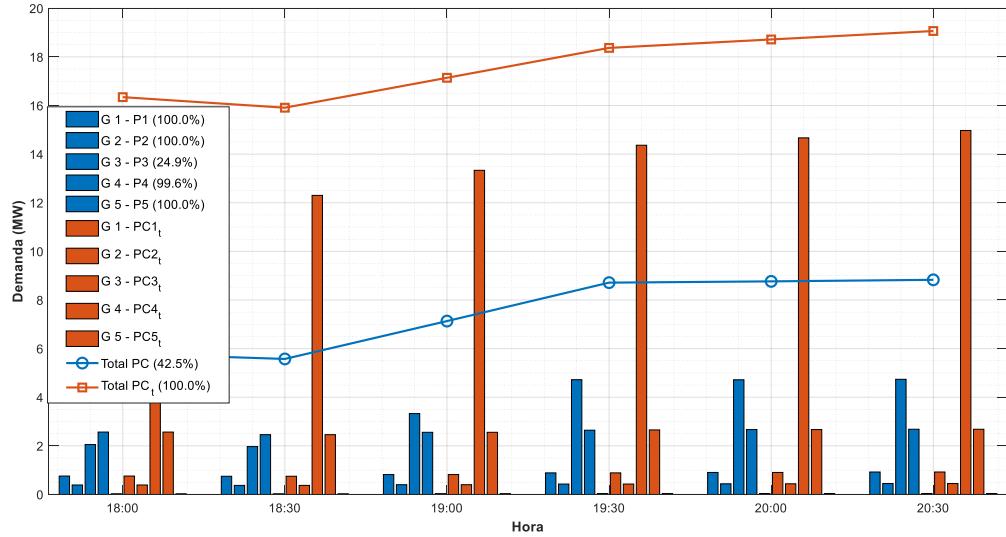


Figura 44: Demanda Prioritária Cenário 1, com auxílio de MTBESSs

Durante este cenário, foram formadas três ilhas elétricas, conforme ilustrado na Figura 46. Cada uma dessas ilhas conta com dois geradores locais: um principal e um secundário, além de fontes de geração renovável solar e eólica. Os MTBESSs foram alocados de forma otimizada pelo algoritmo, resultando na conexão de duas baterias em duas das ilhas.

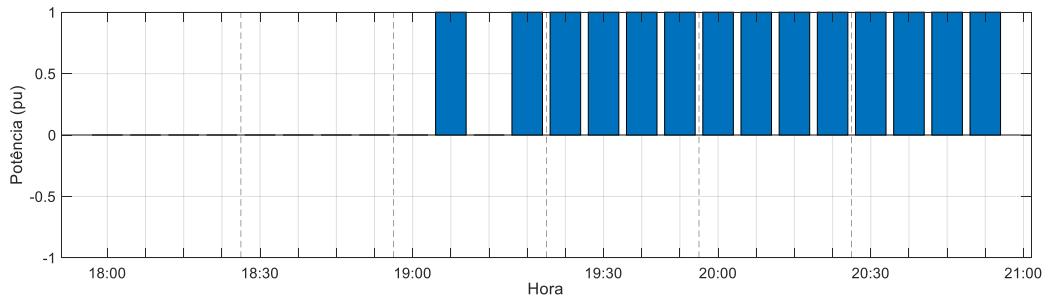


Figura 45: Despacho Ótimo dos MTBESSs

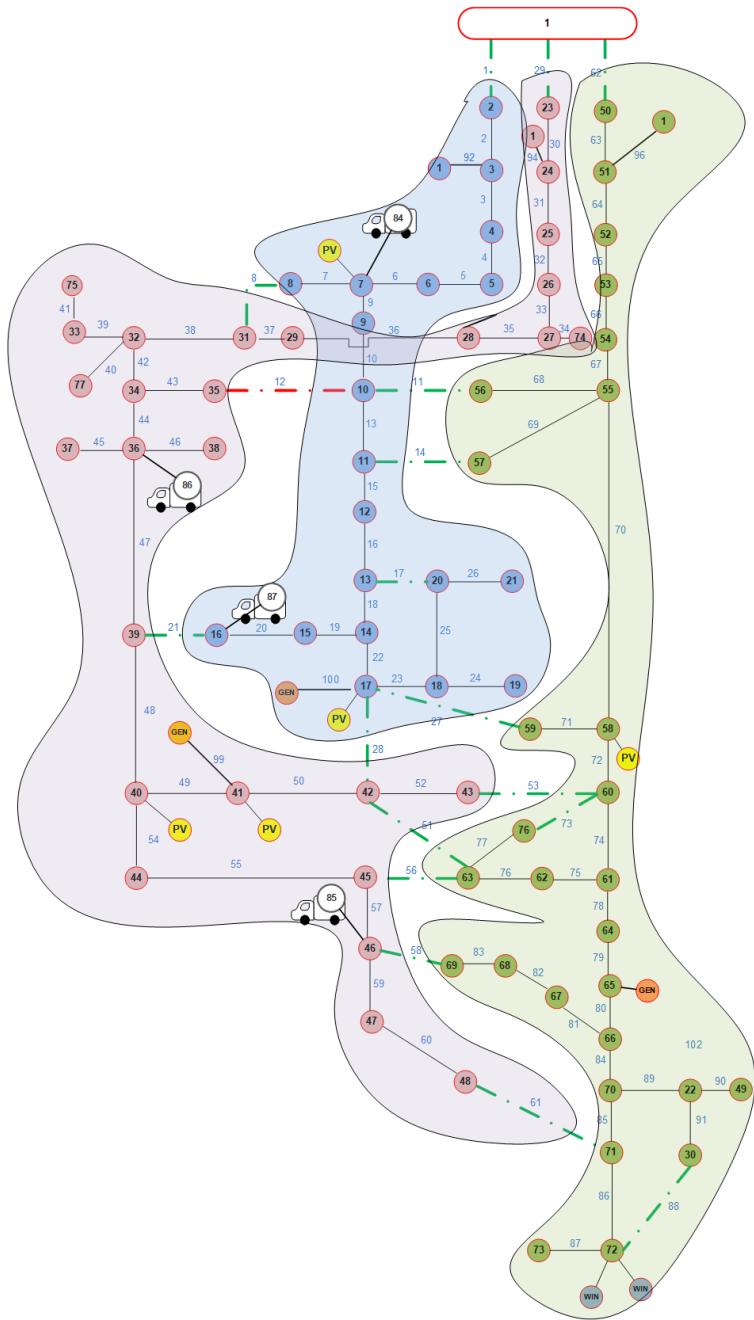


Figura 46: Configuração Ótima do Cenário 2 incluindo as Ilhas formadas e os MTBESSs

Os Cenários 1 e 2 são comparados para avaliar como a ferramenta contribui para o aumento da resiliência em condições de contingência considerando os traslados de MTBESSs. Sem o uso da ferramenta, no Cenário 2 os deslocamentos das baterias não poderiam ser otimizados rapidamente; a alternativa seria prever o fora de serviço no horário e alocar previamente as unidades, o que caracteriza um evento programado, e não de contingência. A proposta desta tese é viabilizar uma resposta rápida para operação em tempo real diante de contingências. Nos cenários reais, obteve-se tempo médio de

simulação de 42 minutos, o qual pode ser reduzido mediante o uso de linguagens de mais baixo nível em relação ao MATLAB. Observa-se ainda que a convergência da função apresenta pouca margem de melhora após a 10^a iteração, permitindo reduzir o tempo para aproximadamente 21 minutos. Apesar disso, trata-se de um aspecto a aprimorar para possibilitar uma resposta rápida ao suporte à decisão.

5.2.5 Cenário 3: Interrupção Completa da Subestação Principal com Auxílio dos MTBESSs, entre 00:00 a 03:00

Este cenário é semelhante ao Cenário 2, com a diferença no intervalo de tempo considerado entre 00:00 e 03:00 horas. O resultado da otimização leva à formação de cinco ilhas, conforme ilustrado na Figura 47. Nesse caso, o atendimento por meio dos MTBESSs ocorre de forma mais ágil, favorecido pelas condições de tráfego no período noturno, como evidenciado na Figura 49. O impacto dessa melhoria operacional reflete-se em um aumento da capacidade de serviço em comparação com o Cenário 2, e os despachos energéticos das baterias podem ser observados na Figura 48.

Considerando as restrições de capacidade de energia armazenada das baterias, constata-se que uma das baterias não é completamente despachada durante um determinado intervalo de tempo, evidenciando o controle eficiente da alocação e despacho de recursos energéticos no sistema otimizado.

