

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

lochane Garcia Guimarães

**METODOLOGIA PARA RESTABELECIMENTO PARCIALMENTE
DINÂMICO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM POSSIBILIDADE DE OPERAÇÃO ILHADA DE
MICRORREDES**

Santa Maria, RS,

2021

lochane Garcia Guimarães

**METODOLOGIA PARA RESTABELECIMENTO PARCIALMENTE DINÂMICO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM POSSIBILIDADE
DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES**

Tese de Doutorado apresentado ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Doutora em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS

2021

Guimarães, Iochane Garcia
METODOLOGIA PARA RESTABELECIMENTO PARCIALMENTE
DINÂMICO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM POSSIBILIDADE DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES /
Iochane Garcia Guimarães.- 2021.
143 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2021

1. RESTABELECIMENTO DINÂMICO DE ENERGIA ELÉTRICA 2.
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 3. OPERAÇÃO ILHADA DE
MICRORREDES I. Pinheiro Bernardon, Daniel II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

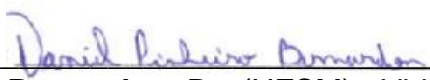
Declaro, IOCHANE GARCIA GUIMARÃES, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

lochane Garcia Guimarães

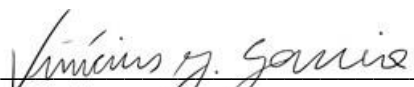
METODOLOGIA PARA RESTABELECIMENTO PARCIALMENTE DINÂMICO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM POSSIBILIDADE DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES

Tese de Doutorado apresentado ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Doutora em Engenharia Elétrica.**

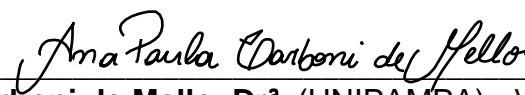
Aprovado em 18 de janeiro de 2021:




Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM) - Videoconferência
(Presidente/Orientador)




Vinicius Jacques Garcia, Dr. (UFSM) – Videoconferência



Ana Paula Carboni de Mello, Dr^a. (UNIPAMPA) - Videoconferência



Fernando Guilherme Kaehler Guarda, Dr. (UFSM) – Videoconferência



Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC) - Videoconferência

Santa Maria, RS

2021

DEDICATÓRIA

Dedico esta tese à minha família, em especial a minha mãe que sempre acreditou e me incentivou a buscar meus objetivos. Dedico também a meu filho, Arthur Guimarães Oliveira, amor da minha vida.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por mais este objetivo alcançado.

Ao meu pai José e a minha mãe Maria, pela educação e exemplo recebido durante toda a minha vida.

Aos meus irmãos, pela amizade e apoio.

As minhas irmãs, pela amizade, carinho e companheirismo.

Ao meu filho, pela força e inspiração sobrevivida, e a meu esposo Aécio.

Ao meu orientador Prof. Daniel Pinheiro Bernardon pela oportunidade, apoio, confiança e compreensão em todos os anos de desenvolvimento deste estudo.

Aos membros da banca, Prof. Vinícius Jacques Garcia, Prof^a Ana Paula Carboni de Mello, Prof. Fernando Guilherme Kaehler Guarda e Prof. Luciano Lopes Pfitscher pela disponibilidade e pelas contribuições.

Ao colega e amigo Magdiel Schmitz, pela parceria e amizade construída durante estes últimos anos.

A todos os colegas que dividiram a sala 411 nestes últimos anos, pela convivência e amizade.

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM pela disposição e dedicação em atender as demandas necessárias para desenvolver este trabalho.

Ao Instituto Federal Farroupilha pelo suporte e compreensão da importância do desenvolvimento desta tese.

Agradeço a todos os colegas, amigos e professores que contribuíram para o desenvolvimento deste estudo.

Em verdes pastagens me faz repousar; para fontes tranquilas me conduz, e restaura minhas forças.

(Salmos 23)

RESUMO

METODOLOGIA PARA RESTABELECIMENTO PARCIALMENTE DINÂMICO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM POSSIBILIDADE DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES

AUTORA: Iochane Garcia Guimarães
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Este estudo apresenta um modelo de tomada de decisão para a reconfiguração dinâmica de redes de distribuição após situações de contingência com base em formulações do problema de *self healing* com ilhamento. Este trabalho desenvolve um algoritmo de três estágios. O primeiro estágio aplica uma heurística gulosa de reconfiguração, que calcula os valores dos critérios para cada configuração de rede viável a cada hora. Para abordar a variedade de critérios, um processo de hierarquia analítica é aplicado para definir os pesos. A segunda etapa aborda o problema estaticamente para reduzir o número de configurações e, portanto, as combinações da etapa 3. Na terceira etapa, o problema é abordado de forma dinâmica, gerando a sequência ótima de topologias para o período analisado, considerando as condições operacionais do sistema que variam com o tempo. A heurística proposta reduz significativamente a complexidade do problema ao mesmo tempo em que minimiza os seguintes critérios: energia não suprida, perdas, número de consumidores interrompidos e operações de comutação. As restrições físicas da rede elétrica consideradas no modelo proposto são os limites da linha, configurações dos equipamentos de proteção, limites de tensão, limites dos Geradores Distribuídos (GD) e radialidade da rede. O modelo proposto é analisado em diferentes cenários no sistema IEEE 123-barras, modificado com a inserção de GDs. O método proposto é comparado com um modelo de referência convencional.

Palavras-chave: Tomada de decisão. Geração distribuída. Reconfiguração dinâmica. operação ilhada.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR PARTIALLY DYNAMIC ELECTRICAL ENERGY RESTORATION IN DISTRIBUTION SYSTEMS WITH THE POSSIBILITY OF MICROGRIDS ISLAND OPERATION

AUTHOR: lochane Garcia Guimarães

ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

This study presents a decision-making model for the dynamic reconfiguration of distribution networks after contingency situations based on formulations of the self-healing problem with islanding. This work develops a three-stage algorithm. The first stage applies a greedy reconfiguration heuristic, which calculates the criteria values for each viable network configuration in each hour. To address the variety of criteria, the analytic hierarchy process method is applied to define the weights. The second stage addresses the problem statically to reduce the number of configurations and, therefore, the combinations of step 3. In the third stage, the problem is approached dynamically, generating the optimal sequence of topologies for the analyzed period, while considering the time-varying operational conditions of the system. The proposed heuristic significantly reduces the complexity of the problem while minimizing the following criteria: energy not supplied, losses, number of interrupted consumers and switch operations. The physical constraints of the power grid considered in the proposed model are the line limits, protective equipment settings, voltage limits, distributed generators (DG) limits and network radiality. The proposed model is analyzed in different scenarios in the IEEE 123-bus system, modified with the insertion of DGs. The proposed method is compared with a conventional benchmark model.

Keywords: Decision-making; distributed generation; dynamic reconfiguration; islanding operation.

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Definição dos dados	93
Tabela 4.1 - Parâmetros dos geradores distribuídos	105
Tabela 4.2 - Valores das variáveis de decisão para o estudo de caso 1	107
Tabela 4.3 - Valores das variáveis de decisão para o estudo de caso 2	112
Tabela 4.4 - Status das chaves para cada hora para o estudo de caso 1 e caso 2	118
Tabela 4.5 - Tempos computacionais e número de alternativas	119
Tabela 4.6 - Número de configurações de rede e número de alternativas	119
Tabela 4.7 - Resultados dos casos de referência	121

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Comparação entre as características da rede elétrica tradicional e a Rede Inteligente	35
Quadro 2.2 - Domínios no modelo conceitual de <i>Smart Grid</i>	36
Quadro 2.3 Métodos de Busca Heurística	59
Quadro 2.4 - Características do presente trabalho em relação às referências consultadas	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Arquitetura de uma Rede Inteligente	37
Figura 2.2 - Principais funções da rede inteligente	39
Figura 2.3 - Diagrama de estado da auto regeneração	41
Figura 2.4 - Propriedades de um sistema <i>self-healing</i>	42
Figura 2.5 - Sistema Elétrico de Potência	44
Figura 2.6 - Visão geral do processo de restauração do sistema	46
Figura 2.7 - Visão geral das características e técnicas de otimização com integração da geração distribuída para restauração de serviços em sistemas de distribuição	53
Figura 2.8 - Classificação dos métodos de reconfiguração de rede	56
Figura 2.9 - Possíveis localizações de recursos flexíveis no sistema elétrico	62
Figura 2.10 - Etapas utilizadas no AHP para estabelecer os pesos	75
Figura 3.1 - Arquitetura geral da solução de restabelecimento	79
Figura 3.2 - Componentes do Sistema SCADA	81
Figura 3.3 - Plano de reconfiguração do sistema	82
Figura 3.4 - Rede de distribuição (a) com falta entre as chaves S1 e S2 controladas remotamente e (b) manobras de isolamento de falta	86
Figura 3.5 - Algoritmo de solução para a Reconfiguração Dinâmica de Rede (RDR)	88
Figura 3.6 - Função Reconfiguração_Dinâmica ()	90
Figura 3.7 - Função redução_combinação ()	97
Figura 4.1 - Sistema de distribuição IEEE 123-barras com GDs e geradores de referência	103
Figura 4.2 - Potência normalizada de cargas	104
Figura 4.3 - Sazonalidade diária de PFs e GEs renováveis e não despacháveis	105
Figura 4.4 - Comportamento das variáveis de decisão para o estudo de caso	108
Figura 4.5 - Solução para o estudo de caso 1 com os status originais das chaves	109
Figura 4.6 - Solução do estudo de caso 1 para 14 e 15 horas	110
Figura 4.7 - Solução do estudo de caso 1 para 16, 17 e 18 horas	110
Figura 4.8 - Carga fornecida durante o intervalo simulado para o estudo de caso	111
Figura 4.9 - Comportamento das variáveis de decisão para o estudo de caso 2	113
Figura 4.10 - Solução para o estudo de caso 2 com os status originais das chaves	114
Figura 4.11 - Solução para o estudo de caso 2 para 14, 15 e 16 horas	115
Figura 4.12 - Solução para o estudo de caso 2 para 17 e 18 horas	115
Figura 4.13 - Carga fornecida durante o intervalo simulado para o estudo de caso 2	117
Figura 4.14 - Soluções de referência para o estudo de caso 1	122
Figura 4.15 - Soluções de referência para o estudo de caso 2	123

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

AHP – *Analytic Hierarchic Process*
AT – Alta Tensão
BES – *Battery Energy Storage*
BPSO – *Binary Particle Swarm Optimization*
BT – Baixa Tensão
CB – *Circuit Breaker*
DP – *Dynamic Programming*
EMA – *Exchange Market Algorithm*
ENS - Energia Não-Suprida
EOSP – *Emergency Order Scheduling Problem*
FLIR – *Fault Locations, Isolation and Restoration*
FO – Função Objetivo
GD – Geração Distribuída
GE – Gerador Eólico
GF – Gerador Fotovoltaico
HIF – *High Impedance Fault*
HMG – *Hybrid Microgrids*
HMI – *Human Machine Interface*
IBGA – *Improved Binary Genetic Algorithm*
IC – Índice de Consistência
IMA – Infraestrutura de Medição Avançada
IR – Índice Aleatório de Consistência de Julgamento
LIF - *Low Impedance Fault*
LSE – *Load Service Entity*
MDP – *Markov Decision Process*
MG – *Microgrid*
MILP – *Mixed Integer Linear Programming*
MMI – *Man Machine Interface*
MT – Média Tensão
MTU – *Master Terminal Unit*
NA – Normalmente Aberto
NEA – *Niching Evolutionary Algorithm*
NF – Normalmente Fechado
NIST – *The National Institute of Standards and Technology*
NSGO – *Nondominated Sorting Group Search Optimization*
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PCL - *Programmable Logic Controller*
PF – Painéis Fotovoltaicos
RC – Razão de Consistência
RDR – Reconfiguração Dinâmica de Rede
RRD – Reconfiguração de Rede de Distribuição
RSDEE – Restauração de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
RSMF – *Reconfiguring the Stochastic Multiobjective Feeder*
RTU – *Remote Terminal Unit*
SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*
SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*
SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

SEP – Sistema Elétrico de Potência
SG – *Smart Grid*
SH - *Self Healing*
SUB – Subestação
TCL – *Thermostatically Controlled Load*
TE – Turbina Eólica
WGA – *Wild Goats Algorithm*

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

- Ω^B – conjunto de barras
 Ω_{hc}^{B*} – conjunto de barras energizadas no instante h e na topologia c
 Ω_{hc}^G – conjunto de barras energizadas contendo fontes de referência (subestação ou GD) no instante h e na topologia c
 Ω_{hc}^{IL} – conjunto de cargas interrompidas no instante h e na topologia c
 $\Omega^{CH(i)}$ – conjunto de chaves das linhas conectadas na barra “para” i
 Ω^{CH} – conjunto de chaves
 Ω^{GD} – conjunto de geradores distribuídos
 Ω^L – conjunto de barras contendo carga
 Ω_c^k – conjunto de linhas da topologia c
 $\Omega^{k(i)}$ – conjunto de linhas conectadas a barra “para” i
 CHI_{hc} – consumidor-hora interrompido no instante h e na topologia c
 $CHOP_{\alpha h}$ – número de chaveamentos no instante h e na topologia α
 ENS_{hc} – energia não-suprida no instante h e na topologia c
 $I_{hci}^{F,min}$ – corrente de falta mínima na barra i , no instante h e na topologia c
 I_{hck} – corrente na linha k , no instante h e na topologia c
 I_k^{trip} – corrente de disparo do dispositivo de proteção da linha k
 I_k^{max} – limite máximo de corrente admissível na linha k
 NC_i – número de consumidores da barra i
 P_{hci}^{GD} – potência da GD conectada a barra i no instante h e na topologia c
 P_{hck}^{perdas} – perdas na linha k no instante h e na topologia c
 P_{hi}^L – potência da carga conectada a barra i no instante h
 $P_i^{GD,max}$ – limite máximo de potência da GD conectada a barra i
 $P_i^{GD,min}$ – limite mínimo de potência da GD conectada a barra i
 R_{hc} – número de ramos (linhas) energizados no instante h e na topologia c
 V_{hci} – tensão na barra i , no instante h e na topologia c
 V^{max} – limite máximo de tensão
 V^{min} – limite mínimo de tensão
 $perdas_{hc}$ – perdas totais no instante h e na topologia c
 $st_{\alpha hk}^{CH}$ – estado lógico da chave da linha k , no instante h e na topologia α , $\forall k \in \Omega^{CH}$ em que 1 significa “fechado” e 0 significa “aberto”.
 A – conjunto de alternativas de topologia de rede
 c – índice de topologia de rede
 H – conjunto de instantes de tempo
 h – instante de tempo em horas
 i – índice de barras
 k – índice de linhas
 w_1, w_2, w_3 e w_4 – pesos das variáveis de decisão da função objetivo
 α – índice de alternativas de topologia de rede

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	27
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	29
1.2.1	Objetivo geral	29
1.2.2	Objetivos específicos	29
1.3	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	29
1.4	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	30
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1	REDES INTELIGENTES	33
2.2	<i>SELF HEALING</i>	40
2.3	RESTABELECIMENTO DE ENERGIA	43
2.3.1	Sistema Elétrico de Potência	43
2.3.2	Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição	44
2.3.3	Deteção e localização de faltas nos sistemas de distribuição	49
2.3.4	Métodos de otimização aplicados no restabelecimento de energia em sistemas de distribuição	51
2.3.5	Métodos heurísticos	57
2.3.6	Estratégias para guiar o processo de Busca	59
2.4	RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO OPERAÇÃO ILHADA	61
2.5	RECONFIGURAÇÃO DE REDE DINÂMICA	65
2.6	TOMADA DE DECISÃO MULTICRITÉRIO	74
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	76
3	METODOLOGIA PROPOSTA	79
3.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	79
3.2	MODELO DE RECONFIGURAÇÃO DE REDE DINÂMICA	85
3.3	PRÉ-PROCESSAMENTO DE DADOS	88
3.4	RECONFIGURAÇÃO DINÂMICA DE REDE (RDR)	89
3.4.1	Restrições de Reconfiguração	93
3.4.2	Definição dos pesos dos critérios	98
3.4.3	Função Objetivo	100
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	101
4	RESULTADOS ENCONTRADOS COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	103
4.1	ESTUDOS DE CASOS	103
4.1.1	Parâmetros de GDs e carga	104
4.1.2	Parâmetros de corrente e tensão	106
4.1.3	Estudo de caso 1	106
4.1.4	Estudo de caso 2	112
4.1.5	Análise de tempo computacional	118
4.2	CASOS DE REFERÊNCIA	120
4.3	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	123

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	125
5.1	CONCLUSÕES	125
5.2	TRABALHOS PUBLICADOS	126
5.2.1	Trabalhos publicados em anais de eventos	126
5.2.2	Artigos publicados em periódicos	
5.3	OPORTUNIDADES DE TRABALHOS FUTUROS	127
	REFERÊNCIAS	129
	ANEXO A – REDE TESTE IEEE 123 BARRAS	141

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Nos casos de contingência, deseja-se que o trecho afetado da rede seja identificado e rapidamente isolado, restringindo ao mínimo a área sem fornecimento de energia (ZAKIEL-SHARAFY; FARAG, 2015). Esse processo de restauração pode ser feito manualmente, por equipes de campo, ou de forma automática, por equipamentos telecomandados presentes na rede. Atualmente, a operação das redes de distribuição está enfrentando grandes desafios, tais como a grande penetração de Gerações Distribuídas (GDs) e a modernização dos sistemas de comunicação e das estratégias de controle. Esse novo cenário é caracterizado por uma rede ativa, com um fluxo bidirecional de informação e energia (AMIN, 2015).

Nesse sentido, cunhou-se o termo redes inteligentes (SG, do inglês *Smart Grid*) para definir como essa nova rede deve se comportar, por exemplo, de maneira eficiente e “inteligente”. Entre as características requeridas de uma rede inteligente estão a capacidade de auto restabelecimento (SH, do inglês *Self-Healing*) e a possibilidade de atender parte da carga de forma ilhada através do conceito de microrredes (MG, do inglês *Microgrid*), aumentando assim a confiabilidade do sistema (ZAKIEL-SHARAFY; FARAG, 2015). Uma compilação dos principais projetos e pesquisas relacionados com *Smart Grid* é apresentada em (AMIN; WOLLENBERG, 2005; BROWN, 2008).

O termo *self-healing* pode ser definido como a propriedade de um sistema perceber que não está operando de maneira correta e, então, realizar os ajustes necessários para voltar à normalidade de operação, ou o mais próximo dela possível. Os sistemas *self-healing* devem oferecer uma forma de suporte à decisão ativa, detectando e se recuperando de faltas de maneira totalmente automatizada (SCHMITZ; GARCIA; BERNARDON, 2019; MAHAT et al. 2011). Nesse sentido, o sistema SH deve ser capaz de isolar o local afetado após a ocorrência da falta e reconfigurar a rede de forma a redirecionar a energia por meio de ramos saudáveis da rede, abrindo e fechando chaves, e restringindo ao máximo a área afetada.

De acordo com Amin (2015); Zidan et al. (2017) e Ghosh et al. (2007), um sistema SH deve aplicar 4 etapas básicas:

1) Detecção da falta: O sistema de distribuição deve ser capaz de detectar a ocorrência de uma falta, mesmo se a sua causa seja desconhecida. A falta pode ser detectada pela identificação de anormalidades de elevadas correntes ou quedas de tensão, ou ainda, pela interrupção no fornecimento;

2) Isolamento da falta: As informações sobre a falta devem ser analisadas e a sua exata localização estimada. Após a localização, as chaves mais próximas do local afetado devem ser abertas (primeira chave a jusante e a primeira chave a montante do defeito), isolando a área afetada ao menor tamanho possível. Em seguida, o trecho desligado pelos equipamentos de proteção, à montante da falta, deve ser religado;

3) Estimativa de capacidade: Antes de restaurar as cargas a jusante da falta, é necessário estimar a capacidade da rede para alimentar as cargas provenientes de alimentadores alternativos ou avaliar a possibilidade de abastecê-las com GDs operando em rede ou em ilha;

4) Restauração do serviço: Após isolar a falta, o sistema deve tenta restaurar o máximo de cargas possível com o mínimo de chaveamentos possíveis. A partir da etapa 3, uma nova topologia de rede deve ser determinada para alimentar, total ou parcialmente, as cargas afetadas. A sequência de chaveamento a ser realizada é definida por meio de algoritmos. Vale ressaltar que a reconfiguração é um problema combinatório cuja complexidade aumenta com o número de chaveamentos.

Esta tese propõe uma solução para as etapas de estimativa de capacidade da rede e para a etapa de restauração do serviço em um sistema *self healing*. A heurística proposta reduz significativamente a complexidade do problema ao mesmo tempo em que minimiza os critérios envolvidos neste problema. Assim, informações em tempo real podem vir a serem utilizadas, a partir dos recursos de distribuição (medidores inteligentes, equipamentos automatizados, entre outros), o sistema realiza ações automáticas na rede com vistas à operação ótima dos sistemas em situações de contingência. Da mesma forma, o sucesso da solução desse problema possibilita vários benefícios, tanto para as concessionárias como para os consumidores, já que otimiza as transferências de carga nas redes de distribuição, reduzindo o tempo de restauração da energia, além de melhorar a confiabilidade e segurança na execução das manobras.

Neste capítulo são apresentados os objetivos da pesquisa e as motivações do trabalho. Além disso, são apresentadas as principais contribuições com o desenvolvimento do presente estudo.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma metodologia para restabelecimento parcialmente dinâmico de energia elétrica em sistemas de distribuição, considerando a possibilidade de operação ilhada de geradores distribuídos.

1.2.2 Objetivos específicos

São objetivos específicos desta tese:

- a) Identificar a possibilidade de abastecer a rede por meio de geração distribuída;
- b) Propor um processo de tomada de decisão multicritério para resolver o problema de Reconfiguração Dinâmica de Rede usando o processo de hierarquia analítica (AHP, do inglês *Analytic Hierarchy Process*);
- c) Analisar os efeitos de cargas e GDs renováveis com perfis variáveis no tempo operando conectados à rede principal ou em modo ilha.

1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O sistema elétrico de potência (SEP) necessita operar de forma contínua e proporcionar segurança aos consumidores de energia. No entanto, interrupções no fornecimento de energia podem ocorrer de forma imprevisível, devido a fatores climáticos, falhas em equipamentos da rede, entre outros. O fornecimento de energia elétrica é um serviço essencial para todas as pessoas, e por isso deve ser prestado continuamente e com qualidade.

O sistema de distribuição é o componente mais crítico e importante em termos de seu impacto na confiabilidade e qualidade da eletricidade fornecida e também no custo da eletricidade. Os sistemas de distribuição são a principal fonte de perdas de energia no sistema de potência e também a principal causa de interrupções de serviço (SHORT, 2014).

O aumento do tamanho e da complexidade da rede de distribuição aliada a fatores mais críticos de desempenho e confiabilidade, implicam na necessidade de ações mais céleres de restauração do abastecimento do cliente e de retorno às condições normais de operação após perturbações no sistema de distribuição. Assim, automatizar o sistema de distribuição pode reduzir o tempo necessário para isolar a falta e restaurar serviços em área não comprometidas pela falta. Dessa maneira, o desenvolvimento de procedimentos eficazes de restauração de serviço é uma abordagem econômica para melhorar a confiabilidade do sistema e, conseqüentemente, aumentar a satisfação do cliente.

Os sistemas de auto regeneração têm sido utilizados com sucesso buscando a melhoria da confiabilidade em redes de distribuição de energia. Dado que aproximadamente 90% de todas as interrupções e distúrbios de energia têm suas raízes na rede de distribuição, a mudança em direção à rede inteligente tem que começar na base da cadeia, ou seja, no sistema de distribuição. Além disso, o rápido aumento no custo dos combustíveis fósseis, juntamente com a incapacidade de concessionárias em expandir sua capacidade de geração em linha com a crescente demanda por eletricidade, acelerou a necessidade de modernização da rede de distribuição através da introdução de tecnologias que podem contribuir com a demanda, gerenciamento e proteção de receita (FARHANGI et al., 2009).

Os consumidores de energia elétrica estão geralmente conectados às redes do sistema elétrico por meio de redes de distribuição. Dessa forma, qualquer interrupção de serviço da rede causa perdas para a concessionária responsável pelo fornecimento de energia e diminui os índices de confiabilidade e de qualidade do sistema.

Neste sentido, o presente trabalho de tese buscou desenvolver um método para auxiliar as concessionárias de distribuição de energia elétrica na tomada de decisão em situações de contingência. Uma vez que, o restabelecimento do serviço visa restaurar as cargas após uma falta, alterando a topologia da rede enquanto atende às restrições operacionais (CAVALCANTE et al., 2016).

1.4 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

A metodologia desenvolvida neste trabalho permite reduzir significativamente a complexidade do problema de reconfiguração, que possui uma característica combinatória que é ampliada ao abordar o problema de forma multi-temporal. Embora

existam pesquisas importantes sobre o tema da reconfiguração de redes em situações de contingência, não foram identificados estudos que abordassem todas as contribuições existentes no presente estudo, que são as seguintes:

a) Uma heurística de Reconfiguração Dinâmica de Rede (RDR) é desenvolvida para resolver o problema de reconfiguração combinatória cobrindo vários períodos de tempo;

b) Os efeitos de cargas e GDs renováveis com perfis variáveis no tempo operando conectados à rede principal ou em modo ilha são considerados no modelo e analisados;

c) Otimiza as transferências de carga nas redes de distribuição;

d) Reduz o tempo de restauração da energia;

e) Melhora a confiabilidade e segurança na execução das manobras;

f) A GD pode ser utilizada em um ponto crítico da rede de distribuição para fornecer energia localmente;

g) O fornecimento de energia proveniente de GD torna a rede de distribuição menos dependente do sistema de geração e transmissão.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar estes objetivos, o presente trabalho se divide em cinco capítulos, incluindo este introdutório.

No Capítulo 2 primeiramente faz-se a contextualização do tema, apresentando conceitos relacionados a Redes Inteligentes, elucidando o conceito de *Self Healing*. Em seguida é realizada uma revisão dos métodos de otimização aplicados para o restabelecimento de energia, sendo abordados otimização considerando operação ilhada na presença de GD e métodos heurísticos. Por fim é apresentada uma revisão sobre métodos de Tomada de Decisão utilizados como apoio para o restabelecimento de energia.

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta, discutindo o problema analisado no presente estudo. Em seguida é apresentado o método de resolução do problema de reconfiguração dinâmica.

O capítulo 4 apresenta os resultados encontrados a partir da metodologia proposta, explorando estudos de caso aplicados no sistema IEEE 123 barras modificado com inserção de GDs. Os resultados numéricos são discutidos, e as

contribuições do algoritmo proposto são validadas. E por fim os estudos de caso são resolvidos considerando uma variação do método proposto.

O capítulo 5 apresenta as considerações finais do trabalho, destacando os resultados e as publicações já realizadas. São apresentadas também as oportunidades para realização de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é apresentar uma análise geral dos temas abordados no presente estudo, contextualizando inicialmente conceitos relacionados as redes inteligentes e abordando a função *Self Healing*. Em seguida, o restabelecimento de energia em sistemas de distribuição inteligentes é discutido, abordando a reconfiguração de rede em múltiplos períodos de tempo e destacando a possibilidade da utilização de GDs de forma ilhada a fim de fornecer energia elétrica aos consumidores em situação de contingência.

2.1 REDES INTELIGENTES

Tradicionalmente, a palavra “rede” é utilizada para descrever um sistema elétrico que pode suportar todas ou algumas das quatro operações, seja de geração de energia, transmissão de energia, distribuição de energia ou controle de energia. Uma rede inteligente é um aprimoramento da rede elétrica do século XX. As redes elétricas tradicionais, em sua grande maioria são utilizadas para transportar energia de alguns geradores centrais para um grande número de usuários ou clientes. Em contraste, a SG usa fluxos bidirecionais de eletricidade e informações para criar uma rede de fornecimento de energia avançada, automatizada e distribuída (FANG et al., 2011).

O termo *smart grid* vem sendo usado oficialmente, desde 2005, quando foi utilizado no artigo de Bruce F. Wollenberg e S. M. Armin, intitulado “Em direção a uma rede inteligente” (do inglês “*Toward a Smart Grid*”). Entretanto, a ideia de uma SG é o resultado da necessidade de possuir uma rede mais inteligente e de anos de tentativas de se obter esse resultado. Na década de 1980, foram instalados dispositivos que permitiam a coleta do consumo e de informações de diagnóstico em grandes empresas consumidoras de energia, como fábricas. Esses dispositivos enviavam essas informações para uma central, onde eram analisadas a fim de cobrança e análise de serviço. No início da década de 1990, esses sistemas evoluíram para uma infraestrutura com capacidade de medir e reagir as leituras de diversos dispositivos de sensoriamento. A busca por uma rede mais inteligente revolucionou o tempo de resposta de demanda e correção de problemas (DEPARTMENT OF ENERGY, 2010).

De acordo com Dileep (2020), *Smart Grid* pode ser descrita como uma entrega bidirecional transparente, contínua e instantânea de energia e informações de forma a permitir o melhor gerenciamento de energia pela concessionária e um maior controle dos consumidores sobre suas decisões. A SG incorpora os benefícios das tecnologias da informação e comunicações avançadas para fornecer informações em tempo real e permitir o equilíbrio quase instantâneo de oferta e demanda na rede elétrica. A troca bidirecional de informações entre a rede elétrica e o consumidor é uma diferença significativa entre a rede inteligente e a rede elétrica tradicional. O Quadro fornece uma breve comparação entre as redes tradicionais e a SG, conforme Dileep (2020).

As redes inteligentes surgiram em resposta a uma necessidade de modernizar a rede elétrica, torná-la mais sustentável e melhorar o fornecimento de energia. Como as redes inteligentes são mais autônomas e aumentam a eficácia e eficiência do fornecimento de energia, as concessionárias podem usar a infraestrutura existente e minimizar a necessidade de construir mais usinas e subestações. As redes inteligentes permitem que recursos de energia renovável sejam conectados com segurança à rede para complementar o fornecimento com energia dos clientes - geração e armazenamento distribuídos (TUBALLA; ABUNDO, 2016).

Neste contexto, a conexão de energias renováveis por meio de SG ajuda a reduzir a emissão de partículas de carbono e gases de efeito estufa. Os programas de conservação de energia e gerenciamento de demanda incluídos na SG ajudam a reduzir o consumo de energia. Integrando as considerações sobre mudanças climáticas no planejamento e implantação de *Smart Grid*, as partes interessadas em energia elétrica podem garantir que a tecnologia de *Smart Grid* implementada não contribua para as emissões de gases de efeito estufa e não resulte em uma rede vulnerável aos danos relacionados às mudanças climáticas. A redução do desperdício de energia, as perdas e o gerenciamento eficaz de cargas precisam de informações precisas (DILEEP, 2020).

A integração das novas tecnologias de informação e comunicação na rede irá torná-la comunicativa e permitir o envolvimento de diversos atores no sistema elétrico, garantindo ao mesmo tempo um fornecimento de energia mais eficiente, economicamente viável e seguro (OURAHOU et al., 2020). O Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia (NIST, do inglês *The National Institute of Standards and Technology*) divide a SG em sete domínios que estão listados no Quadro 2.1, conforme Tuballa e Abudo (2016).

Quadro 2.1 - Comparação entre as características da rede elétrica tradicional e a Rede Inteligente

Características	Rede elétrica Tradicional	Rede Inteligente
Consumidor de participação ativa	Os consumidores são desinformados e não participam	Os consumidores estão envolvidos, informados e participam ativamente
Fornecimento de qualidade de energia para a economia digital	A resposta a problemas de qualidade de energia é lenta	Resolução rápida de problemas de qualidade de energia com prioridade
Integração de todas as gerações	Existem muitos obstáculos para a integração de Recursos de geração distribuída	Muitos Recursos de geração distribuída podem ser integrados a qualquer momento
Otimização de ativos	Pouca incorporação de dados operacionais de processos de negócios de gerenciamento de ativos	Aquisição de dados de parâmetros de rede amplamente expandida; foco na prevenção, minimizando o impacto aos consumidores
Novos produtos, serviços e mercados	Mercados atacadistas limitados e com pouca integração; oportunidades limitadas para consumidores	Mercados atacadistas maduros e bem integrados; crescimento de novos mercados de energia elétrica para consumidores
Resiliência contra ataques cibernéticos e desastres naturais	Vulnerável a atos maliciosos e desastres	Resiliente a ataques cibernéticos e desastres naturais
Antecipando respostas a distúrbios do sistema (<i>Self-healing</i>)	Responde para evitar mais danos; foco na proteção de ativos após uma falha	Detecta e responde automaticamente aos problemas; foco na prevenção, minimizando o impacto aos consumidores
Topologia	Majoritariamente radial	Malhada
Restauração	Manual	Controle descentralizado
Confiabilidade	Com base em modelos e simulações estáticas e <i>off-line</i>	Previsões proativas em tempo real, dados mais reais do sistema
Controle de fluxo de potência	Limitado	Mais extenso
Geração	Centralizado	Centralizado e distribuído, fontes de energia renovável e armazenamento de energia
Operação e manutenção	Manual e despacho	Monitoramento distribuído, diagnósticos e preditivos
Interação com usuários de energia	Limitado a grandes usuários de energia	Extensas comunicações bidirecionais
Sistema de comunicação	Limitado a empresas de energia	Expandido e em tempo real
Tempo de reação	Tempo de reação lento	Tempo de reação extremamente rápido

Fonte: Adaptado de Dileep (2020)

Quadro 2.2 - Domínios no modelo conceitual de *Smart Grid*

Domínio	Descrição
1. Cliente	Onde a energia elétrica é consumida. Os subdomínios são residências, clientes comerciais e industriais. Os clientes também podem gerar, armazenar e gerenciar o uso de energia.
2. Mercado	Onde os ativos da rede são negociados. Os atores são o operador e os participantes nos mercados de eletricidade.
3. Provedor de serviços	Onde são executados serviços de suporte para produtores, distribuidores e clientes. Atores são organizações que prestam serviços a clientes e concessionárias.
4. Operação	Onde a operação adequada do sistema elétrico é garantida. Os atores são os gestores e operadores do sistema elétrico.
5. Geração de grande porte	Onde é gerada a energia elétrica consumida pelo cliente. Os atores são as geradoras de energia hidrelétrica, termelétrica e nuclear.
6. Transmissão	Onde é realizada a transferência de grandes blocos de energia elétrica da geração até a distribuição. Os atores são as transmissoras.
7; Distribuição	Onde a transmissão, o cliente, a medição de consumo, a geração distribuída e o armazenamento distribuído são interconectados. Os atores são as distribuidoras e consumidores.

Fonte: Adaptado de Tuballa e Abudo (2016).

Para operar corretamente, o sistema de elétrico precisa estar em equilíbrio, ou seja, o fornecimento e a demanda de energia na rede elétrica devem coincidir em cada instante de tempo. O sistema elétrico é construído de tal forma que tem, até certo ponto, a capacidade de lidar com a incerteza e a variabilidade na demanda e no fornecimento de energia. Por exemplo, do lado da oferta, o tipo de flexibilidade é obtido por meio de usinas com diferentes tempos de resposta. A introdução de geração de energia renovável, como energia eólica e solar, pode aumentar a necessidade de flexibilidade do sistema. Do ponto de vista do sistema elétrico, a flexibilidade está intimamente relacionada à frequência da rede e ao controle de tensão, incerteza e variabilidade de entrega de energia (LUND et al., 2015).

A rede existente carece de recursos de comunicação, enquanto uma infraestrutura de rede elétrica inteligente está repleta de detecção aprimorada e habilidades avançadas de comunicação e computação (GUNGOR et al., 2011).

Conforme ilustrado na Figura 2.1, diferentes componentes do sistema elétrico estão ligados entre si com caminhos de comunicação e sensores para fornecer interoperabilidade entre eles, por exemplo, distribuição, transmissão e outras subestações, como instalações residenciais, comerciais e industriais.

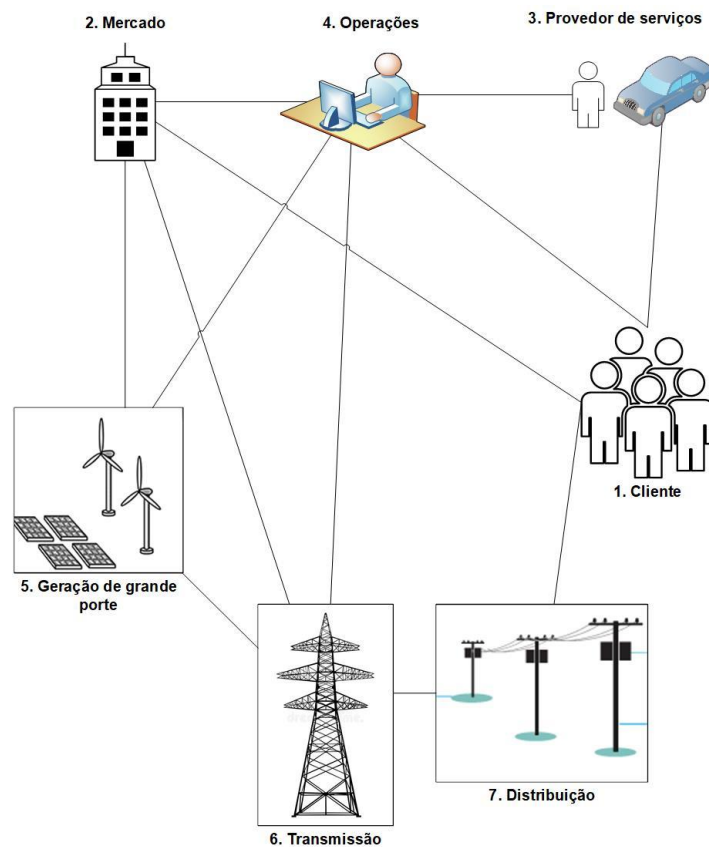
De acordo com Ourahou et al. (2020) a arquitetura da rede elétrica inteligente consiste em três níveis:

a) O primeiro nível é usado para transmitir eletricidade por uma infraestrutura convencional (linhas, transformadores, etc.);

b) O segundo nível é formado por uma arquitetura de comunicação baseada em diferentes meios e tecnologias de comunicação (fibra ótica, entre outros) utilizados para coletar dados de sensores instalados em redes elétricas;

c) O terceiro nível consiste em aplicativos e serviços, como sistemas de solução de problemas remotos ou programas de resposta automática à demanda usando informações em tempo real.

Figura 2.1 - Arquitetura de uma Rede Inteligente



Fonte: Adaptado de Ourahou et al. (2020).

De acordo com o NIST (2010), os benefícios e requisitos previstos da rede inteligente são listados a seguir (EMMANUEL; RAYUDU, 2016):

- a) Melhorar a confiabilidade e a qualidade da rede elétrica;
- b) Otimizar a utilização de ativos;
- c) Aumentar a escolha e a participação do consumidor;

d) Apresentar oportunidades para melhorar a segurança da rede e resiliência a interrupções;

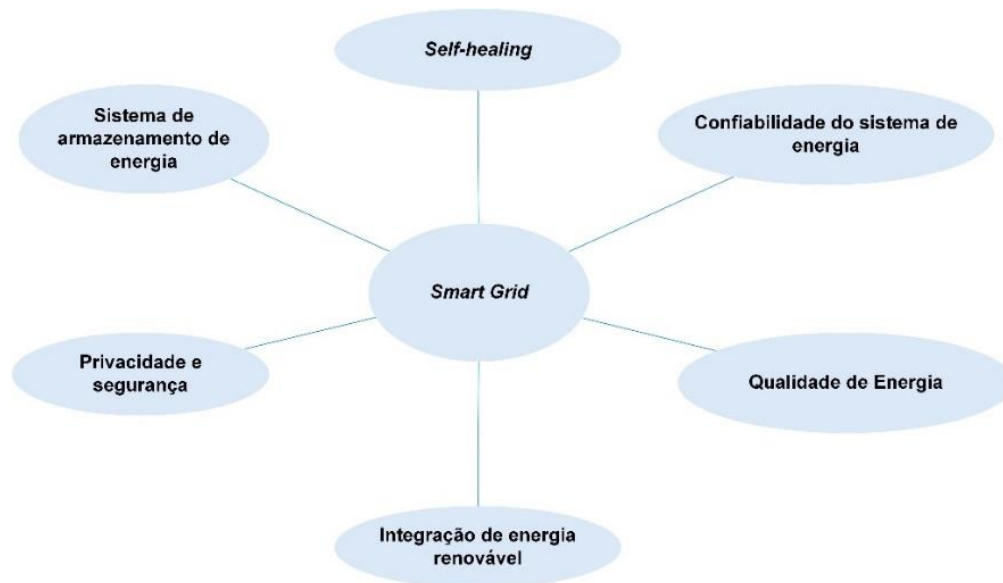
e) Reduzir as emissões de gases de efeito estufa ao habilitar a utilização de veículos elétricos e novas fontes de energia.