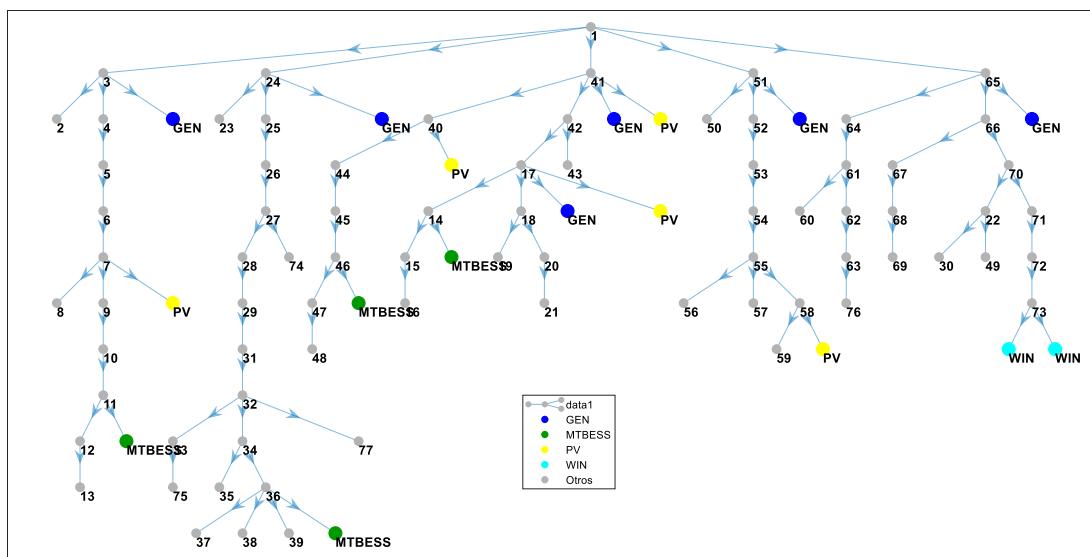


Figura 47: Grafo de Configuração Ótima do Cenário 3

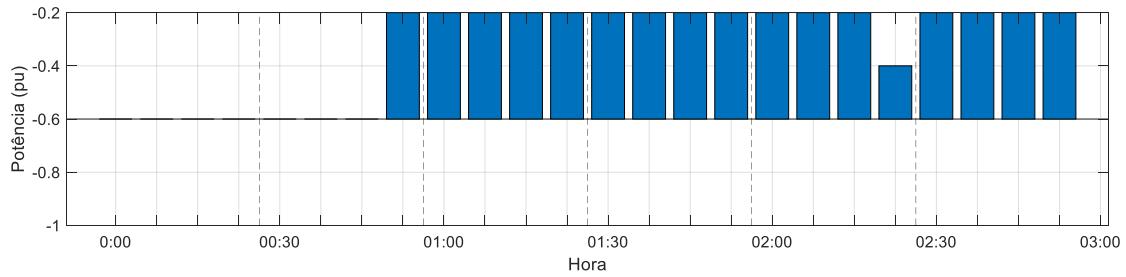


Figura 48: Despacho ótimo dos MTBESSs Cenário 3. Horário 00:00 a 03:00 hs.

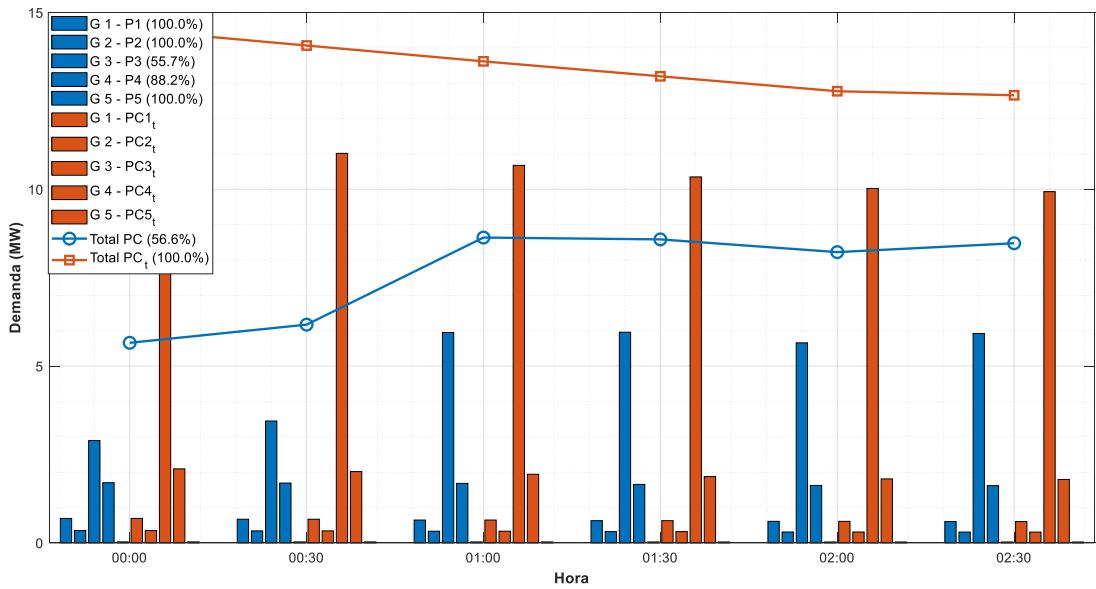


Figura 49: Demanda Prioritária Cenário 3, com auxílio de MTBESSs

5.2.6 Cenário 4: Interrupção de dois Alimentadores de Distribuição sem Auxílio de MTBESSs

Neste cenário, toda a carga interrompida de dois alimentadores de distribuição é transferida para o alimentador 3, o qual assume a responsabilidade pelo suprimento dessas cargas. Os geradores auxiliares não são despachados, as fontes de geração solar e eólica são consideradas ativas na operação. A Figura 50 apresenta a resposta do sistema quanto à capacidade de serviço, incluindo as contribuições das fontes solar e eólica. Nesse arranjo, é possível atender a 63% da demanda energética total, com a distribuição da carga realizada conforme os níveis de prioridade definidos para cada grupo. A Figura 51 ilustra a configuração ótima adotada do sistema elétrico, resultante do processo de otimização para este cenário específico.

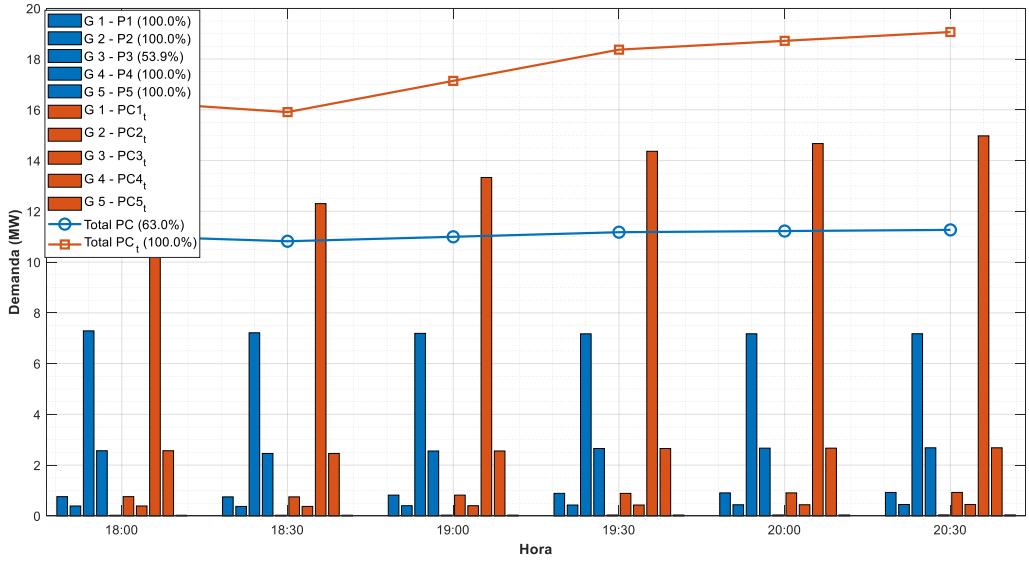


Figura 50: Demanda Prioritária Cenário 4, sem auxílio de MTBESSs

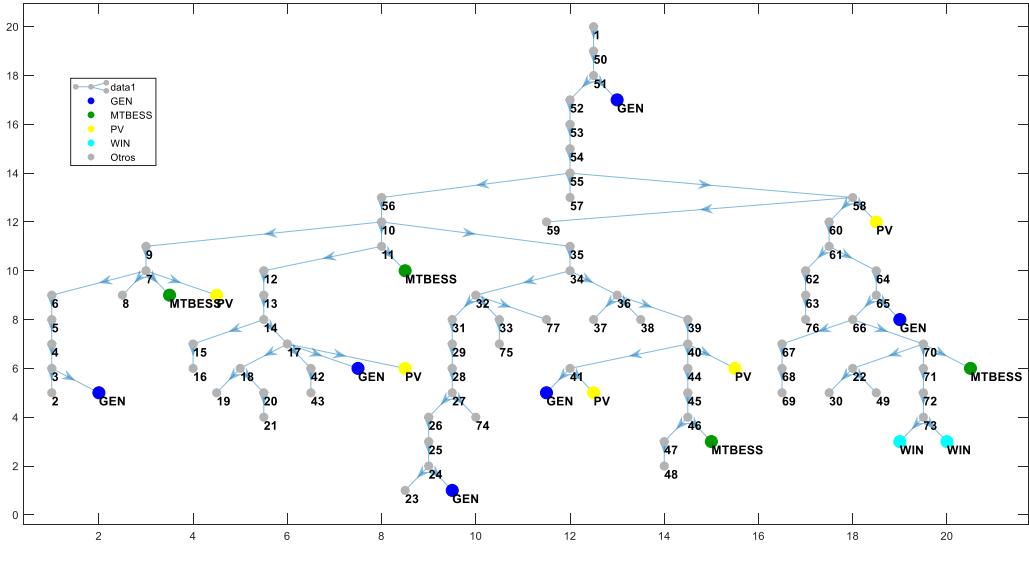


Figura 51: Grafo de Configuração Ótima do Cenário 4

5.2.7 Cenário 5: Interrupção de dois Alimentadores de Distribuição com Auxílio de MTBESSs

Este cenário é o mesmo que o cenário 4, mas tem-se o auxílio dos MTBESSs para melhorar a capacidade de serviço, segundo a figura a 75,9 % da demanda total esperada, com a alocação ótima dos MTBESSs despachadas conforme pode-se observar na Figura 53. A proposta demonstrou ser eficiente para a rápida resposta neste cenário.