A *smart grid* também deve possibilitar a participação de pequenos produtores na distribuição de energia. Atualmente é possível para um usuário final produzir energia com unidades de pequena escala, como painéis solares, pequenas turbinas eólicas e micro geradores de energia. A energia produzida é revendida para a distribuidora de energia local.

Uma maior eficiência e sustentabilidade poderá ser alcançada quando os produtores tiverem acesso a um mercado aberto de energia, local este onde será possível leiloar a superprodução e comprar energia em um mercado verdadeiramente competitivo. Dessa forma, a produção e distribuição local de energia mudará a forma tradicional como os sistemas de energia têm sido considerados até o presente momento: a camada de baixa tensão da rede passará de uma camada passiva para um segmento ativo com fluxos de energia multidirecionais. Inevitavelmente, esta tendência de modernização afetará a estrutura física e topológica da rede de média e baixa tensão (PAGANI; AIELLO, 2016).

A principal característica presente em uma rede inteligente é o de possuir um recurso de SH ao mesmo tempo em que conta com um maior número de sistemas de geração baseados em fontes renováveis, como eólica e solar. Além disso, a rede elétrica inteligente deve operar de maneira altamente eficiente, com alta confiabilidade e qualidade de energia aprimorada. Essas características oferecem muitas vantagens e perspectivas futuras no domínio da energia elétrica. Os clientes terão um melhor controle e responsabilidade com relação ao consumo de energia. Devido à sua característica de auto regeneração, interrupções prolongadas serão eliminadas. As redes inteligentes serão mais eficientes e econômicas do que o sistema atual, pois facilitarão a integração de fontes de energia renováveis. A Figura 2.2 apresenta uma visão geral das principais funções da rede inteligente (BEIDOU et al., 2010).

Figura 2.2 - Principais funções da rede inteligente



Fonte: Adaptado de Beidou et al. (2010)

Uma rede inteligente e robusta, não deve se limitar a diagnosticar a falha ocorrida na rede, mas também deve ser capaz de removê-la para um fornecimento constante de energia. Uma rede com capacidade de *Self healing*, deve comportar comunicação em tempo real e dispositivos digitais instalados em diversos pontos da rede para monitoramento de grandezas elétricas.

A confiabilidade do sistema de energia significa um sistema sem falhas, apresentando poucos erros e com um fornecimento contínuo de energia elétrica. Em relação à segurança, esta representa uma das questões desafiadoras para a evolução da *Smart Grid*. Com o aumento da automação, o monitoramento remoto e o controle da rede tornam a rede mais vulnerável a ataques cibernéticos. Quanto a integração de energia renovável, como energia solar, eólica e dispositivos de armazenamento de bateria são altamente considerados para preencher a demanda crescente de energia elétrica e reduzir os gases do efeito estufa. Também ajudam a reduzir as tensões de energia da rede durante os horários de pico (BUTT; ZULQARNAIN; BUTT, 2020).

Uma rede inteligente deve ser capaz de auto regenerar-se; o que significa que deve ser capaz de agir para continuar a fornecer energia após a ocorrência de uma contingência. O presente estudo utiliza os conceitos de *Smart Grid*, principalmente a característica de *Self healing*, pois a detecção e localização de faltas no sistema de

distribuição deve ser realizada a partir de equipamentos telecomandados presentes na rede analisada.

2.2 SELF HEALING

A auto regeneração é uma característica importante da *Smart Grid*, que depende da auto percepção, pois o sistema precisa perceber de forma autônoma a ocorrência de uma ou mais falhas na rede. Em essência, o controle de auto regeneração é a técnica imunológica de rede moderna; suas ações autônomas realizam auto avaliações *on-line* contínuas para prever problemas potenciais, detectar problemas existentes ou emergentes e iniciar respostas corretivas imediatas que resultarão em interrupção mínima ou nenhuma interrupção do serviço aos consumidores (LIU, 2012).

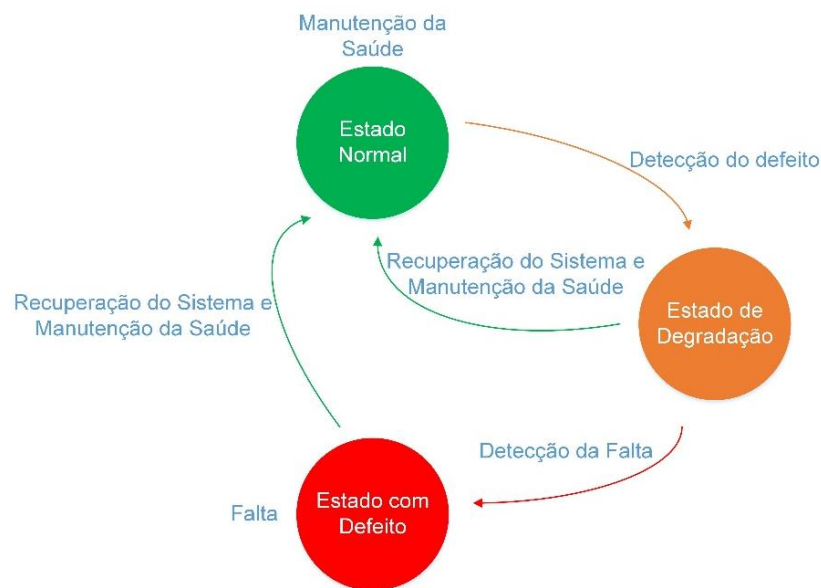
A capacidade de "autocorreção" da rede de distribuição inteligente consiste na detecção a tempo da falha ocorrida ou ocorrendo, e a ação corretiva correspondente é adotada, a fim de não afetar o fornecimento normal de energia ao usuário. Com pouca ou nenhuma intervenção humana, o controle de autocorreção visa principalmente resolver o "problema de alimentação ininterrupta", ou seja, monitorar a rede, o status operacional em tempo real, prever o estado da rede elétrica, detecção oportuna, diagnóstico rápido e eliminação das falhas ocultas. O controle de auto recuperação na rede de distribuição inteligente terá maior confiabilidade e maior qualidade de energia. Suportando um número maior de conexões de geração distribuída, possibilitando o gerenciamento de energia pelo usuário, e melhorando a utilização de ativos de rede (JIA; MENG; SONG, 2011).

Neste sentido, é oportuno mencionar contribuições importantes que abordaram o problema de SH: Em Zidan et al. (2017), uma pesquisa do estado da arte e as tendências futuras em relação à auto regeneração em sistemas de distribuição são apresentadas. Abordando o gerenciamento de faltas na rede de distribuição, Tarhuni et al. (2015) apresentam uma nova estratégia de controle descentralizado para o problema. A estratégia proposta visa isolar a localização da rede afetada pela falha ao mesmo tempo em que visa reduzir a dependência dos indicadores de falha e saltos de comunicação envolvidos no processo de gerenciamento da falha. O controle descentralizado é implementado principalmente no nível da subestação secundária, onde as subestações podem controlar as falhas localmente. Esta abordagem reduz

significativamente a infraestrutura de comunicação necessária, simplifica seu desempenho e reduz os tempos de atraso.

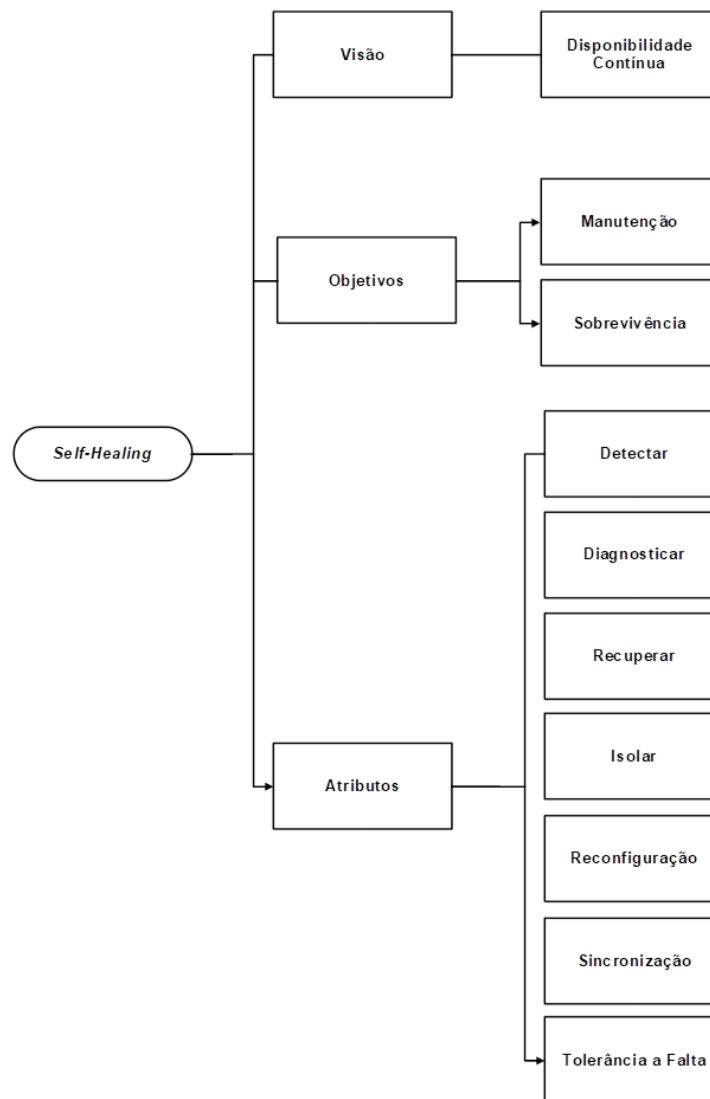
Qualquer sistema com propriedade de SH tem três estados: estado normal, estado degradado e estado interrompido. A Figura 2. mostra o diagrama de estado de um sistema em autocorreção. No estado normal, o sistema continua em manutenção para garantir que não haja faltas. Quando uma falta for detectada, o estado do sistema muda para um estado degradado. Em um estado degradado, se a falta for recuperada, o sistema volta ao estado normal. Por outro lado, se o sistema falhar, ele irá para o estado com defeito, que é um estado crítico. No estado com defeito, ele continua tentando consertar a falta e, após a recuperação, o sistema volta ao estado normal (KASEM et al., 2019).

Figura 2.3 - Diagrama de estado da auto regeneração



Fonte: Adaptado de Kasem et al. (2019).

Neste contexto, a Figura 2.4 mostra o resumo das propriedades de SH. A visão em auto recuperação é tornar o sistema disponível e funcionando o tempo todo. Os principais objetivos de auto regeneração são a manutenção da saúde do sistema e sua capacidade de sobrevivência. O sistema SH tem alguns atributos importantes, como detecção, diagnóstico e recuperação.

Figura 2.4 - Propriedades de um sistema *self-healing*

Fonte: Adaptado de Kasem et al. (2019).

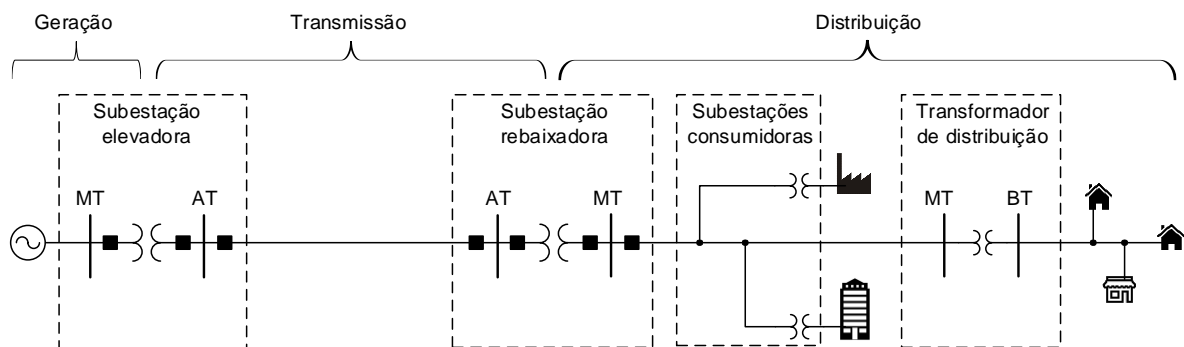
Para que a metodologia proposta neste trabalho seja aplicada é necessário que a rede de distribuição seja constituída de dispositivos de controle e de proteção telecomandados. Esses dispositivos devem ser capazes de detectar e isolar faltas, além de permitirem serem controlados remotamente para reconfiguração da rede.

2.3 RESTABELECIMENTO DE ENERGIA

2.3.1 Sistema Elétrico de Potência

O sistema elétrico é basicamente dividido em três sistemas: geração, transmissão e distribuição, conforme ilustrado na Figura 2.5. O sistema de geração é composto de grandes unidades geradoras que realizam a conversão de energia primária em energia elétrica, normalmente em média tensão (MT). Uma subestação elevadora é empregada para elevar o nível de tensão da geração até o nível da transmissão. O sistema de transmissão é composto de linhas de transmissão de alta tensão (AT) e tem a função de transmitir grandes blocos de energia a longas distâncias. O sistema de distribuição é composto de linhas de distribuição de alta tensão (AT) e tem a função de transmitir grandes blocos de energia a longas distâncias.

Figura 2.5 - Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Autora

Uma subestação rebaixadora é empregada para reduzir o nível de tensão da transmissão até o nível da distribuição. O sistema de distribuição é constituído de circuitos elétricos usados para receber a energia do sistema de transmissão e entregá-la aos consumidores.

A rede de distribuição primária, encontra-se no trecho do sistema de distribuição entre as subestações rebaixadora e os transformadores de distribuição. Essa rede atende os consumidores primários (indústrias de médio porte, conjuntos comerciais, grandes hospitais, shopping centers, instalações de iluminação pública, etc.) em MT e os transformadores de distribuição secundária. Já a rede de distribuição secundária, também conhecida como distribuição de baixa tensão (BT), atende os

pequenos consumidores, principalmente residências, comércios e indústrias de pequeno porte.

A característica radial simplifica a operação e proteção do sistema de distribuição, porém diminui a confiabilidade em relação à continuidade do fornecimento de energia elétrica. Em razão disso, essas redes são projetadas com possibilidade de transferência de blocos de cargas entre circuitos, agrupando vários pontos de carga em blocos (setores), separados por chaves seccionadoras que operam no estado Normalmente Aberto (NA) e Normalmente Fechado (NF) (BORGES, 2013).

Neste contexto, é importante destacar que a metodologia desenvolvida neste estudo será aplicada na rede de distribuição primária, visto que, essa parte do sistema de distribuição, no contexto da *Smart Grid* conta com recursos telecomandados para o atendimento de contingências.

2.3.2 Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição

Em 1986, a Força-Tarefa de Restauração do Sistema de Energia foi estabelecida pelo Subcomitê de Operação do Sistema PES do *IEEE* a fim de revisar as práticas operacionais atuais e promover a troca de informações. Seus primeiros relatórios (ADIBI et al., 1987) fornecem uma visão geral e uma introdução abrangente à restauração de sistemas de potência. Planos de restauração, características do sistema de energia ativa e reativa e várias estratégias de restauração são revisados.

O restabelecimento de sistemas de energia ainda é uma área de pesquisa muito ativa. Para analisá-lo de forma eficaz, são considerados três estágios: *black-start*, reconfiguração da rede e restauração de cargas.

Um *black start* é o processo de restaurar uma subestação ou uma parte da rede elétrica sem depender da rede de transmissão externa para se recuperar de um desligamento total ou parcial. O estágio de *black-start*, também chamado de período de preparação, é um estágio em que um gerador de *black-start* fornece energia de partida para reiniciar um gerador não *black-start*. Normalmente, as fontes de energia *black-start* incluem as unidades com capacidade de auto inicialização, como unidades de geração hidrelétrica, unidades de turbinas a gás e combustível, e energia de apoio fornecida por sistemas adjacentes interconectados (LIU; FAN; TERZIJA, 2016).

Para facilitar o restabelecimento rápido do sistema de energia, o sistema precisa ser dividido em vários subsistemas para restauração paralela. Para alguns sistemas, a incapacidade de controlar a tensão e a frequência pode levar a uma restauração malsucedida. O ilhamento adequado pode ajudar a melhorar a viabilidade e confiabilidade da restauração, simplificando processos de restauração complexos (JOGLEKAR e NERKAR, 2008).

Na fase de reconfiguração da rede, a capacidade de geração obtida após o *black start* é usada para restaurar outras unidades e subestações importantes em uma sequência de inicialização razoável. Devido às suas características complexas, a reconfiguração da rede precisa ser realizada sob a orientação de estratégias de restabelecimento. Na maioria dos estudos atuais, os índices de avaliação da rede alvo são estabelecidos em termos de estrutura topológica ou parâmetros elétricos. Uma função objetivo de reconfiguração de rede é estabelecida e um algoritmo de otimização adequado é selecionado para resolver o problema.

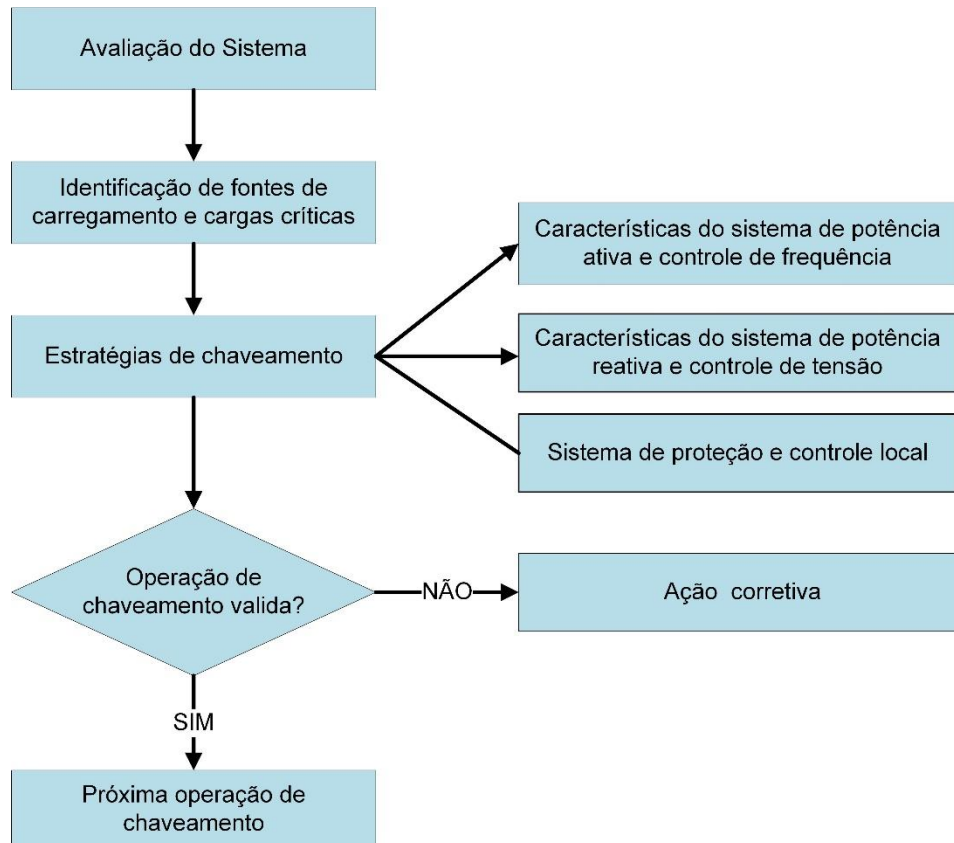
A Figura 2.6 fornece uma visão geral do processo de restauração, no primeiro estágio, o status do sistema é avaliado, as fontes de carregamento iniciais são identificadas e as cargas críticas são localizadas. No estágio seguinte, os caminhos de reconfiguração são identificados e os subsistemas são energizados. Esses subsistemas são então interconectados para fornecer um sistema mais estável. No estágio final, a maior parte das cargas não atendidas são restauradas.