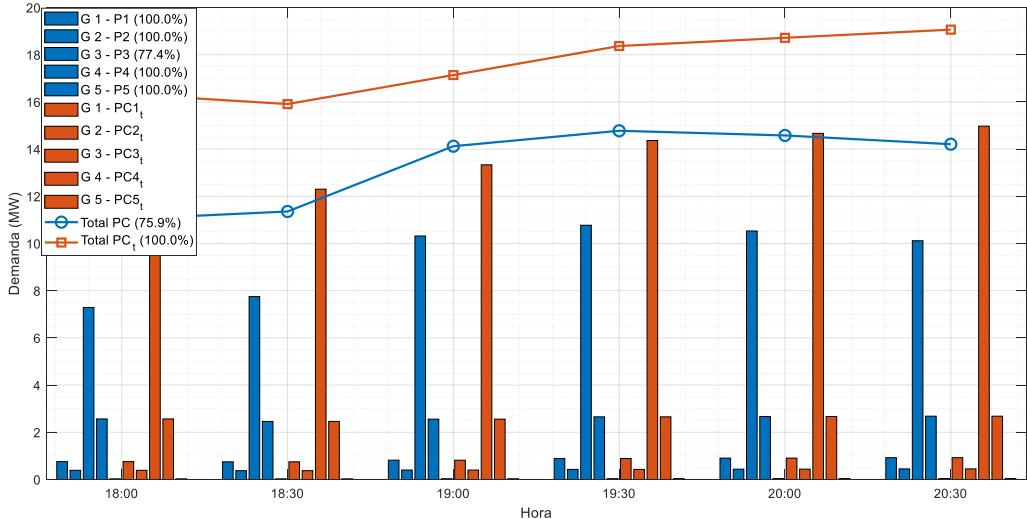


Figura 52: Demanda Prioritária Cenário 5 com auxílio de MTBESSs

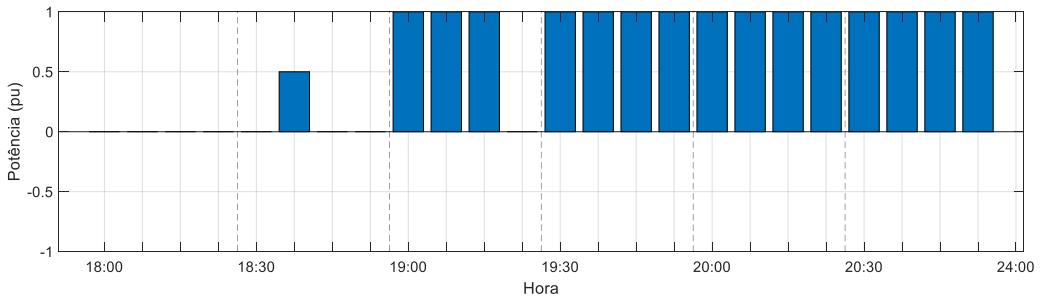


Figura 53: Despacho ótimo dos MTBESSs- Cenário 5

Os resultados obtidos nos Cenários 5 e 6 possibilitaram avaliar a ferramenta em situações de baixa geração local com suporte da rede principal. Tais situações são particularmente importantes na transição para sistemas com elevada disponibilidade de geração local.

5.2.8 Cenário 6: Mesma Condição do Cenário 2 com uma Falha Interna

A proposta deste cenário é simular a ferramenta considerando trechos desligados que podem ser devido a falhas alocadas na zona o por outras condições de restrição da rede, essa zona desligada forma uma ilha **D** e é tratada com as seguintes considerações.

As restrições das variáveis do Algoritmo 2, utilizadas no MILP, estão definidas na equação (5.1)

$$x(di, t) = 0, \quad x(di, t) \in \{ \text{Ilha } D \} \text{ no tempo } t, \forall \Rightarrow w_{(di,t)} = 0, u_{(di,t)} = 0 \quad (5.1)$$

As restrições das variáveis para o Algoritmo 1, utilizadas com AIS estão definidas na

equação (5.2)

$$y_D = 0, \forall y_D \in \{fronteira\ da\ Ilha\ D\} \quad (5.2)$$

Além das restrições, seleciona-se um nó $m \in \{\text{Ilha D}\}$ e adiciona-se um ramo $(1, m)$ com impedância muito elevada, de modo a minimizar as correntes capacitivas associadas ao modelo π das linhas, segundo a equação (5.3).

$$z(1, m) = 1M\Omega \quad (5.3)$$

Então, tem-se modelada uma ilha desenergizada e bloqueada, com o propósito de manter a estrutura da ferramenta idêntica para viabilizar a otimização requerida. Neste caso, o trecho compreendido entre os nós 43 e 42 é desligado da rede, caracterizando uma condição de ilha desenergizada e bloqueada para os algoritmos de otimização.

A Figura 54 refere-se ao atendimento da demanda com foco na otimização das cargas prioritárias. Já a Figura 55 apresenta a configuração ótima obtida para esta condição. Observa-se a formação de uma pequena ilha composta pelos nós 42 e 43. Neste cenário, a ilha permanece isolada devido a uma falha, sem cargas conectadas; portanto, as potências das cargas associadas a essa ilha não são consideradas no cálculo de despacho mostrado na Figura 54.

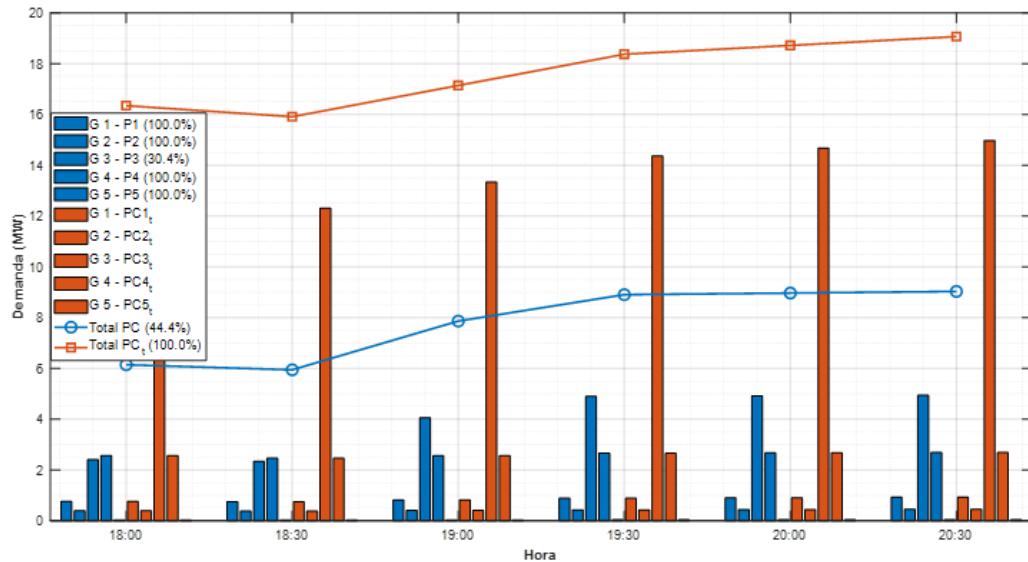


Figura 54: Demanda Prioritária-Cenário 6, com auxílio de MTBESSs

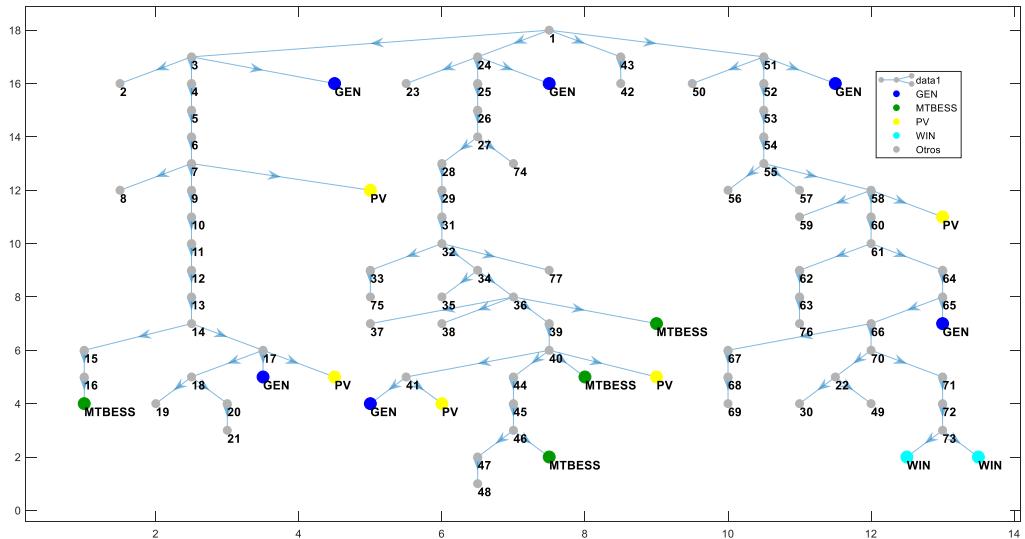


Figura 55: Grafo de Configuração Ótima do Cenário 6

No Cenário 6, avaliaram-se contingências com falha interna à rede, realizando-se pequenas modificações nas restrições e adicionando-se um ramo de conexão para a ilha desconectada. Os resultados evidenciam a flexibilidade da modelagem para tratar problemas de contingência e incluir diferentes tipos de falhas.