Métodos de tomada de decisão com vários atributos também são usados para resolver o problema de restabelecimento de energia com resultados positivos. Liu, Sun e Wang (2015) apresentam um sistema de apoio à decisão de grupo que combina a tomada de decisão de vários atributos e a tomada de decisão do grupo para agregar atributos diferentes e as opiniões de vários especialistas para tornar a tomada de decisão mais razoável. A fim de avaliar os esquemas de restauração candidatos, vários tipos de atributos são empregados.

O problema de restabelecimento do sistema de distribuição é um importante problema de planejamento de operações. O problema pode ser abordado *online* em centros de controle para restauração de falhas em tempo real e *offline* em centros de planejamento para estabelecer as operações para manutenção periódica e programar as operações para contingências de rede selecionadas. Para uma determinada falha ou contingência, o problema consiste em selecionar e sequenciar um conjunto de

manobras de chaveamento para restabelecer a alimentação de forma segura e rápida (CARVALHO; FERREIRA; BARRUNCHO, 2007).

Figura 2.6 - Visão geral do processo de restauração do sistema



Fonte: Autora

O fornecimento contínuo de energia aos consumidores em uma rede elétrica é a função mais importante do sistema de distribuição de energia. Faltas permanentes, devido a fatores humanos, ambientais ou técnicos, causam desconexões não planejadas de cargas em redes de distribuição de energia elétrica radiais. As cargas interrompidas dentro da seção com falha devem permanecer desconectadas da rede elétrica principal até a finalização dos serviços de manutenção corretiva, enquanto as cargas seguras interrompidas nas seções adjacentes devem ser restauradas.

A restauração do sistema de energia após um colapso parcial ou total é um processo bastante complexo. Muitos fatores precisam ser considerados, incluindo o status operacional do sistema, a disponibilidade do equipamento, o tempo de restauração e a taxa de sucesso da operação. Necessita não apenas de uma grande

quantidade de análise e verificação, mas também de decisões tomadas pelo pessoal de despacho. A restauração do sistema de energia é um problema de otimização com múltiplos objetivos, estágios, variáveis e restrições, e está repleto de não linearidade e incertezas (LIU; FAN; TERZUA, 2016).

O primeiro passo para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica é a identificação da região com defeito, de modo a nortear as demais etapas do processo. Neste estudo, a identificação da região sob falta é realizada por meio das informações dos equipamentos automatizados, religadores ou chaves telecomandadas. Em que, é verificado se houve, ou não, a passagem da corrente de curto-circuito pelo equipamento, informações de atuação e tensões.

A restauração de serviço é definida como encontrar os alimentadores de backup adequados para transferir cargas em áreas que estão fora de serviço, devido à ocorrência de uma falha na rede. O restabelecimento é efetuado através da ativação de equipamentos, normalmente abertos ou fechados, de acordo com a configuração inicial da rede (CAMPOS et al., 2018).

O plano de restauração da rede de distribuição por meio de operações de chaveamento deve ser capaz de restaurar o maior número de cargas, ou consumidores de energia, no menor intervalo de tempo possível. Dessa forma, a distribuidora de energia reduz, ou mesmo evita, a insatisfação e as perdas financeiras dos consumidores, minimizando não conformidade dos índices de qualidade e confiabilidade. Uma vez que, ao atender as normas, não é penalizada pelo órgão regulador do sistema de energia.

Peralta, Leite e Mantovani (2019) propõem a associação da restauração do serviço tradicional, com os dispositivos de controle Volt/Var utilizando a arquitetura centralizada da rede para melhorar a resposta do sistema no estado restaurativo. O aumento da confiabilidade é obtido pela formação de microrredes com GDs despachável em regiões de consumo de energia sujeitas a rejeição de carga. A técnica escolhida para resolver o problema de restabelecimento é a restauração passo a passo, onde a rede elétrica é restaurada em várias etapas em diferentes intervalos de tempo. É utilizada uma heurística para obter a sequência de chaveamento para cada etapa, com medições em tempo real e carregamento instantâneo. O perfil de tensão e fluxo de corrente na rede de distribuição são processados, bem como informações topológicas e valores de parâmetros elétricos que são armazenados no banco de dados do sistema de gerenciamento de distribuição. Após o processamento destes

dados, obtém-se, por exemplo, o plano de sequência de chaveamento através do algoritmo de restauração de rede e, a seguir, devem ser enviados todos os parâmetros de controle, como plano de chaveamento, parâmetros de operação de GD, posições de *tap*, e reguladores de tensão a uma unidade concentradora de dados capaz de compartilhar estas informações para os dispositivos de controle da rede elétrica.

Em situações de contingência, uma abordagem alternativa para continuar o fornecimento de energia para cargas críticas, sem utilizar a alimentação de energia das redes principais, consiste em utilizar recursos de energia distribuída, como gerações distribuídas de base renovável e armazenamento de energia.

No estudo realizado por Ghasemi, Mohammadi e Moshtagh (2021) é desenvolvida uma nova estratégia de restauração para reenergizar as cargas críticas, por exemplo, hospitais, estações de água e outras estações que atendem às necessidades básicas da população. Nessa estratégia, primeiro, todos os planos de restauração são obtidos, depois o mérito dos planos é avaliado por três funções objetivo: 1) energia ponderada restaurada, 2) tempo de preparação dos planos e 3) custo das operações de chaveamento. Em que, o melhor plano de restauração em cada etapa do tempo é selecionado pelo método *Promethee* (BRANS; VINCKE, 1985), para tomada de decisão com múltiplos critérios. A matriz de julgamento é usada para selecionar o fator de ponderação adequado para as cargas críticas. A estratégia de restauração proposta é testada em uma rede de distribuição de 123 barras, que apresenta três MGs e seis locais de carga crítica. Os resultados da simulação mostram a eficiência da estratégia de restauração antecipada proposta para a restauração de cargas críticas de redes de distribuição.

O artigo de Yang et al. (2021) também aborda o problema de restauração de cargas críticas com o auxílio de recursos de energia distribuída. Considerando tanto a disponibilidade de recursos de energia distribuída quanto o abastecimento pela rede radial, o problema de restauração de carga crítica é formulado como uma variação do problema do caminho mais curto. O objetivo visa maximizar a confiabilidade do plano de restauração para diminuir a possibilidade de falhas pós-restauração. A abordagem de restauração distribuída proposta é adaptável às mudanças robustas de topologia para redes de comunicação instáveis.

2.3.3 Detecção e localização de faltas nos sistemas de distribuição

Em geral, uma falta é uma condição, em que algo alerta que não está funcionando corretamente. Em um sistema de energia elétrica, uma falta geralmente está associada a uma corrente elétrica anormal, por exemplo, um curto-circuito é uma falta em que a corrente excedeu as condições normais de operação. A evolução dos sistemas de energia para rede inteligente, implica melhorar a rede de linhas de transmissão, equipamentos, controles e novas tecnologias para integrar a tecnologia da informação e comunicação em todos os aspectos da geração, transmissão, entrega e consumo de energia elétrica, para minimizar o impacto ambiental, melhorar os mercados, melhorar a confiabilidade e serviço, reduzir custos e melhorar a eficiência (RIVAS; ABRÃO, 2020).

Os métodos de detecção, classificação e localização de faltas em linhas de transmissão e sistemas de distribuição têm sido intensamente estudados ao longo dos anos. Com os conceitos associados ao *smart grid* atraindo cada vez mais os pesquisadores, a importância de se construir um sistema inteligente de monitoramento e diagnóstico de faltas, capaz de classificar e localizar diferentes tipos de faltas, faz-se necessário (CHEN; HUANG; HE, 2016).

Para detectar uma ocorrência de falta, uma medição de impedância é realizada em uma faixa de frequência fixa em intervalos regulares: cada medição é comparada a uma medição de referência que é típica da condição de operação. A diferença das duas medições é analisada no domínio da frequência, para detectar a ocorrência da falta (MILIOUDIS; ANDREOU; LABRIDIS, 2012). Então, se uma falta é detectada, a diferença das medições de pré-falta e impedância de falta é analisada no domínio do tempo, para localizar a falta (PASSERINI; TONELLO, 2017).

De acordo com Farughian, Kumpulainen e Kauhaniemi (2018), a localização de falta tradicional é baseada em impedância. A reatância da linha após a ocorrência de uma falta é calculada e comparada com a reatância da linha medida antes da ocorrência da falta para que a distância da falta seja estimada. As faltas localizadas são normalmente classificadas como faltas de baixa impedância (LIF, do inglês *Low Impedance Faults*) ou faltas de alta impedância (HIF, do inglês *High Impedance Faults*). Faltas típicas de baixa impedância são curtos-circuitos ou quebras de cabos, enquanto o HIF é causado pelo contato dos cabos com um objeto de baixa condutividade, como árvores. A HIF também pode ocorrer quando um cabo se rompe

e as duas extremidades quebradas caem uma ao lado da outra em uma superfície condutora, como o solo úmido, mantendo assim a continuidade da corrente. Enquanto faltas de baixa impedância como curto-circuito podem ser detectadas por fusíveis e chaves deslocadas ao longo da rede, a detecção de HIF é mais implícita, uma vez que a corrente de falta da rede provavelmente não superará os valores de operação típicos. A HIF pode gerar uma falta de serviço a curto ou longo prazo e também criar um risco ao público; portanto, eles devem ser identificados o mais rápido possível (PASSERINI; TONELLO, 2017).

Quando ocorre um curto-circuito, os dispositivos de proteção isolam automaticamente a área com falta do resto da rede elétrica. No entanto, geralmente é difícil perceber as partes interrompidas da rede e os componentes com falta.

Nos sistemas de distribuição convencionais, a reação das operadoras para localizar interrupções depende principalmente de ligações realizadas por clientes que tiveram o serviço interrompido. As concessionárias geralmente possuem um cadastro de clientes contendo número de telefone e localização geográfica do ponto consumidor. Combinando as informações obtidas de um número suficiente de chamadas com os diagramas e mapas de configuração do alimentador, os operadores podem determinar o transformador a montante do qual os clientes são atendidos, os dispositivos de proteção envolvidos na eliminação da falta e a área de interrupção (BAHMANYAR et al., 2017).

Nos últimos anos, vários sistemas especialistas foram desenvolvidos para automatizar essa tarefa, para ajudar os operadores a restaurar rapidamente o sistema de energia ao seu estado operacional normal após uma falta. Em centros de operação que recebem dados de várias subestações, os sistemas de diagnóstico de faltas podem ser usados para extrair informações para os operadores tomarem decisões de forma concisa e objetiva. Esses sistemas podem focar em informações detalhadas sobre falhas e incorporar conhecimentos de simulações nos diagnósticos, acrescentando ou corrigindo informações importantes para os operadores dos sistemas.

Mohammadi, Gholam-Abbas e Mehrdad (2019), desenvolveram em seu estudo uma técnica de detecção e identificação de faltas, onde o valor da tensão de cada barra no sistema de distribuição de energia é medido em tempo real. Os dados brutos são classificados em duas matrizes de conjunto de dados principais: (1) Matriz de conjunto de dados que mostra a condição sem a falta, (2) Matriz do conjunto de dados

que está relacionada a condições pós-falta. No estágio de pré-processamento, os dados desnecessários são removidos dos dados brutos. Em seguida, os recursos são extraídos do conjunto de dados pré-processados. Esta técnica é capaz de detectar e identificar falhas em circuito aberto considerando o impacto das variações de tensão de diferentes barras em sistemas de distribuição de energia. A tensão da rede elétrica é usada como sinal de entrada para diagnosticar as faltas.

Diversos estudos tem sido realizados considerando a detecção e/ou localização de faltas no contexto das redes inteligentes, Madeti e Singh (2017) realizaram um estudo abrangente sobre diferentes tipos de faltas e técnicas de detecção para fornecimento de carga a partir de energia solar, Andresen et al. (2018) abordaram em seu trabalho a detecção e previsão de faltas em sistemas de rede inteligente, Babaei, Shi e Abdelwahed (2018) publicaram um levantamento sobre detecção de faltas, isolamento e métodos de reconfiguração em sistemas de energia a bordo em navios elétricos.

No presente estudo, a região com falta é identificada de maneira automática, verificando se há passagem de corrente de curto-circuito ou atuação dos dispositivos automatizados de proteção ou de manobra. As informações são obtidas por um sistema que controla os dados dos equipamentos presentes no sistema de distribuição.

2.3.4 Métodos de otimização aplicados no restabelecimento de energia em sistemas de distribuição

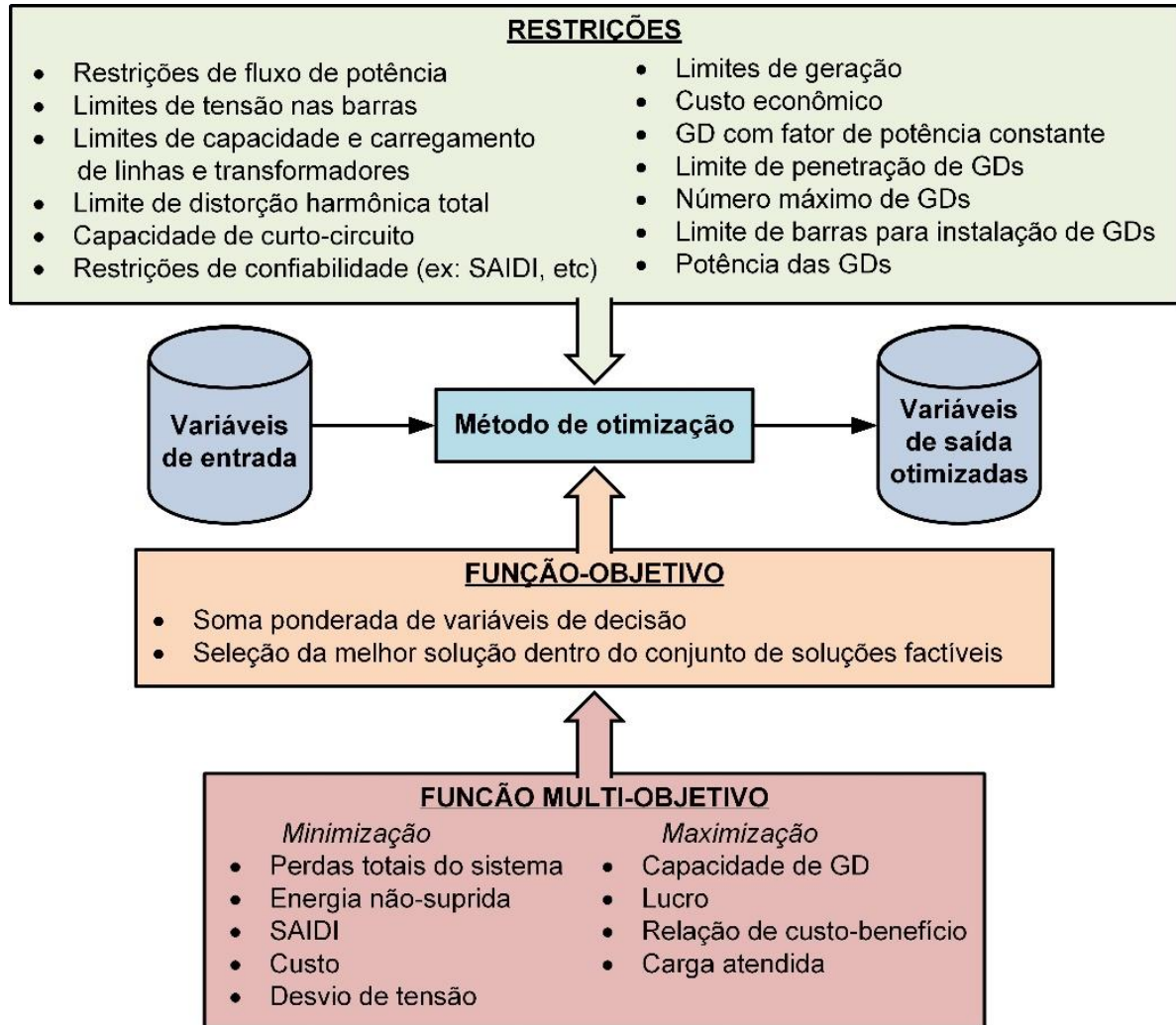
A otimização do sistema de distribuição é um problema crucial na engenharia elétrica. Uma vez que a otimização do sistema de distribuição é definido como satisfazer a demanda do sistema da maneira mais econômica, confiável e sustentável, enquanto todas as restrições operacionais ou geográficas relacionadas são atendidas. Considerando a função objetivo, podem ser apresentadas duas categorias de métodos de otimização, as abordagens de objetivo único e multiobjetivo . Uma das abordagens mais comuns disponíveis para resolver problemas de otimização multiobjetivo é a chamada abordagem de soma ponderada que consiste em converter o problema multiobjetivo em um problema de objetivo único usando pesos pré-especificados. Apesar da simplicidade da abordagem da soma ponderada, existem algumas desvantagens associadas a ela. Por um lado, a abordagem da soma

ponderada não pode ser aplicável a problemas não convexos e objetivos diferentes não podem ser somados. Por outro lado, a solução proposta é aplicável apenas para o conjunto de pesos (prioridades) escolhidos para as funções objetivo. A Figura 2.7 apresenta os métodos mais significativos de aplicação de técnicas de otimização com integração da geração distribuída para restauração de serviços em sistemas de distribuição, conforme Abdmouleh et al. (2017).

Ao analisar a Figura 2.7, é possível observar as principais restrições utilizadas em problemas de restauração de energia e sistemas de distribuição. No presente trabalho foi utilizada uma função multiobjetivo, em que buscou-se minimizar as perdas do sistema, a energia não suprida, consumidor hora interrompido e o número de chaveamentos.

O problema da Restauração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE) consiste em determinar a topologia radial ideal para atender uma determinada condição de operação por meio da abertura e fechamento de chaves seccionadoras posicionadas em locais estratégicos, com intuito de alcançar uma estratégia ótima de operação com a minimização de perdas e o atendimento da demanda diária com qualidade e redução de custos de operação (NUNES Jr. et al., 2017). As soluções em um problema de otimização multiobjetivo frequentemente entram em conflito umas com as outras. Uma maneira de resolver esse problema é transformá-lo em um problema de objetivo único, aplicando pesos a cada objetivo. Neste contexto, visando resolver o *trade-off* existente entre os objetivos elencados na função objetivo deste estudo, foram atribuídos para cada objetivo pesos, conforme o respectivo grau de importância de cada um deles.

Figura 2.7 - Visão geral das características e técnicas de otimização com integração da geração distribuída para restauração de serviços em sistemas de distribuição



Fonte: Adaptado de Abdmouleh et al. (2017)

Fontenele et al. (2016) desenvolveram um algoritmo em linguagem *Python* empregando os conceitos de algoritmos evolutivos multiobjetivo. Tendo como objetivo fornecer aos operadores soluções otimizadas para a reconfiguração de redes de distribuição radial em caso de faltas permanentes.

A partir de uma rede de distribuição radial representada na forma de gráficos, o usuário informa qual setor está sob uma falha permanente. Então o algoritmo deve fornecer soluções de restauração que sejam o mais próximo possível do conjunto ótimo de Pareto usando o método de passo e considerando os seguintes objetivos:

- a) Maximização da quantidade de clientes restaurados;
- b) Maximização da quantidade de manobras de manobra;

c) Minimização de perdas reativas no sistema.