5.2.9 Cenário 7: Condições Normais de Operação

Neste cenário, busca-se demonstrar a versatilidade da ferramenta proposta, evidenciando seu potencial de aplicação no planejamento da operação em condições normais do sistema. A formulação da função objetivo é modificada para refletir essa nova finalidade, incorporando um termo adicional que visa minimizar a corrente nos alimentadores durante os horários de ponta. Mantém-se o critério de redução das perdas técnicas, agora com maior peso relativo, bem como a minimização dos desvios de tensão ao longo do circuito.

A formulação matemática é a mesma da proposta inicial, só se muda a função objetivo Z definida na Seção 3.3.8, também é agregada a restrição seguinte: $SOC_{min}(t, b) = 50\%$, com a ideia de manter uma reserva para utilização em contingências. Todas as demais restrições e formulações originais são mantidas.

Com os valores dos pesos definidos como $w_1 = 0, w_2 = 5, w_3 = 1, w_0 = 1, w_5 = 5$, foram realizadas simulações em dois intervalos de tempo distintos:

- Período $T_1 = [18 - 22]$ horas adotando-se limite de 60% para a potência de

carga e 80 % de descarga das baterias, bem como o estado de carga mínimo $SOC_{min}(t, b) = 50\%$.

- Período $T_2 = [15 - 22]$ horas adotando-se limite de 60% para a potência de carga e 100 % de descarga das baterias, bem como o estado de carga mínimo $SOC_{min}(t, b) = 50\%$.

Na Figura 56, apresenta-se a alocação das baterias e a configuração ótima obtida com base na função objetivo formulada para o intervalo T_1 , e o despacho ótimo correspondente das baterias apresenta-se na Figura 57.

Para o intervalo T_2 , a configuração ótima da rede permanece inalterada, sendo que o despacho ótimo das baterias pode ser visualizado na Figura 58.

A restrição $SOC_{min}(t, b) = 50\%$ foi incluída com o intuito de garantir um nível mínimo de carga nas baterias em todos os instantes, permitindo que estas possam prestar suporte a outros circuitos ou à sua própria área em caso de necessidade de operação em modo ilhado diante de eventos de contingência.

Observa-se que os despachos de carga são realizados de forma a utilizar toda a capacidade disponível (permitida) das baterias durante os períodos definidos em T_1 e T_2 . Essa estratégia visa especificamente à redução da demanda máxima nesses intervalos, contribuindo para o alívio dos alimentadores durante os horários de maior carregamento do sistema.

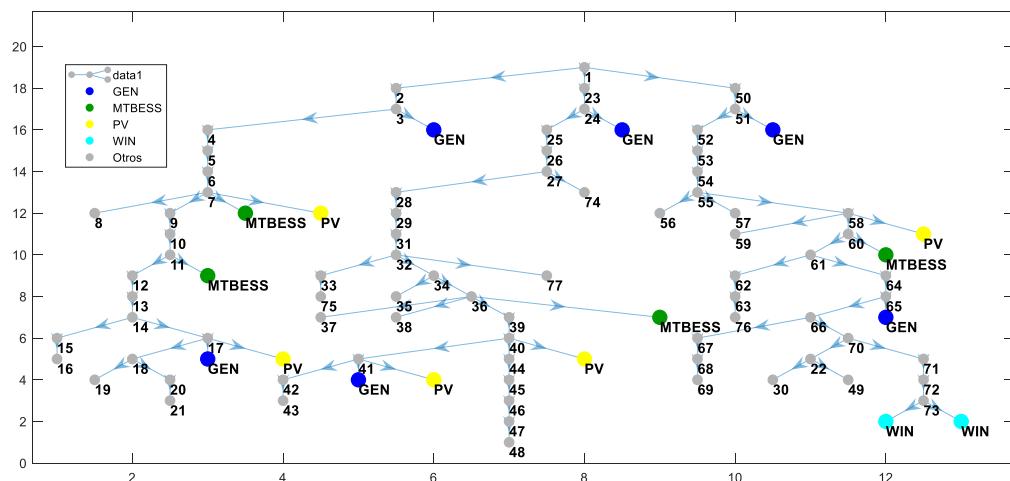


Figura 56: Grafo de Configuração Ótima incluindo os MTBESSs

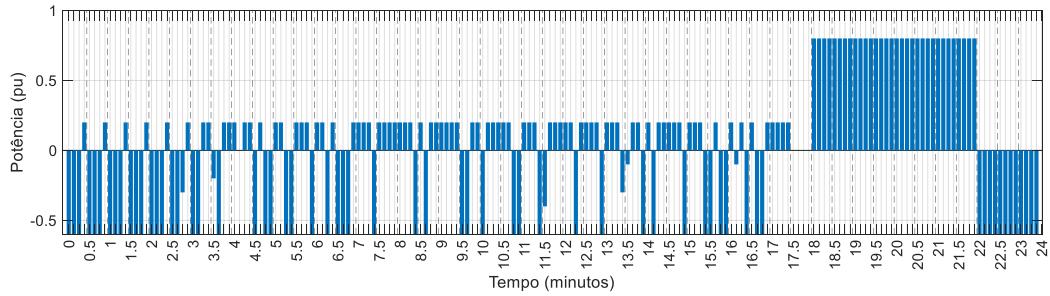


Figura 57: Despacho ótimo dos MTBESSs Cenário 7 Intervalo $T_1 = [18 - 22]$

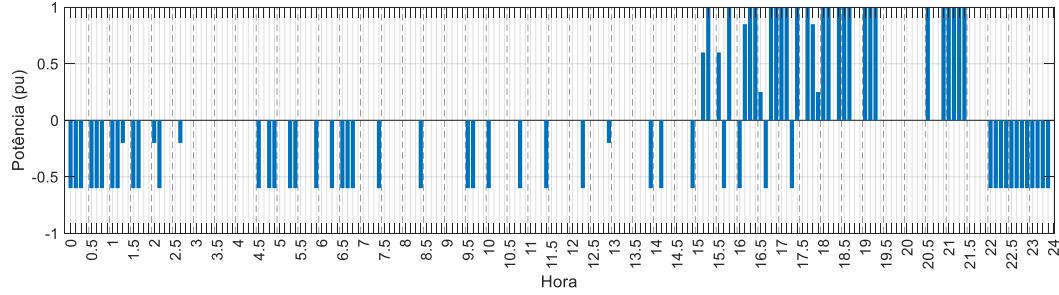


Figura 58: Despacho ótimo dos MTBESSs-Cenário 7 Intervalo $T_2 = [15 - 22]$

A aplicação da estratégia de otimização proposta resultou em uma redução total de perdas de 5122 kWh em comparação à condição inicial, sem otimização da topologia da rede. Na Figura 59, apresentam-se as curvas comparativas de perdas elétricas entre a condição inicial e a condição ótima, considerando o cenário correspondente ao período $T_1 = [18 - 22]$. Os resultados são analisados em um horizonte de 24 horas, discretizado em intervalos de 30 minutos, totalizando 48 intervalos de tempo.

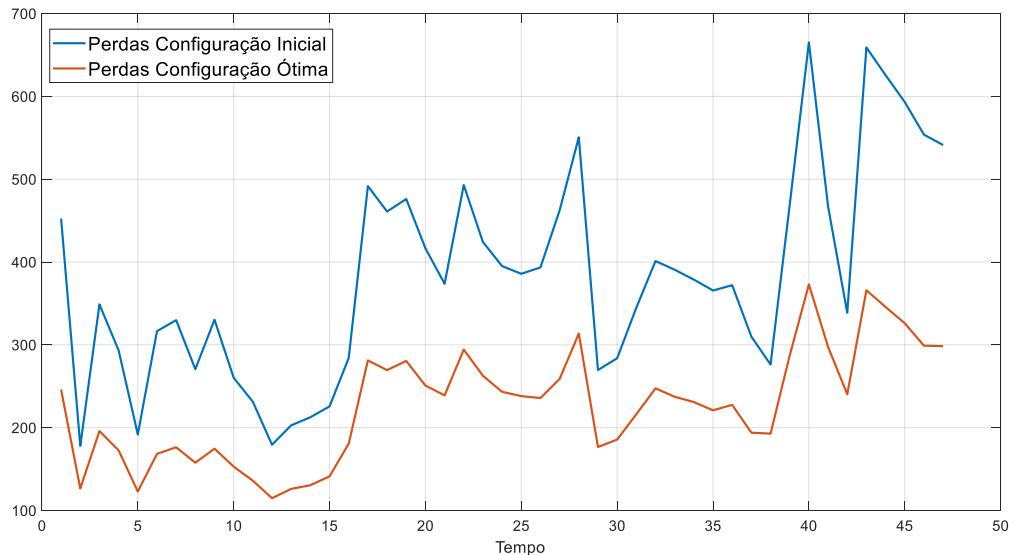


Figura 59: Perdas elétricas - Configuração Inicial, Configuração Ótima - Cenário 7 Intervalo $T_1 = [18 - 22]$

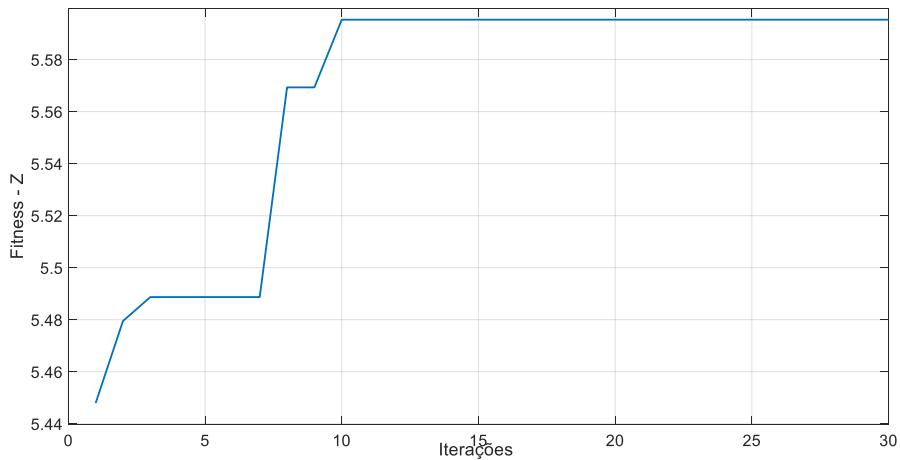


Figura 60: Convergência da função objetivo - Cenário 7 Intervalo $T_1 = [15 - 22]$

Este cenário permite a análise do uso dos MTBESSs em condições normais, obtendo redução de picos e possíveis reduções de perdas de energia ativa. Ambos os benefícios podem ser somados à utilização em contingências ou em eventos programados, melhorando a relação custo-benefício da implementação de tecnologias baseadas em MTBESS. A ferramenta empregada permitiu corroborar esses benefícios, mediante a adaptação da função objetivo e das restrições na modelagem proposta.

Capítulo 6 - Conclusões

6.1 Conclusões

A resiliência da rede elétrica é um aspecto fundamental nos sistemas modernos atendidos por SGs. A capacidade das MGs de operação de forma ilhada possibilita o restabelecimento rápido das cargas prioritárias em cenários de contingência. No entanto, os custos associados à implementação de um sistema altamente resiliente são elevados, o que torna indispensável a otimização de todos os recursos disponíveis frente a eventos de alto impacto. Essa abordagem visa não apenas garantir uma resposta eficaz, mas também assegurar uma operação econômica e dentro dos limites operacionais de qualidade. Além disso, é essencial estabelecer uma classificação dos consumidores com base em sua prioridade, definida de acordo com a criticidade das atividades desenvolvidas, os períodos do dia e os dias da semana, respeitando as legislações e regulamentações vigentes.

Os sistemas de armazenamento de energia MTBESS representam uma alternativa promissora para o aumento da resiliência em redes de distribuição. Sua capacidade de se deslocar rapidamente entre diferentes localizações permite que atuem em eventos fora de sua área original de conexão, podendo ser comissionados em outras MGs com o objetivo de reforçar a capacidade de resposta da rede. Além disso, os MTBESSs podem ser empregadas em condições operacionais normais para promover o equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente em regiões com alta penetração de fontes renováveis. Essa flexibilidade contribui também para a redução de perdas técnicas e para o alívio da demanda máxima nos horários de pico.

Para que os MTBESSs cumpram seu papel estratégico no aumento da resiliência dos sistemas elétricos, é necessário que o operador de sistema mediante o ADMS, disponha de ferramentas capazes de integrar múltiplas variáveis, como o tráfego rodoviário e a prioridade horária das cargas. Essa integração permite tomar decisões em tempo real sobre onde e quando realocar os recursos móveis de forma eficiente e sobre as configurações da rede.

O problema combinatório resultante da topologia da rede, que envolve chaveamentos para alteração de configurações e formação de ilhas, associado à necessidade de resolução precisa do fluxo de potência, impõe sérias limitações à aplicação de métodos clássicos de

otimização baseados em programação não linear. Tais métodos enfrentam dificuldades diante da incerteza quanto à convexidade das funções, da presença de restrições não polinomiais e dos elevados custos computacionais, tornando inviável sua aplicação em contextos que exigem respostas rápidas.

Neste trabalho, desenvolveu-se uma metodologia capaz de otimizar, de forma simultânea, a topologia da rede, os despachos das fontes de geração, o gerenciamento de baterias, o corte seletivo de cargas e os deslocamentos estratégicos dos MTBESSs. A abordagem proposta combina a flexibilidade de uma heurística baseada em AIS com a precisão da MILP associado ao cálculo de fluxo de potência exato, viabilizando uma resposta coordenada e eficiente frente a cenários de contingência.

A modelagem do sistema baseou-se na teoria de grafos, aplicada tanto à estrutura elétrica quanto à rede de trânsito utilizada pelos MTBESSs, permitindo representar o deslocamento dos sistemas de armazenamento de forma integrada. A heurística AIS demonstrou ser altamente eficaz na resolução de problemas de reconfiguração, enquanto a lógica *fuzzy* foi empregada para a formulação da abordagem multiobjetivo. A solução do despacho ótimo de fontes e cargas, realizada via MILP, foi associada a um cálculo de fluxo de potência preciso, garantindo viabilidade operacional em cada configuração gerada. A combinação dessas ferramentas em uma arquitetura em duas camadas contribuiu para a convergência da solução considerando simultaneamente variáveis elétricas e variáveis holísticas.

A metodologia proposta foi testada em diversos cenários de contingência, tanto em operação com redes ilhadas quanto em reconexão à rede principal após falhas parciais. Os resultados demonstraram sua capacidade de restabelecer cargas prioritárias, aumentando a capacidade de serviço e otimizando funções secundárias, como redução de perdas técnicas, melhoria do perfil de tensão, e balanceamento de cargas entre circuitos.

Adicionalmente, foi considerado um cenário de operação normal, com o objetivo de identificar a configuração ótima da rede e o despacho ideal das baterias, visando à redução de perdas e do pico de demanda nos horários críticos. Nessa condição, foi incluída uma restrição para manter um estado mínimo de carga nos MTBESSs, assegurando sua disponibilidade imediata para atuação em eventuais contingências, seja no próprio sistema ou em redes vizinhas. Esse tipo de estratégia operacional favorece a viabilidade

econômica e regulatória do investimento em MTBESS, ao permitir que esses ativos adquiram utilidade mesmo durante as condições normais de operação do sistema. Dessa forma, as empresas elétricas podem justificar sua implementação não apenas com base em cenários de contingência, cuja ocorrência é incerta, mas também pelos benefícios diretos obtidos em situações cotidianas, como o suporte à rede, a redução de perdas e o alívio da demanda nos horários de pico.

A utilização da lógica *fuzzy* permite uma tomada de decisão em quanto a prioridade da função objetivo alterando os pesos correspondentes, pode permitir às empresas definir os pesos correspondentes para cada função objetivo, segundo suas prioridades. Quanto a utilização de MILP na camada de otimização de despacho é viável introduzir também funções objetivo diferentes como foi no cenário de operação normal por exemplo para diminuir a demanda do horário de pico.

A principal contribuição desta tese é o desenvolvimento de uma modelagem robusta e integrada baseada em teoria de grafos que representa, em um único grafo unificado, tanto a configuração da rede elétrica de distribuição quanto os deslocamentos dos MTBESSs e o fluxo de potência trifásico desequilibrado. Ao incorporar as condições de tráfego desses sistemas móveis, essa modelagem permite resolver simultaneamente a reconfiguração topológica da rede e o problema de despacho ótimo. A metodologia combina uma heurística baseada em AIS e lógica *fuzzy* para a formulação multiobjetiva com MILP para a tomada de decisões precisas sobre o despacho de cargas, geração distribuída e baterias. O resultado é uma solução de elevada eficiência computacional e flexibilidade, aplicável tanto em operações por meio de sua integração a sistemas de gerenciamento ADMS e à implementação em centros de controle, quanto em processos de planejamento estratégico, permitindo uma alocação e operação otimizadas dos recursos energéticos distribuídos.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Este trabalho desenvolvido sugere a possibilidade de outras pesquisas tais como:

- Controle secundário e terciário associado às SGs: A integração de camadas de controle hierárquico mais avançadas, como o controle secundário e terciário, considerando ações de corte seletivo de carga, representa uma oportunidade relevante de estudo. A abordagem pode ser formulada como um problema de otimização

multiobjetivo, aplicável a diferentes configurações topológicas e operacionais da rede.

- Planejamento da expansão da rede com incorporação dos MTBESSs: Avaliar a influência da alocação de sistemas móveis de armazenamento em baterias no contexto do planejamento de expansão da rede, considerando a quantidade ótima de investimento em tecnologias de armazenamento. A proposta pode ser formulada com base em conceitos de operação ótima e modelagem econômica ao médio prazo.