Além disso, as soluções a serem encontradas devem obedecer às seguintes restrições:

- a) Manutenção de configuração radial;
- b) Limitação de queda de tensão para 5%;
- c) Prevenção de sobrecarga de cabos;
- d) Prevenção de sobrecarga da subestação.

Esta metodologia não é capaz de lidar com mudanças em tempo real nos dados da operação, mas pode ser feita uma análise da adaptação do algoritmo a este paradigma. Já as análises realizadas neste estudo, são capazes de tratar mudanças em tempo real e em múltiplos períodos de tempo.

Nagata e Sasaki (2001) propuseram um algoritmo de solução eficiente e computacionalmente rápido para restauração de sistemas de distribuição baseado em uma abordagem de programação matemática. O tempo de computação é melhorado grandemente dividindo o problema em dois estágios e incorporando as estratégias de restauração que são derivadas do conhecimento e da experiência de um operador.

No primeiro estágio, o problema de maximizar a potência disponível para a área desenergizada é resolvido pela reconstrução da rede operacional. Na segunda etapa, o problema de minimizar a capacidade de energia não suprida é resolvido reconstruindo a área sem energia. Em cada estágio, o problema é formulado como um problema de programação inteira mista e resolvido pelo método *Branch-and-bound* (LAND; DOING, 1960). Outra característica notável desta pesquisa é a introdução do conceito de “custo de operação restaurativa” que determina a estratégia de restauração. Ajustando os custos de operação de restauração, é possível obter a configuração de destino eficientemente.

No artigo de Lee et al. (2015) considerou-se o problema da reconfiguração da rede de distribuição com demandas incertas, onde a incerteza da demanda decorre das flutuações diárias das cargas. Um modelo de otimização robusta de dois estágios foi formulado para o problema de reconfiguração da rede de distribuição com cargas incertas. No modelo proposto, a reconfiguração da rede é a decisão do primeiro estágio; e o fluxo de energia ideal torna-se a decisão da segunda etapa que é feita após a realização da demanda incerta. O conjunto de incertezas das cargas pode ser construído como um conjunto de possíveis cenários de carga para um determinado horizonte de planejamento. Um algoritmo de geração de colunas e restrições foi

empregado para resolver o modelo proposto. A solução do problema robusto da reconfiguração da rede de distribuição, se existir, pode ser usada para o horizonte de planejamento ao invés de mudar a configuração frequente para as cargas que variam no tempo.

Neste trabalho de tese buscou-se desenvolver uma nova metodologia para gerenciamento ativo dos sistemas de distribuição, que explora os conceitos das *smart grids*. A partir das informações em tempo real dos recursos de distribuição (medidores inteligentes, equipamentos automatizados, entre outros), o sistema realiza ações automáticas na rede com vistas à operação ótima dos sistemas em situações de contingências. As cargas são analisadas em um intervalo de tempo específico, onde é realizada a reconfiguração, para cada intervalo de tempo é realizada uma configuração, onde busca-se minimizar critérios conflitantes, por este motivo um método de tomada de decisão é utilizado para avaliar o cenário que minimiza os objetivos envolvidos no problema de restauração do serviço.

2.3.5 Métodos heurísticos

A abordagem heurística é um conjunto de regras heurísticas e métodos de programação convencionais para atingir determinados objetivos (SRIVASTAVA; BHAT, 2016). Os problemas de busca podem ser divididos em duas categorias: problemas nos quais soluções viáveis são almeçadas, e problemas que envolvem a otimização de uma ou mais funções objetivo (KAGAN; OLIVEIRA; KAGAN, 2009).

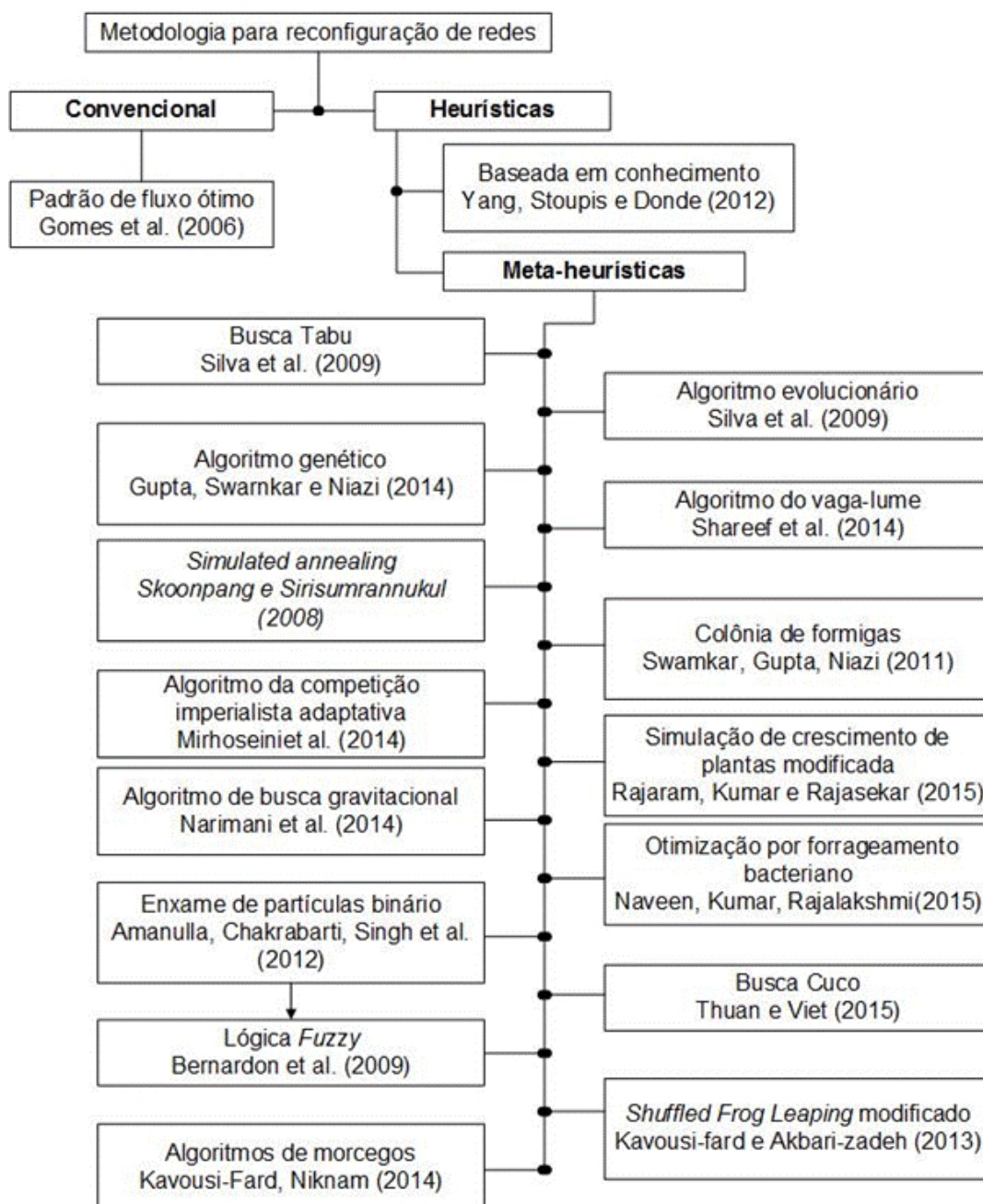
Em condições de falta, é necessária uma ação rápida para a restauração do serviço. Assim, neste cenário, a reconfiguração da rede é comumente feita com técnicas heurísticas. A

Figura 2.8 apresenta um breve levantamento dos métodos utilizados para a reconfiguração de rede (SULTANA et al. 2016).

Os métodos heurísticos são sub categorizados como métodos heurísticos baseados no conhecimento e métodos meta-heurísticos. Métodos heurísticos baseados em conhecimento reconfiguram a rede de distribuição de acordo com as regras que são formuladas de acordo com a experiência operacional do sistema. A técnica heurística em que a reconfiguração da rede é formulada em um problema de otimização e resolvida iterativamente sem informações derivadas é conhecida como meta-heurística (SULTANA et al., 2016).

Uma abordagem baseada em conhecimento para restauração de serviços é proposta por Sakaguchi e Matsumoto (1983). Trata-se de um trabalho pioneiro e marcante que desenvolveu um sistema baseado em conhecimento para restauração de serviços. Este trabalho é considerado o primeiro a implementar a abordagem baseada em heurística para resolver o problema de restauração de serviços em sistemas de distribuição de energia.

Figura 2.8 - Classificação dos métodos de reconfiguração de rede



Fonte: Adaptado de Sultana et al. (2016)

O algoritmo heurístico usa heurísticas específicas de domínio para orientar o processo de pesquisa. Um procedimento heurístico foi transformado em um algoritmo heurístico no trabalho de Hsu et al. (1992) no qual os alimentadores de suporte são usados pela primeira vez para restaurar o fornecimento de energia, se a restauração completa falhar, as cargas que podem ser completamente restauradas por alimentadores de suporte são restauradas, seguidas pelas cargas que não pode ser completamente restaurada por alimentadores de apoio.

O autor Shirmohammadi (1992) desenvolveu um procedimento baseado no fluxo de carga. Em um primeiro momento, todas as chaves disponíveis são tratadas como fontes de corrente ideais e fechadas para criar uma rede em malha. Em seguida, um padrão de fluxo de potência seguro é conduzido para minimizar as sobrecargas gerais de corrente do sistema, ajustando essas fontes de corrente ideais. Uma vez que a magnitude de cada fonte de corrente é conhecida, a chave que carrega a menor corrente é aberta para eliminar um *loop* de rede. A chave é aberta dessa maneira para minimizar a perturbação no padrão de energia seguro. Após repetir este processo, uma rede radial com requisitos operacionais aceitáveis pode ser obtida.

Morelato e Monticelli (1989); Wu, Tomsovic e Chen (1991); Botea, Rintanen e Banerjee (2012) construíram o espaço de busca como uma árvore de decisão e usaram diferentes técnicas de busca para encontrar a solução. Observa-se que o conhecimento específico do domínio pode ser usado para evitar pesquisas desnecessárias. Os autores Morelato e Monticelli (1989) desenvolveram uma árvore binária na qual cada nó é uma atribuição parcial de uma variável binária (chave). A partir de qualquer nó pai, uma variável, ou seja, uma chave na rede, é selecionada para a ramificação. Cada valor possível (0 ou 1) da variável representa um nó sucessor do nó pai. Depois que a árvore binária é construída, a técnica de pesquisa em profundidade é usada para pesquisar a solução desejada. Uma árvore de decisão diferente foi proposta por Wu, Tomsovic e Chen (1991), em que um nó representa uma configuração da rede. A transição de um nó pai para um nó sucessor é uma operação de par de chaves disponíveis, incluindo a abertura de uma chave de seccionalização e o fechamento de uma chave de ligação. Botea, Rintanen e Banerjee (2012) construíram uma árvore de decisão semelhante a Wu, Tomsovic e Chen (1991) sem considerar as transferências de carga de alimentadores saudáveis para outros alimentadores.

Embora os algoritmos heurísticos possam obter uma solução viável rapidamente, eles ainda requerem o conhecimento de especialistas e é difícil derivar uma solução ideal.

No estudo de Hsu e Kuo (1994) as regras do conjunto fuzzy são usadas para lidar com variáveis imprecisas e o conjunto de procedimentos de raciocínio fuzzy são desenvolvidos para resolver o problema de restauração. Toune et al. (2002) realizaram o estudo comparativo de quatro algoritmos heurísticos modernos, isto é, pesquisa tabu reativa, pesquisa tabu, recozimento simulado paralelo e algoritmo genético para restauração de serviço no sistema de distribuição. O algoritmo de pesquisa tabu reativa é considerado o melhor, devido ao seu cálculo mais rápido e seu melhor resultado. Um novo algoritmo para o problema de reconfiguração do alimentador, considerando perdas mínimas na linha com base na potência é proposto em Singh et al. (2009).

Gholami, Moshtagh e Rashidi (2015) avaliaram redes de distribuição trifásicas não balanceadas, em que dois métodos heurísticos foram propostos para resolver o problema de restauração de serviços. A seleção de chaveamento é baseada em dois índices importantes. O problema formado consiste na função multiobjetivo restrita que apresenta três objetivos: primeiro, reduzir a área sem serviço, segundo, reduzir o número de sequência de chaveamentos e, terceiro, considerar a prioridade do cliente. O Quadro 2.3 fornece os principais métodos de busca heurística.

Quadro 2.3 Métodos de Busca Heurística

Método	Descrição
Busca em amplitude	A partir do nó raiz da árvore de busca, que representa o estado inicial do problema, são gerados todos os seus nós sucessores. Em problemas de configuração de sistemas de distribuição, normalmente é necessário gerar um número muito grande de níveis de árvore até se alcançar a solução, não sendo, portanto, uma boa técnica a ser utilizada.
Busca em profundidade	A partir do nó raiz da árvore de busca, em cada nível é gerado um único nó sucessor. Percorre-se a árvore através de um único caminho, até que a solução seja alcançada ou que uma condição de parada interrompa o caminho.
Gerar e Testar	Variante da técnica de busca em profundidade, o que diferencia essa técnica é a forma que o caminho a ser percorrido é escolhido, podendo ser de forma randômica.
Escalada da montanha	Nesta técnica, em cada nó da árvore de busca utiliza-se uma função para se avaliar o quanto o estado representado pelo nó está distante do estado –meta.
Gradiente	Neste caso, todos os nós de cada nível da árvore de busca são avaliados, e o melhor deles é escolhido para ser expandido, desde que represente um estado que seja melhor que o estado corrente.
Busca pela melhor escolha	Nesta técnica, em cada passo do processo de busca são avaliados todos os nós possíveis de serem expandidos, pela aplicação de uma função heurística de avaliação específica para o problema. A busca é então continuada a partir do nó, dentre todos aqueles que apresenta o maior potencial em direção a solução do problema.

Fonte: Kagan et al. (2009)

2.3.6 Estratégias para guiar o processo de Busca

Na maioria dos sistemas de distribuição, o número de opções possíveis de chaveamento é bastante grande tornando-se inviável obter uma solução “ótima” usando enumeração. Para uma mesma técnica de busca podem ser utilizadas diferentes estratégias heurísticas para modelagem do problema a ser tratado (KAGAN et al., 2009):

a) Estratégia construtiva: para um problema que envolva determinar a configuração ótima de um sistema de distribuição para a minimização das perdas técnicas pela definição do estado das chaves manobráveis, considera-se inicialmente que todas as chaves de interesse, estejam em condição aberta. Para guiar o processo de busca da solução do problema, utiliza-se um operador construtivo que comanda o fechamento de chaves. A seleção de qual chave deve ser fechada em cada estágio do processo depende da técnica de busca utilizada. Dermott; Drezga e Broadwater (1999) propõem um algoritmo construtivo heurístico que começa com todos os comutadores manobráveis abertos, e em cada passo, o comutador que resulta no

menor aumento na função objetivo é fechado. A função objetivo é definida como as perdas incrementais divididas pela carga incremental servida;

b) **Estratégia Destrutiva:** neste caso, no estado inicial do problema, considera-se que todos os elementos de interesse estejam utilizados. No problema de configuração de um sistema de distribuição para a minimização das perdas técnicas, considera-se que inicialmente todas as chaves de interesse estejam em condição fechada, e que a solução do problema será obtida a partir da abertura sucessiva das chaves, comandada pela técnica de busca utilizada. O trabalho de Gomes et al. (2005) descreve uma nova metodologia heurística para determinar a configuração de perda mínima de um sistema de distribuição radial. O método de solução proposto começa com um sistema de distribuição em malha obtido considerando todas as chaves fechadas. Em seguida, os interruptores são abertos sucessivamente para eliminar os loops. O critério de abertura é baseado no aumento mínimo de perda de potência total, e isso é determinado usando um programa de fluxo de potência;

c) **Estratégia de Troca de Ramos:** esta estratégia considera somente configurações radiais, em qualquer estágio do processo de busca. Assim, é preciso dispor-se de uma configuração inicial radial para a sua utilização. O objetivo principal desta estratégia é de efetuar alterações sucessivas na configuração da rede analisada, de forma que cada nó da árvore de busca corresponda a uma possível solução do problema. Uma alteração elementar no sistema consiste na troca de estado de dois elementos (por exemplo, a abertura de uma chave e o fechamento de outra), buscando manter a condição de radialidade da rede.

No artigo de Ding e Loparo (2012) são apresentadas algumas ideias básicas sobre a reconfiguração da rede para sistemas inteligentes de distribuição. Uma função objetivo de reconfiguração de rede que inclui minimização de perdas e tempos de chaveamento é apresentada. Um método heurístico simples baseado na combinação de métodos de otimização de laço único e troca de ramos é usado para resolver o problema junto com um algoritmo de fluxo de potência computacionalmente eficiente. Neste estudo, foi utilizada a estratégia de busca baseada na troca de ramos, onde uma restrição foi incorporada para garantir a radialidade da rede. Também buscou-se minimizar o número de chaveamentos.

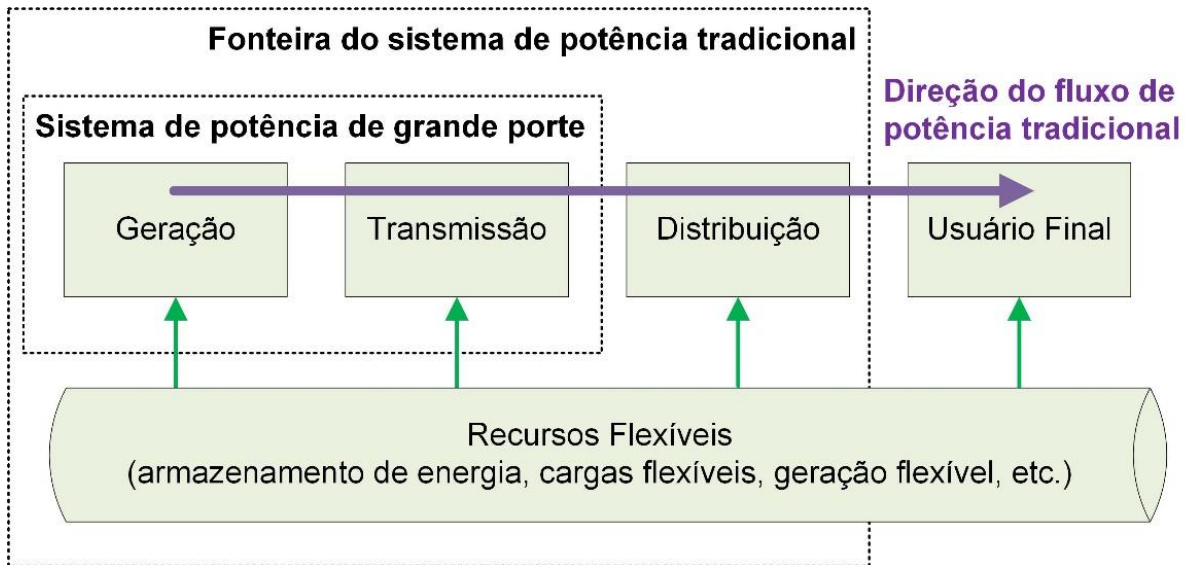
2.4 RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO OPERAÇÃO ILHADA

Depois que o sistema de distribuição de energia falhar, um único método de recuperação da fonte de alimentação fará com que certas cargas não sejam recuperadas a tempo. O sistema de energia elétrica foi, e ainda é, amplamente hierárquico: há um fluxo de energia unilateral dos sistemas de geração centralizados, através dos sistemas de transmissão e para os sistemas de distribuição, e a interação entre os diferentes níveis do sistema de energia tem sido limitada.

Se o isolamento e a proteção de falha em tempo hábil não forem adotados para os nós vulneráveis no sistema de distribuição, isso pode causar a expansão da falha ou proteção do relé, levando a uma maior perda de energia dos nós de carga restantes nele. Manter a sustentabilidade do sistema tornou-se uma das principais necessidades nas sociedades atuais. Para atender a esses requisitos, a utilização de geração distribuída aumentou consideravelmente e espera-se que aumente ainda mais, em um futuro próximo. Um dos conceitos mais promissores, que vem ganhando importância paralelamente à rápida evolução das soluções baseadas em *smart grid*, é a microrrede. Uma microrrede é um agrupamento de GDs e cargas que atuam em cooperação com a rede principal ou de forma autônoma (LASSETER; PAIGI, 2004).