- Uso de computação paralela e banco de dados de populações viáveis: A computação paralela pode ser utilizada para reduzir significativamente os tempos de processamento, especialmente em simulações com múltiplos cenários. Além disso, a criação de um banco de dados de populações viáveis poderá acelerar heurísticas baseadas em população, como algoritmos evolutivos e imunológicos, permitindo maior convergência e reaproveitamento de soluções anteriores.

- Análise de restrições estruturais para formação de ilhas e reestabelecimento em MGs: A incorporação de restrições estruturais relacionadas à formação dinâmica de ilhas e à restauração do fornecimento em ambientes com MGs pode ampliar a aplicabilidade da metodologia, considerando aspectos como confiabilidade, seletividade, coordenação e segurança operativa em diferentes modos de operação.

- Análise de custos de investimento: Dimensionamento ótimo do número de unidades e da capacidade disponível de MTBESSs, bem como da quantidade e alocação das infraestruturas de conexão; adicionalmente, dimensionamento e alocação ótimos das DGs e dos geradores principais das ilhas.

6.3 Artigos publicados

- G. Alonso, R. F. Alonso, A. C. Z. de Souza, e W. Freitas, “Enhanced Artificial Immune Systems and Fuzzy Logic for Active Distribution Systems Reconfiguration”, *Energies*, vol. 15, no 24, 2022, doi: 10.3390/en15249419.

Referências Bibliográficas

- [1] J. Endrenyi, *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. Toronto: John Wiley & Sons., 1978.
- [2] “Blackout Ibérico de 28 de abril de 2025: Análise Técnica e Lições Aprendidas”, INESC TEC, Porto, Portugal, jul. 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.inesctec.pt/en>
- [3] D. García-García, I. León-Gómez, L. Pérez-Marín, e D. Gómez-Barroso, “Exploring all-cause mortality surveillance during the Iberian Peninsula power outage, Spain, 28 April 2025.”, *Euro Surveill. Bull. Eur. Sur Mal. Transm. Eur. Commun. Dis. Bull.*, v. 30, n. 26, jul. 2025, doi: 10.2807/1560-7917.ES.2025.30.26.2500405.
- [4] B. de N. Nascimento, “Controle Secundário aliado ao corte de carga para Microrredes em Condicoes Operativas de Ilhamento”, Tese, UNIFEI, Itajubá/MG, Brazil, 2019.
- [5] R. Ahshan, S. A. Saleh, e A. Al-Badi, “Performance Analysis of a Dq Power Flow-Based Energy Storage Control System for Microgrid Applications”, *IEEE Access*, v. 8, p. 178706–178721, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3027193.
- [6] “IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers”, *IEEE Std 20307-2017*, p. 1–43, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204.
- [7] G. Kandaperumal, S. Pandey, e A. Srivastava, “AWR: Anticipate, Withstand, and Recover Resilience Metric for Operational and Planning Decision Support in Electric Distribution System”, *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 13, n. 1, p. 179–190, 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3119508.
- [8] S. Skarvelis-Kazakos *et al.*, “Resilience of electric utilities during the COVID-19 pandemic in the framework of the CIGRE definition of Power System Resilience”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 136, p. 107703, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107703>.
- [9] T. Kemabonta e G. Mowry, “A syncretistic approach to grid reliability and resilience: Investigations from Minnesota”, *Energy Strategy Rev.*, v. 38, p. 100726, 2021.
- [10] W. Abdulrazzaq Oraibi, B. Mohammadi-Ivatloo, S. H. Hosseini, e M. Abapour, “Multi Microgrid Framework for Resilience Enhancement Considering Mobile Energy Storage Systems and Parking Lots”, *Appl. Sci.*, v. 13, n. 3, 2023, doi: 10.3390/app13031285.

[11] R. F. Alonso e A. C. Z. de Souza, “Resilience of active networks with optimal mobile energy storage systems management”, *Electr. Power Syst. Res.*, v. 217, p. 109152, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109152>.

[12] Y. Chen *et al.*, “Optimal Network Reconfiguration and Scheduling With Hardware-in-the-Loop Validation for Improved Microgrid Resilience”, *IEEE Access*, v. 13, p. 8042–8059, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3527329.

[13] J. R. Monteiro, Y. R. Rodrigues, Ma. R. Monteiro, A. C. Z. De Souza, e B. I. L. Fuly, “Intelligent RMPS Allocation for Microgrids Support During Scheduled Islanded Operation”, *IEEE Access*, v. 8, p. 117946–117960, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3005081.

[14] D. Q. Oliveira, A. C. Z. de Souza, M. V. Santos, A. B. Almeida, B. I. L. Lopes, e O. R. Saavedra, “A fuzzy-based approach for microgrids islanded operation”, *Electr. Power Syst. Res.*, v. 149, p. 178–189, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.04.019>.

[15] F. M. Portelinha Júnior, “Análise da Interoperabilidade de Sistemas de Comunicações Móveis na Operação e Controle Resiliente de Microrredes.”, Tese, UNIFEI, 2018.

[16] S. Yao, P. Wang, X. Liu, H. Zhang, e T. Zhao, “Rolling Optimization of Mobile Energy Storage Fleets for Resilient Service Restoration”, *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 11, n. 2, Art. n. 2, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2930012.

[17] S. Yao, P. Wang, e T. Zhao, “Transportable Energy Storage for More Resilient Distribution Systems With Multiple Microgrids”, *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 10, n. 3, p. 3331–3341, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2824820.

[18] G. Li, D. Shi, e X. Duan, “Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Considering the Charging Load of PHEV”, *Elektron. Ir Elektrotehnika*, v. 19, n. 5, Art. n. 5, maio 2013, doi: 10.5755/j01.eee.19.5.1738.

[19] Y. Li, Z. Yang, G. Li, D. Zhao, e W. Tian, “Optimal Scheduling of an Isolated Microgrid With Battery Storage Considering Load and Renewable Generation Uncertainties”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, v. 66, n. 2, p. 1565–1575, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2840498.

[20] H. Saboori, “Enhancing resilience and sustainability of distribution networks by emergency operation of a truck-mounted mobile battery energy storage fleet”, *Sustain. Energy Grids Netw.*, v. 34, p. 101037, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101037>.

[21] F. Garcia-Torres, C. Bordons, J. Tobajas, R. Real-Calvo, I. Santiago, e S. Grieu, “Stochastic Optimization of Microgrids With Hybrid Energy Storage Systems for Grid Flexibility Services Considering Energy Forecast Uncertainties”, *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 36, n. 6, p. 5537–5547, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3071867.

[22] M. Martínez, M. G. Molina, e P. E. Mercado, “Optimal sizing method of vanadium redox flow battery to provide load frequency control in power systems with

intermittent renewable generation”, *IET Renew. Power Gener.*, v. 11, n. 14, p. 1804–1811, 2017, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0798>.

[23] J. R. Monteiro, “Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas”, Tese, UNIFEI, Itajubá/MG, Brazil, 2020.

[24] D. Das, M. J. Hossain, S. Mishra, e B. Singh, “Bidirectional Power Sharing of Modular DABs to Improve Voltage Stability in DC Microgrids”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, v. 58, n. 2, Art. n. 2, 2022.

[25] P. Stanchev, G. Vacheva, e N. Hinov, “Evaluation of Voltage Stability in Microgrid-Tied Photovoltaic Systems”, *Energies*, v. 16, n. 13, 2023, doi: 10.3390/en16134895.

[26] C. Wu *et al.*, “Enhancing resilient restoration of distribution systems utilizing electric vehicles and supporting incentive mechanism”, *Appl. Energy*, v. 322, p. 119452, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119452>.

[27] Q. Sui *et al.*, “Optimal scheduling of battery charging–swapping systems for distribution network resilience enhancement”, *Energy Rep.*, v. 8, p. 6161–6170, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.060>.

[28] G. Alonso, R. F. Alonso, A. C. Z. de Souza, e W. Freitas, “Enhanced Artificial Immune Systems and Fuzzy Logic for Active Distribution Systems Reconfiguration”, *Energies*, v. 15, n. 24, Art. n. 24, 2022, doi: 10.3390/en15249419.

[29] Google Developers, “Distance Matrix API | Google for Developers”. 2025. [Online]. Disponível em: <https://developers.google.com/maps/documentation/distance-matrix>

[30] G. Chartrand, L. Lesniak, e P. Zhang, *Graphs & Digraphs, Fourth Edition*. Taylor & Francis, 2004. [Online]. Disponível em: <https://books.google.com.py/books?id=LgZKLPRH2D4C>

[31] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, R. L. Rivest, e C. Stein, *Introduction to Algorithms*, 3rd ed. Cambridge, MA: MIT Press, 2009.

[32] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. em IEEE Press Series on Power and Energy Systems. Wiley, 2009. [Online]. Disponível em: <https://books.google.com.py/books?id=JRSYPvQWUNAC>

[33] F. R. Alonso, D. Q. Oliveira, e A. C. Zambroni de Souza, “Artificial Immune Systems Optimization Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration”, *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 30, n. 2, Art. n. 2, 2015.

[34] R. Moreno Chuquen e H. R. Chamorro, *Graph Theory Applications to Deregulated Power Systems*. em SpringerBriefs in Electrical and Computer Engineering. Springer, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-57589-2.