Além disso, recursos flexíveis são ativos do sistema de energia que podem ser localizados nos usuários finais, bem como em todos os níveis do sistema de energia. A Figura 2.9 apresenta as possíveis localizações de recursos flexíveis no sistema elétrico, de acordo com Sperstad, Degefa e Kjolle (2020).

Figura 2.9 - Possíveis localizações de recursos flexíveis no sistema elétrico



Fonte: Adaptado de Sperstad, Degefa e Kjolle (2020).

Quando ocorre uma falta no processo de restauração com GDs, as GDS não são desconectadas, e um intervalo de ilhas é determinado pelo algoritmo de ilhamento baseado na potência de carga e na potência e regulação das GDs. É necessário que as GDs na ilha tenham capacidade e regulamentação suficientes para manter a segurança e a estabilidade da ilha. Quando a rede primária é utilizada, a ilha deve estar sincronizada com a rede de nível superior, dependendo da frequência, amplitude de tensão e fase.

A característica definidora de uma microrrede é sua capacidade de se separar perfeitamente da macrorrede durante uma perturbação da rede elétrica e funcionar como uma entidade autocontrolada com alta eficiência e baixas emissões de gases de efeito estufa. Esta adaptação transparente nos modos operacionais, juntamente com a capacidade de gerenciar melhor os recursos energéticos distribuídos, torna a microrrede a solução mais promissora para desenvolver um sistema de energia mais confiável e descentralizado (Zhao et al., 2013). O presente estudo considerou a possibilidade de abastecer regiões em situação de contingência, a partir de microrredes, ligadas a rede de distribuição ou operando de forma ilhada.

Uma microrrede é um sistema integrado que consiste em um conjunto de geradores distribuídos, podendo ser microturbinas, células de combustível, motores alternativos e fontes de energia renováveis, tanto sistemas fotovoltaicos, quanto turbinas eólicas.

Ainda neste contexto, a micro rede é capaz de operar alternativamente no modo conectado à rede (não autônomo) e no modo ilhado (ou autônomo). Esses vários modos de operação requerem métodos de controle diferentes para geradores de microrrede. Durante a operação não autônoma, é possível despachar as potências ativa e reativa da GD essencialmente de acordo com critérios econômicos, uma vez que o controle de tensão e frequência é realizado no nível do sistema principal ao qual a microrrede está conectada. Por outro lado, durante a operação autônoma, é necessário controlar os geradores locais para garantir a estabilidade de tensão e frequência da rede.

O artigo de Conti et al. (2012) demonstra um procedimento de otimização que permite o despacho ótimo de geradores distribuídos e sistemas de armazenamento em um microrede ilhada de média tensão. Presume-se que a rede seja abastecida por geradores programáveis (despacháveis) e não programáveis (ou seja, não despacháveis, como unidades baseadas em fontes de energia renováveis). O objetivo de otimização é minimizar o custo operacional global da microrrede e a emissão de poluentes dos geradores programáveis, assumindo que toda a energia disponibilizada pelos geradores renováveis (sistemas fotovoltaicos e eólicos) seja injetada diretamente na rede ou armazenada a fim de ser posteriormente entregue de acordo com a estratégia de gestão das unidades de armazenamento propostas. A otimização é realizada por um algoritmo evolutivo de nicho (NEA, do inglês *Niching Evolutionary Algorithm*) que é capaz de encontrar múltiplos ótimos e a variação da função objetivo em sua vizinhança. Os NEAs permitem superar o desempenho de algoritmos padrão usados para cálculos de fluxo de potência ideal em sistemas de potência, evitando cair em ótimos locais. O procedimento de otimização é realizado em uma microrrede de teste e verificado por simulações computacionais.

Buscando garantir a estabilidade da operação do sistema de distribuição, enquanto atinge a capacidade máxima de fornecimento de energia, foi proposta uma estratégia de partição de ilha baseada na proteção de regiões vulneráveis do sistema de distribuição com múltiplos geradores distribuídos. Primeiramente, a relação de acoplamento elétrico entre nós do sistema de distribuição, foi analisada para propor um método de identificação de nós vulneráveis baseado na transmissão de acoplamento elétrico de nós vizinhos. De acordo com a graduação de importância de carga, o modelo matemático de partição de ilha do sistema de distribuição onde cargas importantes são restauradas em prioridade e suas condições de restrição foram

estabelecidas. A teoria multi - agente foi adotada para otimizar o algoritmo do *firefly* (Yang, 2010; 2008) para realizar o aprendizado e a competição dentro do espaço da solução e, por fim, elevar a capacidade de busca de otimização global do algoritmo. Por fim, por meio de simulação, foi verificada a viabilidade e validade da identificação de nós vulneráveis e o método de partição de ilha.

No trabalho de Wang e Wang (2015) é apresentada uma estrutura abrangente para a operação ideal e autocorreção de um sistema de distribuição. Existem dois modos do *framework* proposto: o modo de operação normal e o modo de auto recuperação. No modo de operação normal, os custos de operação do sistema de distribuição são minimizados pelo despacho ótimo das gerações distribuídas controláveis. O sistema entra no modo de auto recuperação quando existe uma falta, o qual se refere ao balanceamento de carga de geração dentro de um *MicroGrid*. Assume-se que o sistema de distribuição consiste de GDs despacháveis, como microturbinas e GDs não desconectáveis, como Turbinas Eólicas (TE) e Geradores Fotovoltaicos (GFs). As variações de carga são modeladas por uma distribuição normal. Os problemas são formulados como problemas de otimização estocástica de dois estágios. Os consumos de carga incertos e as saídas de potência das TE e GFs são descritas por cenários gerados a partir de simulações de Monte Carlo.

Tradicionalmente, as redes de distribuição são concebidas para operar de forma radial. A rede radial tem as características de fluxo de potência unidirecional e divisor de carga ao longo da linha, o que é benéfico para o controle coordenado de dispositivos de proteção de nível. No entanto, em comparação com sistemas de transmissão altamente interconectados, essa topologia radial reduz a confiabilidade dos Sistemas de Distribuição. Devido ao fluxo de energia unidirecional da rede radiante, a falha de qualquer componente no caminho da fonte de alimentação pode causar a interrupção do fornecimento de energia ao usuário. Portanto, quanto mais longe o nó de carga da fonte de alimentação, pior é a confiabilidade da fonte de alimentação.

Quando algo ocorre de maneira errada na rede, a linha a montante da falha pode manter a operação normal, enquanto o ponto de carga a jusante é afetado pela falha, ficando sem energia. No estudo de Fu et al. (2020), o seguinte esquema de divisão de ilhas é formulado: primeiro, o fornecimento de energia é restaurado pela GD, a área de falha é dividida em ilhas e parte da carga na área da ilha é recuperada.

O restante da carga da zona de falha é então restaurado por meio da reconfiguração da rede. A sequência de recuperação do ponto de carga é a seguinte: 1) dar prioridade à recuperação da fonte de alimentação para pontos de carga com alta importância do nó; 2) segundo, restaure os nós com alta demanda de carga; 3) finalmente, de acordo com a distância entre o ponto de carga e GD, o fornecimento de energia será restaurado de perto para longe. A divisão de área de ilha isolada visa obter o valor máximo de recuperação de carga. Os esquemas de recuperação de falhas, como partição de ilha e reconstrução de rede, são considerados de forma abrangente, e a falha única na rede é considerada apenas. Com base na Simulação de Monte Carlo, é realizada a avaliação da confiabilidade da rede de distribuição.

A utilização de GDs conectadas ao sistema de distribuição pode auxiliar na melhoria das tensões de barramento, redução do fluxo de linha, que inclui redução de perda de linha, operação dentro dos limites de capacidade térmica das linhas, redução do congestionamento do sistema interno e adiamento do investimento na atualização da linha de distribuição e redução da injeção de energia pela concessionária, ou seja, adiamento do investimento no aumento da geração, bem como redução do congestionamento na rede da concessionária (BASU et al., 2011).

2.5 RECONFIGURAÇÃO DE REDE DINÂMICA

A ocorrência de várias faltas no sistema de potência causa deficiência no abastecimento dos consumidores e reduz a confiabilidade do sistema de potência. Além disso, a seleção inadequada da estrutura da rede, especialmente no sistema de distribuição, aumenta a perda de energia. Assim, a seleção da configuração conveniente do sistema leva a uma distribuição balanceada de carga e também a uma perda reduzida em todas as linhas. Além disso, a reconfiguração ótima e de resposta rápida reduz as perdas e aumenta a confiabilidade nos casos de ocorrência de falhas no sistema de distribuição. Portanto, o método aceitável de sondagem que pode fornecer uma configuração ideal nos modos de operação normal e crítico da rede o mais rápido possível levantou um desafio significativo. O objetivo do presente estudo é considerado fornecer uma solução tolerável para este desafio (JAFARI et al., 2020).

A Reconfiguração da Rede de Distribuição (RRD) é realizada alterando a estrutura topológica das redes de distribuição pela abertura e fechamento de chaves seccionadoras e chaves de ligação e é usada para melhorar o desempenho de uma

rede, como redução de perdas de energia, equilíbrio da demanda de carga, aumento da utilização de geração distribuída e mitigação de violações de restrições operacionais (ZHAI et al., 2018). Com o aumento da penetração das gerações renováveis, as topologias das redes de distribuição devem se tornar mais flexíveis para responder às diferentes condições de operação do sistema. Como tal, a RRD dinâmica está atraindo cada vez mais atenção das comunidades acadêmica e industrial (PILO; PISANO, SOMA, 2011).

Em Kostálová e Carvalho (2011), os autores propõem um novo modelo de estrutura de dados para capturar a dinâmica de chaveamento de redes elétricas baseado na teoria da representação gráfica bipartida para a representação de possibilidades de chaveamento. Este modelo serve como base para o desenvolvimento de algoritmos, capturando as propriedades topológicas de redes operadas radialmente e apoiando a tomada de decisão totalmente autônoma na reconfiguração de redes operacionais.

A reconfiguração estática, pressupõe que a demanda de carga seja constante durante todo o processo de reconfiguração. No entanto, na prática, a demanda de carga e a saída da GD mudam continuamente. Em alguns casos, a variação da demanda de carga e da saída de GD pode causar a condição do sistema fora das condições de operação permitidas (DING e LOPARO, 2015), exigindo, portanto, a reconfiguração dinâmica. A reconfiguração dinâmica significa que os operadores do sistema de distribuição podem alterar a estrutura topológica das redes de distribuição em tempo real, alterando o status das chaves controladas remotamente (CAPITANESCU et al., 2014).

Em muitos estudos, a reconfiguração da rede é tratada como um problema estático, onde a configuração ótima da rede é determinada para um ponto fixo de operação (condição de carga/geração). No entanto, essa abordagem não é adequada para aplicativos em tempo real, devido à natureza variável no tempo das redes de distribuição: cargas variáveis, aumento da penetração de recursos renováveis, sistemas de armazenamento, veículos *plug-in* e outros elementos estocásticos. Para permitir operações de rede de distribuição eficientes e seguras em tal ambiente, muitas pesquisas definem a reconfiguração da rede como um problema dinâmico, onde um conjunto de configurações de rede é determinado para otimizar as operações da rede ao longo do período de tempo especificado.

No entanto, a reconfiguração dinâmica é bastante limitada com o número de operações de chaveamento, ou seja, operações de chaveamento muito frequentes podem ter um impacto negativo na rede de distribuição, tais como: redução da expectativa de vida dos dispositivos de comutação, aumento do risco de interrupções, problemas de estabilidade durante procedimentos de chaveamento, entre outros. Portanto, os limites dos números de operações de comutação precisam ser considerados no problema de reconfiguração dinâmica. Em geral, a reconfiguração da rede de distribuição estática é um problema de otimização combinatória não linear, onde para n dispositivos de comutação open-close (0-1), o número de configurações de rede possíveis é 2^n . O problema especificado se torna muito mais complexo e demorado se a dimensão do tempo for considerada (KOVAČKI; VIDOVIĆ; SARIĆ, 2018).

Perez-Guerreiro et al. (2008) apresentam o processo de restauração dos sistemas de distribuição para uma configuração puramente radial em um cenário de blecaute generalizado. A base da restauração da distribuição é um algoritmo de programação dinâmica aprimorado com a técnica de redução do estado do cluster, relaxando o problema de restauração. Esta estratégia permite uma melhor abordagem da dimensionalidade da programação dinâmica. O objetivo do problema de restauração do sistema de distribuição é minimizar a energia não servida do sistema, determinando a sequência de tempo em que cada alimentador deve ser energizado. Hosseini, Safari e Farrokhifar (2020) apresentam o problema de reconfiguração do alimentador multiobjetivo estocástico (RSMF, do inglês *Reconfiguring the stochastic Multiobjective Feeder*). Uma análise de estrutura estocástica eficiente baseada na teoria das nuvens é proposta para resolver o problema de reconfiguração do alimentador enquanto considera a incerteza na carga e demanda de energia da turbina eólica. O estado ideal das chaves é determinado pela aplicação do algoritmo de otimização de pesquisa de grupo de classificação não dominado (NSGSO, do inglês *Nondominated Sorting Group Search Optimization*) considerando as incertezas. A função multiobjetivo visa minimizar a perda de potência ativa e maximizar o perfil de tensão.

A referência Li et al. (2020) apresenta um método de controle ideal para coordenar a carga controlada termostaticamente (TCL, do inglês *Thermostatically Controlled Load*) e o armazenamento de energia da bateria (BES, do inglês *Battery Energy Storage*). Devido à interdependência da energia eólica ao longo do tempo,

uma formulação do processo de decisão de Markov (MDP, do inglês *Markov Decision Process*) em combinação com a programação dinâmica é adotada para resolver o problema de otimização estocástica de múltiplos estágios. Os pesquisadores também buscaram otimizar o custo de operação de uma entidade de serviços de carga (LSE, do inglês *Load Service Entity*) na presença de energia eólica utilizando a resposta à demanda e a técnica de reconfiguração da rede no mercado em tempo real.

A ampla aplicação de energia fotovoltaica pode aumentar as perdas de energia ativa. Monteiro et al. (2020) apresentam uma solução baseada na otimização do enxame de partículas binárias (BPSO, do inglês *Binary Particle Swarm Optimization*) que reconfigura o sistema para reduzir as perdas de energia técnica dos sistemas de distribuição. O algoritmo BPSO demonstrou alta eficiência para a otimização de um sistema de distribuição de energia elétrica, aproximando-se de perdas mínimas.

O artigo em Pathan, Al-Muhaini e Djokic (2020) apresenta um método de reconfiguração e restauração de suprimento baseado em uma abordagem de otimização de algoritmo genético binário (IBGA, do inglês *Improved Binary Genetic Algorithm*) aprimorada que fornece soluções para reconfiguração de rede ideal em casos de interrupções onde GF renovável, GD eólica e armazenamento de energia são despachados; uma sequência de prioridade de carga específica e atualizada dinamicamente é implementada quando a redução de carga em microrredes híbridas (HMG, do inglês *Hybrid Micro Grids*) é necessária. O problema de reconfiguração do HMG é expresso como um problema de otimização tri-objetivo para minimizar o índice de frequência média de interrupção do sistema (SAIFI, do inglês *System Average Interruption Frequency Index*), índice de duração média de interrupção do sistema (SAIDI, do inglês *System Average Interruption Duration Index*) e energia não fornecida (ENS, do inglês *Energy Not Supplied*).

O artigo em Xu et al. (2020) propõe um método de ilhamento e reconfiguração dinâmica para melhorar a resiliência dos sistemas de distribuição. Uma estratégia de comutação de vários estágios que considera o ilhamento e a reconfiguração de falha é desenvolvida com base na programação dinâmica (DP, do inglês *Dynamic Programming*). Quando ocorrem falhas, o ilhamento e a reconfiguração ajustam a topologia para reduzir a perda de carga. Com base na programação dinâmica, uma estratégia de chaveamento multi estágio é proposta. A estratégia de chaveamento dinâmica ideal pode fazer uma troca entre minimizar a falta de energia total e reduzir

o custo das operações de chaveamento. Os resultados da simulação demonstraram a eficácia do método proposto em Xu et al. (2020).

Em Mukhopadhyay e Das (2020), a alocação otimizada de GF-GD e sistemas de armazenamento de energia de bateria (BES) é implementada usando a otimização de enxame de partículas (PSO). A reconfiguração horária estática sazonal e dinâmica com GF-GD e BES otimamente alocados é apresentada. Além disso, a reconfiguração estática anual, seguida pela distribuição ótima dos recursos distribuídos, é alcançada. Os objetivos da reconfiguração são a minimização das perdas e a tensão e melhoria da capacidade de carga.

Em Jafari et al. (2020), um novo algoritmo híbrido é proposto para a reconfiguração dinâmica e multiobjetivo de redes de distribuição usando o método de processamento paralelo e abordagem de população adaptativa. Uma combinação do algoritmo de mercado de câmbio (EMA, do inglês *Exchange Market Algorithm*) e algoritmo de cabras selvagens (WGA, do inglês *Wild Goats Algorithm*) é implementada. As funções objetivo são índices de perda de potência e confiabilidade: ENS, SAIFI e SAIDI.

Em Schmitz, Garcia e Bernardon (2019), o problema de programação de pedidos de emergência (EOSP, do inglês *Emergency Order Scheduling Problem*) com ilhamento imprevisto é abordado. O objetivo é agendar pedidos emergenciais que visam minimizar o custo total com energia não fornecida e multas. O custo dos pedidos emergenciais é modelado considerando a variação das cargas dos geradores ao longo do tempo, realizando o descarte de cargas quando necessário. O problema é formulado como um problema de programação linear inteira mista (MILP, do inglês *Mixed Integer Linear Programming*) baseado em EOSP com ilhamento. É desenvolvida uma matemática que atua em um nível superior e controla o método exato.

Conforme afirmado em Zidan et al. (2017), as GDs melhoram muito as capacidades de autocorreção de uma rede, permitindo que o sistema se recupere com menos instâncias de chaveamento e mais cargas por meio da energia extra fornecida às regiões afetadas, com GDs operando conectados à rede ou em uma ilha.

Um algoritmo heurístico para melhorar a confiabilidade de um sistema de distribuição radial com GD em condições de falha é proposto em Mao e Mil (2003). Adicionalmente, esquemas de alocação de chaveamento, operação de esquemas existentes e controle de carga são propostos. O objetivo é maximizar as cargas

fornecidas pelos GDs considerando a prioridade dos consumidores e minimizar os equipamentos de manobra recém instalados e o funcionamento dos equipamentos existentes. O problema é resolvido por meio de uma heurística baseada em gráficos.

Uma análise da operação de ilhamento de uma rede de distribuição é realizada em Feng, Liang e Guo (2011). Os autores propõem um algoritmo baseado em um modelo de grafo ponderado da rede de distribuição que utiliza programação dinâmica e o algoritmo de Kruskal para determinar, em tempo real, o tamanho das ilhas. O objetivo é maximizar as cargas restauradas priorizando as cargas mais importantes.

Em Wang e Wang (2015), os autores desenvolvem um sistema com dois modos de operação: normal e auto restauração. No modo de operação normal, os custos operacionais são minimizados e a receita é maximizada por agendamento de GDs despacháveis. Em caso de contingência, o sistema ativa o modo de operação de autocura. A rede afetada é seccionada em vários MGs perfeitamente conectados que operam como ilhas com a rede principal. As atuais GDs estão programados para fornecer energia às cargas máximas, priorizando as cargas mais importantes. O equilíbrio entre geração e demanda na área afetada é garantido por GDs despacháveis e rejeição de carga. Para a região fora da área de contingência, o despacho é realizado novamente para maximizar o lucro, pois os estados das cargas e geradores foram alterados. O número de operações de chaveamento e a energia fornecida pela reconfiguração da rede principal não são considerados.

Um algoritmo para a restauração ótima de autocura com MGs operando em ilha é proposto em Zakiel-Sharafy e Farag (2015). O objetivo é otimizar a estrutura topológica dos sistemas ilhados de MGs para maximizar as cargas fornecidas após o isolamento da falta e minimizar os custos das operações de chaveamento. Para resolver este problema, um algoritmo de otimização de colônia de formigas é usado.

Em Hosseinnezhada et al. (2018), é proposto um framework para o planejamento operacional de autocura com um dia de antecedência, considerando condições operacionais normais e de emergência. O modo normal minimiza os custos operacionais. O modo de emergência secciona as áreas isoladas nas ilhas e fornece energia continuamente para cargas críticas por meio de geradores locais. O estudo considera as características probabilísticas e intermitentes dos GDs, bem como as variações horárias nas cargas e preços do sistema. Como essa abordagem é planejada para um dia antes, o sistema simula todas as falhas possíveis que podem

ocorrer e as armazenar em uma lista; assim, quando ocorrer alguma falha, o sistema pode simplesmente pesquisar o plano de ação já calculado.

Um *framework* de controle de autocorreção é proposto em Zidan e El-Saadany (2012) que é projetado para detectar e isolar falhas e restaurar as cargas afetadas. Os objetivos da estrutura são maximizar as cargas restauradas considerando suas prioridades e minimizar as operações de comutação e perdas. A estrutura desenvolvida considera o pico de carga durante o período de restauração. Para cada GD, é considerada a menor geração garantida durante o período.

A reconfiguração dinâmica tem sido amplamente abordada em problemas de otimização para um modelo multiobjetivo, onde a solução ótima é selecionada usando um método de tomada de decisão. Esses métodos têm sido usados para reconfigurações multiobjetivas da rede de distribuição em vários estudos (PEREZ-GUERRERO et al., 2008; LI et al., 2020; PATHAN; AL-MUHAINI; DJOKIC, 2020; MUKHOPADHYAY; DAS, 2020; JAFARI et al., 2020) e com operações em ilhas (XU et al., 2020; FENG; LIANG; GUO, 2011).

Esta tese apresenta as seguintes contribuições quando comparadas aos estudos mais recentes que abordam o problema da reconfiguração: esta pesquisa aborda a reconfiguração dinâmica juntamente com a possibilidade de operações isoladas do sistema de distribuição após situações de contingência e aborda o problema multiobjetivo usando um método de tomada de decisão multicritério. Além disso, as funções objetivo consistem na minimização do número de consumidores-hora interrompidos (CHI), energia não fornecida (ENS), perdas totais de energia (perdas) e operações de chaveamento (CHOP). O Quadro 2. apresenta as características e especificações dos diversos estudos revisados para fins de reconfiguração, bem como as especificações relevantes da metodologia proposta.

Quadro 2.4 - Características do presente trabalho em relação às referências consultadas

Característica	Reconfiguração Dinâmica	Operação ilhada	Algoritmo de reconfiguração	Função Objetivo	Método de Tomada de decisão Multiobjetivo	Sistema Teste
Referência						
1. Zakiel-Sharafy e Farag (2015)	Não	Sim	Algoritmo de otimização Colônia de formigas	Carga restaurada e número de operações de comutação	Configuração ótima de Pareto	33 barras
2. Schmitz, Garcia e Bernardon (2019)	Não	Sim	Não	ENS, CHI, CAIDI, custo de atendimento.	Não	33 barras
3. Perez-Guerrero et al. (2008)	Sim	Não	Algoritmo de programação dinâmica aprimorado com uma técnica de redução de estado de agrupamento.	Energia não suprida	Objetivo único	32 barras
4. Hosseini, Safari e Farrokhifar (2020)	Não	Não	NSGSO	Perda de potência ativa, melhoria no perfil de tensão	Tomada de decisão fuzzy	33 barras e 69 barras
5. Li et al. (2020)	Sim	Não	Enxame de Partículas	custo de operação LSE	Processo de decisão de Markov	84 barras
6. Monteiro et al.(2020)	Não	Não	PSO binário modificado	perdas técnicas totais	Único objetivo	37 barras
7. Pathan, AL-Muhaini e Djokic (2020)	Sim	Não	GA binário aprimorado	ENS, SAIFI e SAIDI	Tomada de decisão fuzzy	33 barras
8. Xu et al.(2020)	Sim	Sim	Programação Dinâmica	Perda de carga e operações de chaveamento	Estratégia de chaveamento multiestágio	33 barras
9. Mukhopadhyay e Das (2020)	Sim	Não	PSO	Perda de energia, tensão e melhoria da capacidade de carga	Abordagem de fator de ponderação	69 barras

(continua)

Característica	Reconfi- guração o Dinâm- ica	Operaçã o ilhada	Algoritmo de reconfigu- ração	Função Objetivo	Método de Tomada de decisão Multiobje- tivo	Sistema Teste
Referência						
10. Jafari et al. (2020)	sim	Não	WGA EMA híbrido	índices de perda de energia e confiabilidade: ENS, SAIFI, SAIDI.	Tomada de decisão fuzzy	15, 33, 69 e 85-barras
11. Mao e Miu (2003)	Não	Sim	algoritmo de solução baseado em grafo	Novas chaves instaladas, carga total na ilha, número de operações de chaveamento e carga prioritária na ilha	Algoritmos propostos	394 barras
12. Feng, Liang e Guo (2011)	Sim	Sim	Algoritmo de Kruskal e programação dinâmica	Restaurar cargas	Modelo de grafo ponderado	21 barras e GDs
13. Wang e Wang (2015)	Não	Sim	Método de horizonte estocástico	custos de operação e lucros	Dados de previsão	123 barras
14. Hosseinn-zhada, Rafiee e Ahmadian (2018)	Não	Sim	Enxame de Partículas.	Custo operacional e carga elétrica	Algoritmo Bellman-Ford-Moore	69 barras
15. Zidan e El-Saadany (2012)	Não	Não	Algoritmo de autocura baseado em sistemas multiagentes	carga restaurada, número de operações de chaveamento e perdas	algoritmo de tomada de decisão baseado em especialistas	Sistema teste de quatro alimentadores
16. Presente Trabalho	Sim	Sim	Heurística gulosa e Algoritmo de programação dinâmica	CHI, ENS, perdas e operações de chaveamento	AHP	123 barras

Fonte: Autora

2.6 TOMADA DE DECISÃO MULTICRITÉRIO

O processo de hierarquia analítica (AHP, do inglês *Analytic Hierarchy Process*) é um método de apoio a tomada de decisões complexas, baseado em um procedimento abrangente e racional na estruturação do problema. Foi desenvolvido por Thomas L. Saaty em 1972, na Escola Wharton de Administração de Empresas da Universidade da Pensilvânia (SAATY, 1980).

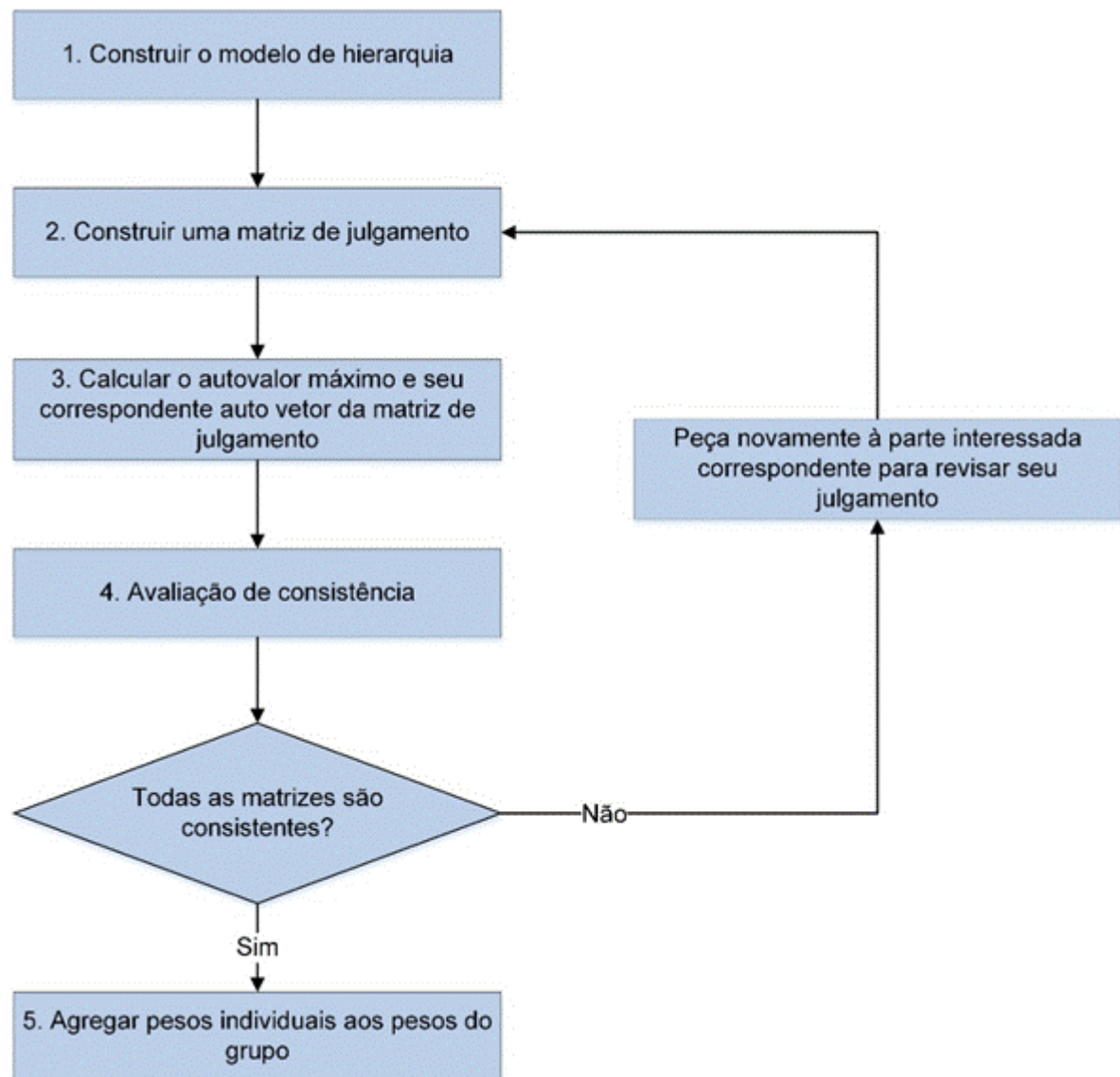
Esta metodologia de análise e decisão multicritério possui como princípio a hierarquização do problema e comparação entre os diversos critérios através de matrizes de comparação, resultando em um vetor que hierarquiza as alternativas possíveis para a solução do problema.

A vantagem da utilização desse método é que, dada uma decisão complexa a ser tomada envolvendo vários critérios, o método divide a questão em várias decisões mais simples. Para isso, é utilizada a comparação par a par entre os diferentes critérios determinantes da decisão. Esta comparação é executada por especialistas que atribuem pesos ou graus de importância para cada par de critérios. Em outras palavras, o especialista precisa mensurar o quanto um critério é mais ou menos importante do que o outro.

O método AHP pressupõe a criação de uma árvore hierárquica onde todos os critérios e subcritérios são apresentados de acordo com sua importância. A avaliação dos pesos dos critérios e a pontuação em relação aos critérios pode ser objetiva, se houver dados verdadeiros, ou subjetiva, por comparações entre pares, quando não existem dados ou esses dados não expressam a intuição de alguém (CHATZIMOURATIDIS; PILAVACHI, 2009).

Para Liu et al. (2016); Simons e Wiegel (2016) a restauração de energia é um problema prático de engenharia em que apenas uma alternativa de restauração será recomendada. O método AHP, consiste em um algoritmo de tomada de decisão bastante eficiente para lidar com questões de critérios quantitativos e qualitativos. Geralmente, existem quatro etapas: 1) construir o modelo de hierarquia, 2) construir uma matriz de julgamento. Cada valor na matriz representa uma importância relativa, 3) calcular o autovalor máximo e seu correspondente auto vetor da matriz de julgamento, 4) classificar a hierarquia e verificar a razão de consistência. A Figura 2.10 apresenta de forma sucinta as etapas que compõe a estrutura de decisão da AHP.

Figura 2.10 - Etapas utilizadas no AHP para estabelecer os pesos



Fonte: Simons e Wiegel (2016)

No trabalho realizado por Pfitscher et al. (2013) é desenvolvido um algoritmo de otimização baseado em um método heurístico de troca de ramos para reconfiguração automática de um sistema de distribuição, e o Método de Tomada de decisão Multicritério (AHP) é utilizado para identificar a melhor configuração da rede. O algoritmo pode ser configurado de acordo com as necessidades dos usuários, auxiliando no processo de tomada de decisão. O suporte da ferramenta ajuda a escolher a opção que melhor atende às funções objetivo, observando as restrições propostas.

O trabalho desenvolvido por Danza et al. (2008) apresenta uma metodologia para priorização nos atendimentos de restabelecimentos de energia em casos de contingência numa determinada região de operação de uma concessionária de energia elétrica. Para a priorização no restabelecimento de energia, a metodologia escolhida foi a AHP, por permitir a mensuração dos conhecimentos e experiência de especialistas.

No presente estudo o método AHP é empregado para escolher a melhor opção de reconfiguração de rede para transferências de carga após contingências. Como resultado, as transferências de carga são realizadas automaticamente, sendo precedidas por simulações computacionais que indicam as chaves a serem operadas e que garantem a viabilidade técnica do chaveamento, com as características de agilidade e segurança para a restauração de energia.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A partir da revisão bibliográfica realizada pode-se observar que os estudos que abordam o tema restabelecimento de energia mantiveram continua evolução no decorrer dos anos, com metodologias mais robustas. A maioria dos autores que tratam do problema de restauração de energia em sistemas de distribuição se preocupa em desenvolver novos modelos e aplicar técnicas inovadoras de solução, com o objetivo de produzir soluções ótimas ou de boa qualidade.

A introdução da geração distribuída na restauração de sistemas de distribuição exige uma mudança nos estudos. As incertezas causadas pela GD precisam ser analisadas e incorporadas nos modelos de solução.

O trabalho apresentado por Fontenele et al. (2016) não é capaz de lidar com mudanças em tempo real nos dados da operação, o que difere da metodologia proposta neste trabalho, que utiliza os dados provenientes de equipamentos telecomandados, onde as simulações de manobras e transferência de carga podem ser realizadas em tempo real.

Também se observou a utilização de métodos de tomada de decisão para o restabelecimento. Nesse sentido, o presente trabalho tem como diferencial a aplicação de uma metodologia global para restabelecimento de energia que inclui: algoritmo heurístico de otimização para seleção das opções de manobra e

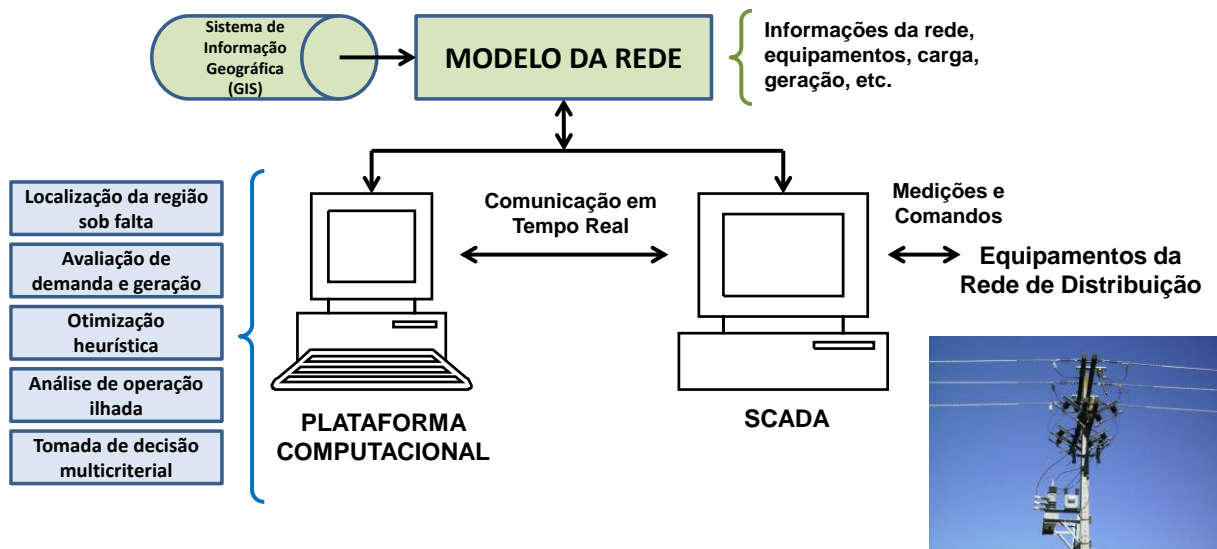
transferência de carga; método de tomada de decisão multicritério; análise de operação ilhada conectada à rede principal ou operando de forma autônoma.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Esta seção apresenta a técnica de restauração automática de energia, cobrindo as etapas de solução de problemas e manobras de equipamentos para restabelecer a fonte de alimentação para consumidores a montante e/ou a jusante da região afetada. A Figura 3.1 ilustra a visão geral da solução proposta.

Figura 3.1 - Arquitetura geral da solução de restabelecimento



Fonte: Adaptado kongoli (2012).

A reconfiguração de um sistema de distribuição em operação normal, geralmente tem por objetivo reduzir as perdas de energia (PFITSCHER et al. 2013). A implementação da reconfiguração requer os seguintes itens (FUANGFOO et al., 2008; BORLASE, 2013; SHAHIDEHPOUR; WANG, 2003):

a) Sistema de controle integrado por meio do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA, do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*) com os equipamentos automatizados de distribuição, tanto para recebimento das informações dos equipamentos (medições, eventos, estados), quanto para envio dos comandos de comutação dos equipamentos (abertura ou fechamento). Em qualquer caso, as informações sobre o local da falta na rede devem ser enviadas para sala de

controle. Na sala de controle, o sistema SCADA processa as informações para ilustrar a localização da falta ao operador ou para gerar uma sequência de chaveamento, Localização de Falhas, Isolamento e Restauração (FLIR, do inglês *Fault Locations, Isolation and Restoration*) automática (FARUGHIAN; KUMPULAINEN; KAUHANIEMI, 2018);

b) Registro de dados em tempo real da Infraestrutura de Medição Avançada (IMA) no equipamento de campo;

c) Dispositivos controláveis remotamente;

d) Controle dos sistemas de geração distribuída.

De acordo com o modelo da rede da Figura 3.1, os dados de medição (tensões nas barras, fluxo de corrente nas linhas, etc.) são enviados para o centro de controle através do SCADA. O Sistema SCADA analisa os dados de medição recebidos, estima os estados do sistema de potência, detecta os potenciais de contingência e envia os sinais de controle correspondentes em tempo real, para garantir a operação confiável.