[35] S. S. F. Souza, R. Romero, e J. F. Franco, “Artificial immune networks Copt-aiNet and Opt-aiNet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems”, *Electr. Power Syst. Res.*, v. 119, p. 304–312, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.012>.

[36] M. Karimi, A. Shahriari, M. R. Aghamohammadi, H. Marzooghi, e V. Terzija, “Application of Newton-based load flow methods for determining steady-state condition of well and ill-conditioned power systems: A review”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 113, p. 298–309, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.055>.

[37] H. E. Farag, E. F. El-Saadany, R. E. Shatshat, e A. Zidan, “A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation”, *Electr. Power Syst. Res.*, v. 81, n. 7, p. 1499–1506, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.03.001>.

[38] L. A. Zadeh, “Fuzzy Sets”, *Inf. Control*, v. 8, n. 3, p. 338–353, 1965, doi: 10.1016/S0019-9958(65)90241-X.

[39] A. Saffar, R. Hooshmand, e A. Khodabakhshian, “A new fuzzy optimal reconfiguration of distribution systems for loss reduction and load balancing using ant colony search-based algorithm”, *Appl. Soft Comput.*, v. 11, n. 5, Art. n. 5, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2011.03.003>.

[40] H.-Z. Huang, W. Wu, e C. Liu, “A Coordination Method for Fuzzy Multi-Objective Optimization of System Reliability”, *J. Intell. Fuzzy Syst.*, v. 16, n. 3, p. 213–220, 2005, doi: 10.3233/IFS-2005-00262.

[41] B. P. Ferraz, M. Resener, L. A. Pereira, F. A. B. Lemos, e S. Haffner, “MILP model for volt-var optimization considering chronological operation of distribution systems containing DERs”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 129, p. 106761, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106761>.

[42] M. Jooshaki, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Moeini-Aghaie, e M. Lehtonen, “MILP Model of Electricity Distribution System Expansion Planning Considering Incentive Reliability Regulations”, *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 34, n. 6, p. 4300–4316, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2914516.

[43] A. S. Bretas, R. J. Cabral, R. C. Leborgne, G. D. Ferreira, e J. A. Morales, “Multi-objective MILP model for distribution systems reliability optimization: A lightning protection system design approach”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 98, p. 256–268, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.006>.

[44] M. Basu, “Hybridization of Artificial Immune Systems and Sequential Quadratic Programming for Dynamic Economic Dispatch”, *Electr. Power Compon. Syst.*, v. 37, n. 9, p. 1036–1045, 2009, doi: 10.1080/15325000902918941.

[45] R. F. Alonso Cardozo, “Reconfiguração de Sistemas Ativos com Alocação Ótima de Bateria”, Tese, UNIFEI, Itajubá/MG, Brazil, 2022.

[46] S. S. F. Souza, R. Romero, J. Pereira, e J. T. Saraiva, “Artificial immune algorithm applied to distribution system reconfiguration with variable demand”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 82, p. 561–568, 2016.

[47] J. Puchinger e G. R. Raidl, “Combining metaheuristics and exact algorithms in combinatorial optimization: A survey”, *Lect. Notes Comput. Sci.*, v. 3562, p. 41–53, 2005.

[48] R. E. Gomory, “Outline of an algorithm for integer solutions to linear programs”, *Bull. Am. Math. Soc.*, v. 64, n. 5, p. 275–278, 1958.

[49] M. Padberg e G. Rinaldi, “A branch-and-cut algorithm for the resolution of large-scale symmetric traveling salesman problems”, *SIAM Rev.*, v. 33, n. 1, p. 60–100, 1991.

[50] A. H. Land e A. G. Doig, “An automatic method of solving discrete programming problems”, *Econom. J. Econom. Soc.*, v. 28, n. 3, p. 497–520, 1960.

[51] MathWorks, “intlinprog — Mixed-Integer Linear Programming Solver (MATLAB Optimization Toolbox)”. [Online]. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html>

[52] L. N. de Castro e F. J. Von Zuben, “Learning and optimization using the clonal selection principle”, *IEEE Trans. Evol. Comput.*, v. 6, n. 3, p. 239–251, 2002, doi: 10.1109/TEVC.2002.1011539.

[53] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa N° 414”. 2010. [Online]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.html#:~:text=Estabelece%20as%20Condi%C3%A7%C3%A9es%20Gerais%20de,de%20forma%20atualizada%20e%20consolidada>.

[54] S. Ganapaneni *et al.*, “Distribution System Service Restoration Using Electric Vehicles”, *Energies*, v. 15, n. 9, p. 3264, 2022, doi: 10.3390/en15093264.

[55] G. Liu e M. Starke, “Networked Microgrid Energy Management Considering Ownership and Control Structures: A Comparison”, *Energies*, v. 18, n. 5, 2025, doi: 10.3390/en18051115.

[56] A. Bani-Ahmed, M. Rashidi, A. Nasiri, e H. Hosseini, “Reliability Analysis of a Decentralized Microgrid Control Architecture”, *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 3910–3918, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2843527.

[57] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, e A. G. Madureira, “Defining control strategies for MicroGrids islanded operation”, *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 21, n. 2, p. 916–924, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873018.

[58] Administración Nacional de Electricidad (ANDE), “Distribución”. 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ande.gov.py/distribucion.php>

ANEXO-1 Dados do Sistema Teste de 33 barras modificado

```
%%% Datos de las aristas
%%%% Nombre De Para Tipo
% clear
% clc
Vbase = 12.66;    % Tensão base (kV)
Sbase = 1000;     % Potência base (kVA)
% tol = 10^-8;
tol=10^-4;% Tolerância do erro permitida
vmin = 0.93;      % Tensão mínima (pu)
vmax = 1.05;
g1=300;
g2=300;
g3=300;
gq1=g1*tan(acos(0.8)); %% capacidad de pot reactiva de la maquina
gq2=g1*tan(acos(0.8));
gq3=g1*tan(acos(0.8));
ramos_ini = [ 1 1 2      0.0922 0.0470 0
              2 2      3      0.4930 0.2511 0
              3 3      4      0.3660 0.1864 0
              4 4      5      0.3811 0.1941 0
              5 5      6      0.8190 0.7070 0
              6 6      7      0.1872 0.6188 0
              7 7      8      0.7114 0.2351 0
              8 8      9      1.0300 0.7400 0
              9 9     10     1.0440 0.7400 0
             10 10    11     0.1966 0.0650 0
             11 11    12     0.3744 0.1238 0
             12 12    13     1.4680 1.1550 0
             13 13    14     0.5416 0.7129 0
```

14	14	15	0.5910	0.5260	0
15	15	16	0.7463	0.5450	0
16	16	17	1.2890	1.7210	0
17	17	18	0.7320	0.5740	0
18	2	19	0.1640	0.1565	0
19	19	20	1.5042	1.3554	0
20	20	21	0.4095	0.4784	0
21	21	22	0.7089	0.9373	0
22	3	23	0.4512	0.3083	0
23	23	24	0.8980	0.7091	0
24	24	25	0.8960	0.7011	0
25	6	26	0.2030	0.1034	0
26	26	27	0.2842	0.1447	0
27	27	28	1.0590	0.9337	0
28	28	29	0.8042	0.7006	0
29	29	30	0.5075	0.2585	0
30	30	31	0.9744	0.9630	0
31	31	32	0.3105	0.3619	0
32	32	33	0.3410	0.5302	0
33	8	21	2.0000	2.0000	0
34	9	15	2.0000	2.0000	0
35	12	22	2.0000	2.0000	0
36	18	33	0.5000	0.5000	0
37	25	29	0.5000	0.5000	0
38	1 4 0.2	0 0	%% Desde a qui Gen (4.9.32) modificado		
39	1 9 0.2	0 0			
40	1 3 2	0.2 0 0			
41	29	34	0	0	2
42	30	34	0	0	3
43	31	34	0	0	1
44	10	34	0	0	2
45	11	34	0	0	3

46	12	34	0	0	2
47	13	34	0	0	2
48	14	34	0	0	1
49	15	34	0	0	3
50	16	34	0	0	1
51	17	34	0	0	1
5	2	18	34	0	0
5	3	19	34	0	0
54	20	34	0	0	1
55	21	34	0	0	3
56	29	35	0	0	2
57	30	35	0	0	1
58	31	35	0	0	3
59	10	35	0	0	2
60	11	35	0	0	2
61	12	35	0	0	2
62	13	35	0	0	3
63	14	35	0	0	3
64	15	35	0	0	1
65	16	35	0	0	1
66	17	35	0	0	1
67	18	35	0	0	3
68	19	35	0	0	3
69	20	35	0	0	3
70	21	35	0	0	3
71	29	36	0	0	2
72	30	36	0	0	1
73	31	36	0	0	2
74	10	36	0	0	3
75	11	36	0	0	3
76	12	36	0	0	1
77	13	36	0	0	1

78	14	36	0	0	2
79	15	36	0	0	1
80	16	36	0	0	1
81	17	36	0	0	2
82	18	36	0	0	1
83	19	36	0	0	2
84	20	36	0	0	3
85	21	36	0	0	2
86	29	37	0	0	3
87	30	37	0	0	2
88	31	37	0	0	2
89	10	37	0	0	1
90	11	37	0	0	1
91	12	37	0	0	1
92	13	37	0	0	3
93	14	37	0	0	1
94	15	37	0	0	3
95	16	37	0	0	2
96	17	37	0	0	2
97	18	37	0	0	3
98	19	37	0	0	1
99	20	37	0	0	1
100	21	37	0	0	2

101 4 38 0 0 0 %% nos de gerador modelo PQ

102 9 39 0 0 0

103 32 40 0 0 0

104 19 41 0 0 0 %% PV

105 27 42 0 0 0 %% WIND

];

Nod=[1	0	0	1.00	0.00	1
2	100	60	1	0.00	2
3	90	40	1	0.00	3
4	120	80	1	0.00	4
5	60	30	1	0.00	1
6	60	20	1	0.00	2
7	200	100	1	0.00	3
8	200	100	1	0.00	4
9	60	20	1	0.00	1
10	60	20	1	0.00	2
11	45	30	1	0.00	3
12	60	35	1	0.00	4
13	60	35	1	0.00	1
14	120	80	1	0.00	2
15	60	10	1	0.00	3
16	60	20	1	0.00	4
17	60	20	1	0.00	1
18	90	40	1	0.00	2
19	90	40	1	0.00	3
20	90	40	1	0.00	4
21	90	40	1	0.00	1
22	90	40	1	0.00	1
23	90	50	1	0.00	1
24	420	200	1	0.00	2
25	420	200	1	0.00	2
26	60	25	1	0.00	2
27	60	25	1	0.00	3
28	60	20	1	0.00	3
29	120	70	1	0.00	3
30	200	600	1	0.00	4
31	150	70	1	0.00	4
32	210	100	1	0.00	4

```

33 60     40     1     0.00     1
%
34 -500    -125    1     0.000    7 %% MTBESS
35 -500    -125    1     0.000    7
36 -500    -125    1     0.000    7
37 -500    -125    1     0.000    7
%% GERADORES
38 -g1*.90 -gq1*.90 1 0.0000 7 %
39 -g2*.90 -gq2*.90 1 0.0000 7
40 -g3*.90 -gq3*.90 1 0.0000 7
41 -100 -30     1     0.00     6 %% PV
42 -100 -30 1     0.00     5 %% WIND
];

```

ANEXO-2 Curvas de Demanda e Prioridade

%%% Datos de Curva de Demanda

dH=[0	0.45	1	0.35	0.56	0.53125	0
0.5	0.45	1	0.35	0.56	0.51563	0
1	0.45	1	0.3	0.56	0.5	0
1.5	0.375	1	0.3	0.5	0.48438	0
2	0.3	1	0.25	0.44	0.46875	0
2.5	0.3	1	0.25	0.44	0.45313	0
3	0.3	1	0.2	0.44	0.4375	0
3.5	0.225	1	0.2	0.38	0.45313	0
4	0.15	1	0.4	0.32	0.46875	0
4.5	0.15	1	0.5	0.32	0.47813	0
5	0.15	1	0.5	0.32	0.4875	0
5.5	0.3	0.85	0.6	0.44	0.525	0.01983
6	0.45	0.85	0.7	0.56	0.5625	0.039661
6.5	0.45	0.7	0.8	0.56	0.5625	0.13159
7	0.45	0.5	0.8	0.56	0.5625	0.22352
7.5	0.475	0	0.8	0.58	0.56563	0.34581
8	0.5	0	0.8	0.6	0.56875	0.46811

8.5	0.5	0	0.8	0.6	0.56875	0.57364
9	0.5	0	0.8	0.6	0.56875	0.67917
9.5	0.5	0	0.8	0.6	0.62813	0.75782
10	0.5	0	0.8	0.6	0.6875	0.83647
10.5		0.65	0	0.8	0.72	0.69375 0.88919
11	0.8	0	0.8	0.84	0.7	0.94191
11.5		0.8	0	0.95	0.84	0.69375 0.97095
12	0.8	0	0.85	0.84	0.6875	1
12.5		0.75	0	0.8	0.8	0.68437 0.99342
13	0.7	0	0.85	0.76	0.68125	0.98684
13.5		0.7	0	0.85	0.76	0.68437 0.94164
14	0.7	0	0.95	0.76	0.6875	0.89644
14.5		0.6	0	1	0.68	0.70313 0.81822
15	0.5	0	1	0.6	0.71875	0.74
15.5		0.5	0	1	0.6	0.70313 0.6518
16	0.5	0	0.9	0.6	0.6875	0.56359
16.5		0.5	0	0.85	0.6	0.65938 0.44099
17	0.5	0	0.75	0.6	0.63125	0.31838
17.5		0.65	0	0.6	0.72	0.59062 0.17969
18	0.8	0	0.6	0.84	0.55	0.041
18.5		0.9	0	0.65	0.92	0.7125 0.028082
19	1	0	0.7	1	0.875	0.015164
19.5		1	0.65	0.65	1	0.9375 0.0075818
20	1	1	0.5	1	1	0
20.5		0.9	1	0.4	0.92	0.94375 0
21	0.8	1	0.4	0.84	0.8875	0
21.5		0.65	1	0.4	0.72	0.81875 0
22	0.5	1	0.4	0.6	0.75	0
22.5		0.45	1	0.4	0.56	0.6875 0
23	0.4	1	0.4	0.52	0.625	0
23.5		0.425	1	0.35	0.54	0.57813 0

];

%% Dados de Curva de Prioridade

pH=	[1	0	3	5	3	1
2	0.5	3	5	3	1	
3	1	3	5	3	1	
4	1.5	3	5	3	1	
5	2	3	5	3	1	
6	2.5	3	5	3	1	
7	3	3	5	3	1	
8	3.5	3	5	3	1	
9	4	3	5	3	1	
10	4.5	3	5	3	1	
11	5	3	5	3	1	
12	5.5	3	6	3	1	
13	6	2	6	3	1	
14	6.5	2	6	1	1	
15	7	1	6	1	1	
16	7.5	1	6	1	1	
17	8	1	6	1	4	
18	8.5	1	6	1	4	
19	9	1	6	1	4	
20	9.5	1	6	1	4	
21	10	1	6	1	4	
22	10.5	1	6	1	4	
23	11	1	6	1	4	
24	11.5	1	6	1	4	
25	12	1	6	1	4	
26	12.5	1	6	1	3	
27	13	1	6	1	3	
28	13.5	1	6	1	3	

29	14	1	6	1	3
30	14.5	1	6	1	4
31	15	1	6	1	4
32	15.5	1	6	1	4
33	16	1	6	1	4
34	16.5	1	6	1	4
35	17	1	6	1	4
36	17.5	1	6	3	4
37	18	1	6	3	4
38	18.5	2	6	3	4
39	19	2	6	3	3
40	19.5	2	5	3	3
41	20	2	5	3	3
42	20.5	2	5	3	2
43	21	2	5	3	2
44	21.5	2	5	3	1
45	22	3	5	3	1
46	22.5	3	5	3	1
47	23	3	5	3	1
48	23.5	3	5	3	1

];

ANEXO-3 Curvas de Geração

%%% Dados de geração solar-eólica

genh=[1	0	0.53125	0	1
2	0.5	0.51563	0	1
3	1	0.5	0	1
4	1.5	0.48438	0	1
5	2	0.46875	0	1
6	2.5	0.45313	0	1
7	3	0.4375	0	1
8	3.5	0.45313	0	1
9	4	0.46875	0	1

10	4.5	0.47813	0	1
11	5	0.4875	0	1
12	5.5	0.525	0.01983	1
13	6	0.5625	0.03966	1
14	6.5	0.5625	0.13159	1
15	7	0.5625	0.22352	1
16	7.5	0.56563	0.34581	1
17	8	0.56875	0.46811	1
18	8.5	0.56875	0.57364	1
19	9	0.56875	0.67917	1
20	9.5	0.62813	0.75782	1
21	10	0.6875	0.83647	1
22	10.5	0.69375	0.88919	1
23	11	0.7	0.94191	1
24	11.5	0.69375	0.97095	1
25	12	0.6875	1	1
26	12.5	0.68437	0.99342	1
27	13	0.68125	0.98684	1
28	13.5	0.68437	0.94164	1
29	14	0.6875	0.89644	1
30	14.5	0.70313	0.81822	1
31	15	0.71875	0.74	1
32	15.5	0.70313	0.6518	1
33	16	0.6875	0.56359	1
34	16.5	0.65938	0.44099	1
35	17	0.63125	0.31838	1
36	17.5	0.59062	0.17969	1
37	18	0.55	0.041	1
38	18.5	0.7125	0.028082	1
39	19	0.875	0.015164	1
40	19.5	0.9375	0.0075818	1
41	20	1	0	1

```
42 20.5  0.94375 0      1
43 21     0.8875  0      1
44 21.5   0.81875 0     1
45 22     0.75    0      1
46 22.5   0.6875  0     1
47 23     0.625   0      1
48 23.5   0.57813 0    1];
```

%% Dados de gerador

```
gent=[4 9 32; g1 g2 g3 ];
PQgen=[38 9 40;4 9 32;-g1 -g2 -g3;-gq1 -gq2 -gq3];
```

%%% Dados de baterias

```
best=[34 35 36 37; -Nod(34,2) -Nod(35,2) -Nod(36,2) -Nod(37,2); -5*Nod(34,2) -5*Nod(35,2) -5*Nod(36,2) -5*Nod(37,2);0.8 0.8 0.8 0.9]
```