O SCADA como o nome indica, não é um sistema de controle total, mas atende a nível de supervisão. Como tal, consiste em um pacote de software que é posicionado no topo do hardware ao qual está conectado, em geral por meio de controladores lógicos programáveis (PLCs, do inglês *Programmable Logic Controllers*) ou outros módulos de hardware comerciais. Os sistemas SCADA são usados em grande parte dos processos industriais: por exemplo, em siderurgia, geração de energia (convencional e nuclear) e distribuição (DANEELS e SALTER, 1999). Os sistemas SCADA são compostos pelos seguintes requisitos, conforme Kumar, Dewal e Saini (2010):

a) Um ou mais dispositivos de interface de dados de campo, unidades terminais remotas (RTUs, do inglês *Remote Terminal Units*) ou PLCs, que fazem interface com dispositivos de detecção de campo e caixas de controle local e atuadores de válvula;

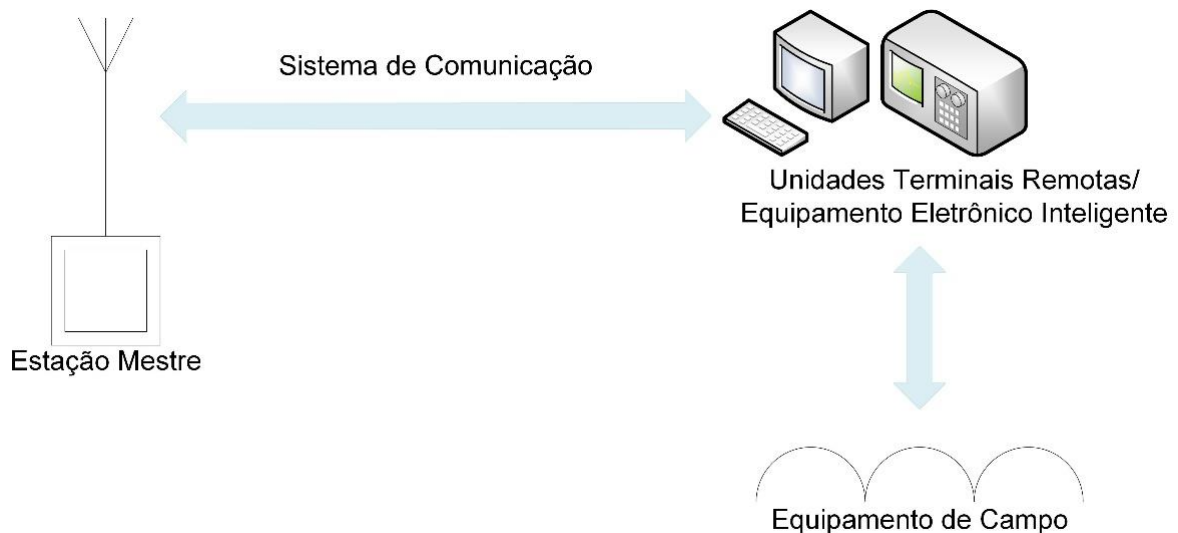
b) Um sistema de comunicação de dados entre os dispositivos de campo, as unidades de controle e os computadores centrais do SCADA. O meio de comunicação pode ser rádio, telefone, cabo, satélite, etc.;

c) Um servidor ou servidores *host* central (às vezes chamados de Centro SCADA, estação mestre ou unidade de terminal mestre (MTU, do inglês *Master Terminal Unit*));

c) Uma coleção de sistemas de *software* padrão personalizado, muitas vezes chamado de *software* de interface homem-máquina (HMI, do inglês *Human Machine Interface*) ou *software* de interface homem-máquina (MMI, do inglês *Man Machine Interface*) usados para fornecer o host central do SCADA, dar suporte ao sistema de comunicações e monitorar e controlar dispositivos de interface de dados de campo localizados remotamente.

A Figura 3.2 apresenta os principais componentes do Sistema SCADA.

Figura 3.2 - Componentes do Sistema SCADA



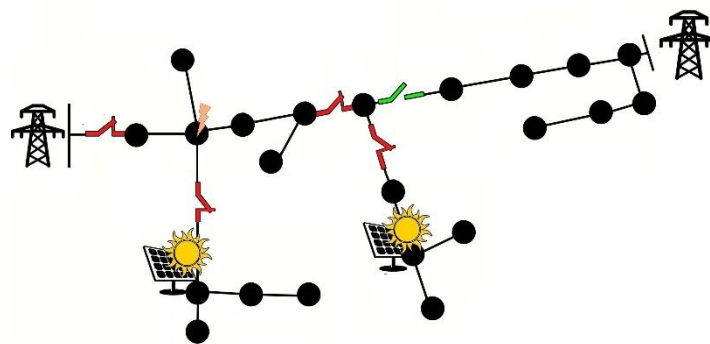
Fonte: Autora

Nos métodos centralizados, todas as informações de operação do sistema são coletadas pelos dispositivos eletrônicos inteligentes (IED, do inglês *Intelligent Electronic Device*) e transferidas para uma central de controle por meio do sistema de comunicação. Após o recebimento dos sinais provenientes da atuação da proteção, o algoritmo de restauração é executado no centro de controle para determinar a série de ações de chaveamento.

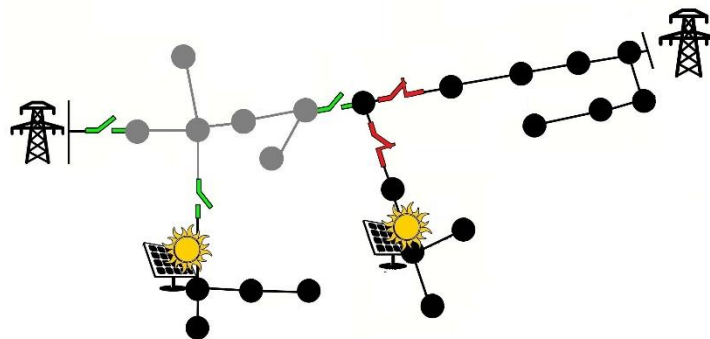
O problema de reconfiguração do sistema é implementado abrindo algumas chaves seccionadoras normalmente fechadas e fechando algumas chaves de ligação normalmente abertas. Um plano de reconfiguração simples é ilustrado na Figura 3.3. Depois de detectar e isolar a falha ocorrida na Figura 3.3 -a, o operador do sistema transfere as cargas desenergizadas para o alimentador saudável

adjacente fechando a chave de transferência com o segundo alimentador, conforme a Figura 3.3 -b. É importante salientar que o aumento do tamanho e da complexidade da rede de distribuição aumenta o número de restrições do problema que devem ser tratados durante o processo de restauração, tais como: minimização do número de manobras, evitar sobrecarga de condutores, etc.

Figura 3.3 - Plano de reconfiguração do sistema



(a) Região sob falta



(b) Região após isolar a falta

Fonte: Autora

Além disso, o nível de penetração cada vez maior de recursos de energia distribuída possibilita novos recursos para o sistema de distribuição. Por exemplo, os GDs podem suportar cargas localmente durante o processo de restauração, minimizando o número de operações de chaveamento e fornecendo oportunidades para restaurar cargas isoladas da subestação. Além disso, a formação de microrredes pode aumentar a resiliência da rede de distribuição e permite que a rede restaure as áreas interrompidas mais rapidamente. Conforme mostrado na Figura 3.3 -a, após

isolar a falta ocorrida uma MG é conectada para abastecer cargas locais e outra MG opera de forma autônoma fornecendo energia para uma região após uma situação de contingência, conforme a Figura 3.3 -b.

Quando ocorre uma falta, os dispositivos de proteção associados devem operar para isolando o ponto de falta. Após isso, os operadores do sistema são responsáveis por restaurar a eletricidade nas zonas fora de serviço o mais rápido possível. O processo de restauração envolve encontrar alimentadores adequados para transferir as cargas sob interrupção usando critérios operacionais por meio de uma série de operações de chaveamento. Os critérios podem diferir de empresa a empresa. Alguns critérios comumente utilizados são a quantidade de carga restaurada, o número de operações de chaveamento e o grau de balanço de carga.

Após eventos extremos, quando ocorre um apagão geral, o desempenho da rede pode ser dividido em três períodos. O primeiro período (existência de falta) começa quando a falta ocorre, e termina isolando a falha. No segundo período (período de restauração), o processo de restauração foi iniciado e continuará até que o equipamento defeituoso seja reparado. Após o reparo, o terceiro período é iniciado (retorno à condição normal de operação).

As interrupções programadas e não-programadas são inevitáveis em sistemas de distribuição de energia. No processo de detecção e isolamento de uma falta, algumas áreas não defeituosas podem ser desconectadas do sistema. A restauração da eletricidade nessas áreas deve ser o mais rápido possível para manter a boa qualidade do serviço. A reconfiguração envolve um esquema de operação rápido e eficiente para isolar a falta e restabelecer as partes restantes do sistema. Além disso, com iniciativas recentes para melhorar a configurabilidade dos sistemas de distribuição, muito esforço está sendo focado na automação da distribuição (PFITSCHER; BERNARDON; CANHA, 2013).

De acordo com Bernardon et al. (2015) a operação de rede após contingência no modo ilhado, sendo uma parte da rede suprida por uma fonte de geração distribuída consiste em um assunto ainda pouco implementado em sistemas de distribuição, uma vez que as resoluções atuais não tratam de forma específica este tema. Todavia, com a crescente utilização de fontes de geração distribuída, a operação em modo ilha pós-contingência representa uma alternativa na busca de confiabilidade.

Uma das principais vantagens da maior penetração da GD é a capacidade de operar o sistema de distribuição no modo ilhado. O termo ilhado diz respeito a situação

em que um sistema de distribuição fica eletricamente isolado da rede principal. Isso pode ser devido ao acionamento da proteção ou a qualquer outro distúrbio. Nesse caso, se os alimentadores desenergizados, mas saudáveis, tiverem alguma GD, é possível que operem como reserva, suprindo parte das cargas afetadas (MAHAT et al., 2011). A operação de ilhamento intencional de GD pode aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir os custos de interrupções do cliente. Este caso pode ocorrer quando são necessários serviços de manutenção do sistema ou no caso de interrupções não programadas (SCHMITZ; GARCIA; BERNARDON, 2019; FUANGFOO et al., 2008).

A formação de ilhamento é classificada em dois tipos de acordo com as causas: falhas e manutenção (FUANGFOO et al., 2008). O ilhamento causado por falhas refere-se à desconexão de uma parte do sistema de energia da rede principal quando ocorrem falhas. Nesse caso, a formação do ilhamento é difícil porque a GD pode ser desconectada da rede principal em um curto período. A desconexão resulta do desvio de frequência, que é maior do que os valores de configuração dos dispositivos de proteção do gerador. Um desvio de alta frequência é causado por uma grande distinção entre a capacidade do GD e a carga total. Se a capacidade do GD estiver próxima da carga total, o ilhamento pode ser facilmente formado. Na prática, esse caso é incomum. Se o ilhamento não for formado, não haverá fornecimento de energia elétrica para o sistema de ilhamento. Consequentemente, a confiabilidade do sistema de energia piora. A confiabilidade é melhorada através da formação de ilhamento da seguinte forma:

- i. Desconectar a GD e a parte com falha da rede principal;
- ii. Desconectar cargas do sistema de ilhamento;
- iii. Conectar a GD ao sistema de ilhamento;
- iv. Conectar cargas ao sistema de ilhamento. Grandes cargas devem conectadas primeiramente para evitar instabilidade de operação da GD.

Embora essa abordagem ainda cause interrupção, o tempo total de interrupção é consideravelmente reduzido. Para formar o ilhamento usando esta abordagem, o estudo e a preparação devem ser realizados com antecedência.

O ilhamento causado pela manutenção refere-se à desconexão de uma parte do sistema elétrico da rede principal para fins de manutenção. Antes de desconectar, as cargas restantes devem ser menores e próximas da capacidade do GD; caso

contrário, o desvio de frequência será alto e, em seguida, causará uma operação dos dispositivos de proteção do gerador.

A escolha de um plano de restauração é um processo de busca de uma combinação de operações de chaveamento que satisfaça múltiplos objetivos sob certas restrições. Como tal, a restauração do sistema de distribuição pode ser considerada como um problema de tomada de decisão multiobjetivo. Diferentes planos de restauração levam a diferentes configurações de sistema, o que pode afetar a qualidade do serviço das concessionárias de energia. Além disso, as tarefas de restauração são normalmente realizadas em uma situação de emergência, portanto, é limitado o tempo para os operadores encontrarem um plano de restauração adequado. Portanto, um sistema de informação computadorizado que apoie as atividades de tomada de decisão é crucial para ajudar os operadores a avaliar rapidamente os planos de restauração durante todo o processo.

3.2 MODELO DE RECONFIGURAÇÃO DE REDE DINÂMICA

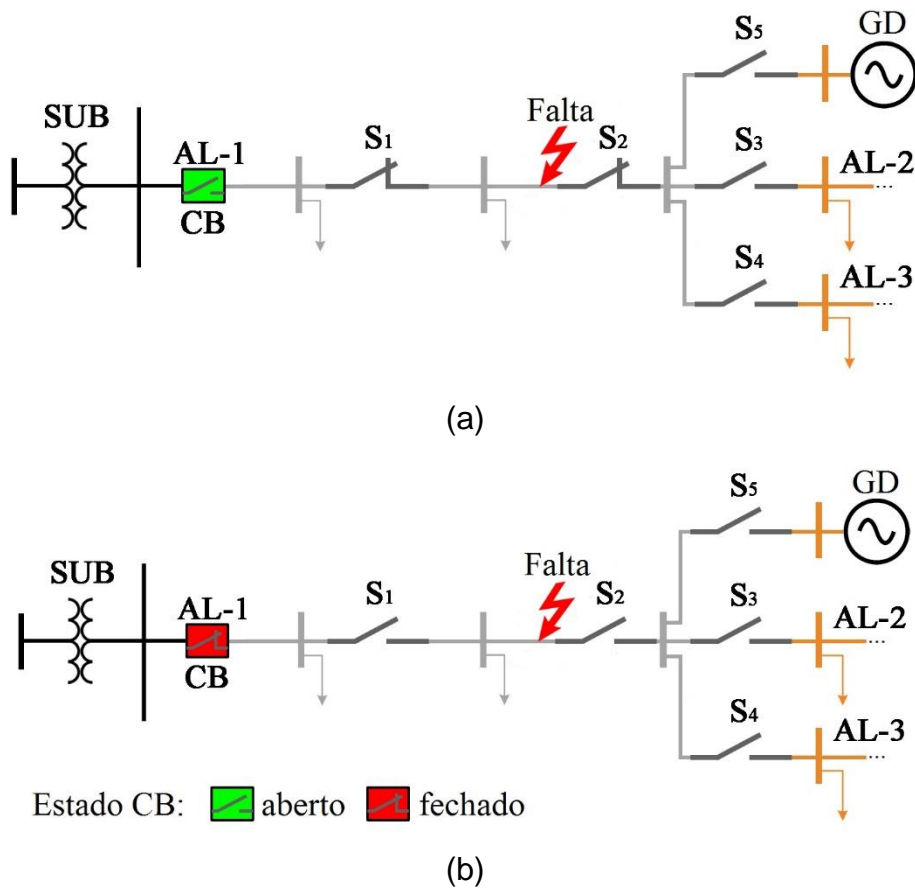
Quando ocorre uma queda de energia, a primeira ação a ser executada após atuação da proteção é restaurar o serviço aos consumidores desconectados a montante da falta que não se encontram na região com defeito. Vale ressaltar que este tipo de manobra é simples, visto que envolve a restauração da rede com uma carga menor, e não causa violações de restrição de sobrecarga da linha, proteção, níveis de tensão ou radialidade.

A rede é varrida da região com defeito para a fonte de alimentação para encontrar dispositivos automatizados do tipo Normalmente Fechado (NF). Depois de identificar o dispositivo NF mais próximo da falta, as seguintes manobras são realizadas: (1) abrir a chave NF e (2) reiniciar o dispositivo de proteção que atuou e desativou o alimentador devido à falta. Desta forma, o fornecimento de energia é restaurado para os consumidores a montante da região com defeito (BERNARDON et al., 2015).

O próximo passo é encontrar as primeiras chaves NF a jusante da falta e abri-las, isolando assim a região afetada pela falta. A título de exemplo, a Figura 3.4-a mostra a área desconectada por uma falta entre as chaves S1 e S2 e a consequente abertura do disjuntor (CB, do inglês *Circuit Breaker*). A Figura 3.4-b mostra a área

restaurada e o isolamento da falta devido à abertura de S1 e S2 e ao fechamento do disjuntor.

Figura 3.4 - Rede de distribuição (a) com falta entre as chaves S1 e S2 controladas remotamente e (b) manobras de isolamento de falta.



Fonte: Adaptado Bernardon et al. (2015)

Após isolar a região com defeito, o objetivo é minimizar a área afetada a jusante da falta, reconfigurando a rede afetada e fornecendo cargas por alimentadores alternativos ou por qualquer geração local disponível. As restrições elétricas devem ser respeitadas, tais como: perdas elétricas, energia não fornecida, número de consumidores interrompidos e operações de comutação devem ser minimizados. Uma contingência pode durar um período longo de tempo, logo, essa característica dinâmica do problema também deve ser considerada. Para tratar dessas manobras a jusante da falta, um método de reconfiguração dinâmica foi proposto neste estudo, o algoritmo apresenta três estágios, conforme descrito a seguir:

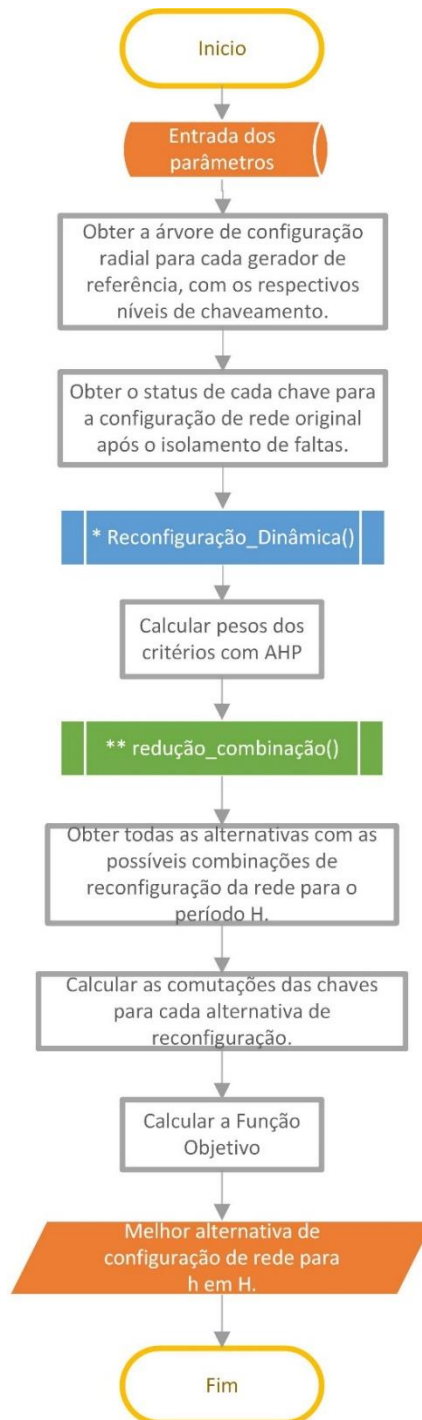
a) O algoritmo começa aplicando a heurística de reconfiguração gulosa, que para cada hora do período analisado calcula os valores dos critérios para cada variável (ou seja, que não viola nenhuma restrição) na configuração da rede. Em seguida, os pesos dos critérios são calculados por meio do método AHP;

b) No segundo estágio, o número de configurações de rede é reduzido. Para cumprir este objetivo, a função objetivo é calculada para cada hora individualmente, obtendo-se as operações de chaveamento em relação à configuração inicial da rede. Em seguida, as 20% melhores configurações de rede são armazenadas;

c) Com o conjunto de configurações de rede viáveis para cada hora obtido na etapa 1 e reduzido na etapa 2, a etapa 3 identifica todas as combinações possíveis de configurações de rede considerando o problema dinamicamente, ou seja, cada alternativa com uma configuração de rede específica para cada hora para todo o período analisado (por exemplo, 5 horas). As operações de comutação correspondentes também são obtidas. A função objetivo é então calculada, o que resulta na sequência ótima de configuração de rede para o período analisado, considerando as condições operacionais do sistema variáveis no tempo.

O algoritmo está representado no fluxograma da Figura 3.5.

Figura 3.5 - Algoritmo de solução para a Reconfiguração Dinâmica de Rede (RDR)



Fonte: Autora

3.3 PRÉ-PROCESSAMENTO DE DADOS

Nesta etapa, os parâmetros da rede são lidos pelo algoritmo. Esses parâmetros incluem impedâncias, perfis de demanda e geração ao longo do tempo, limites

operacionais dos geradores e locais de chaves e faltas, entre outros. Com estes parâmetros e após o isolamento da falta, toda a rede é percorrida e cada configuração radial possível é encontrada, sob a perspectiva de cada gerador de referência. Com os resultados, uma árvore é obtida com apenas um gerador de referência (LAVORATO et al., 2012) alimentando um conjunto de barramentos através de um conjunto de linhas, o que pode ser realizado pelo algoritmo de enumeração de árvores (JAYAKUMAR; THULASIRAMAN; SWAMY, 1984).

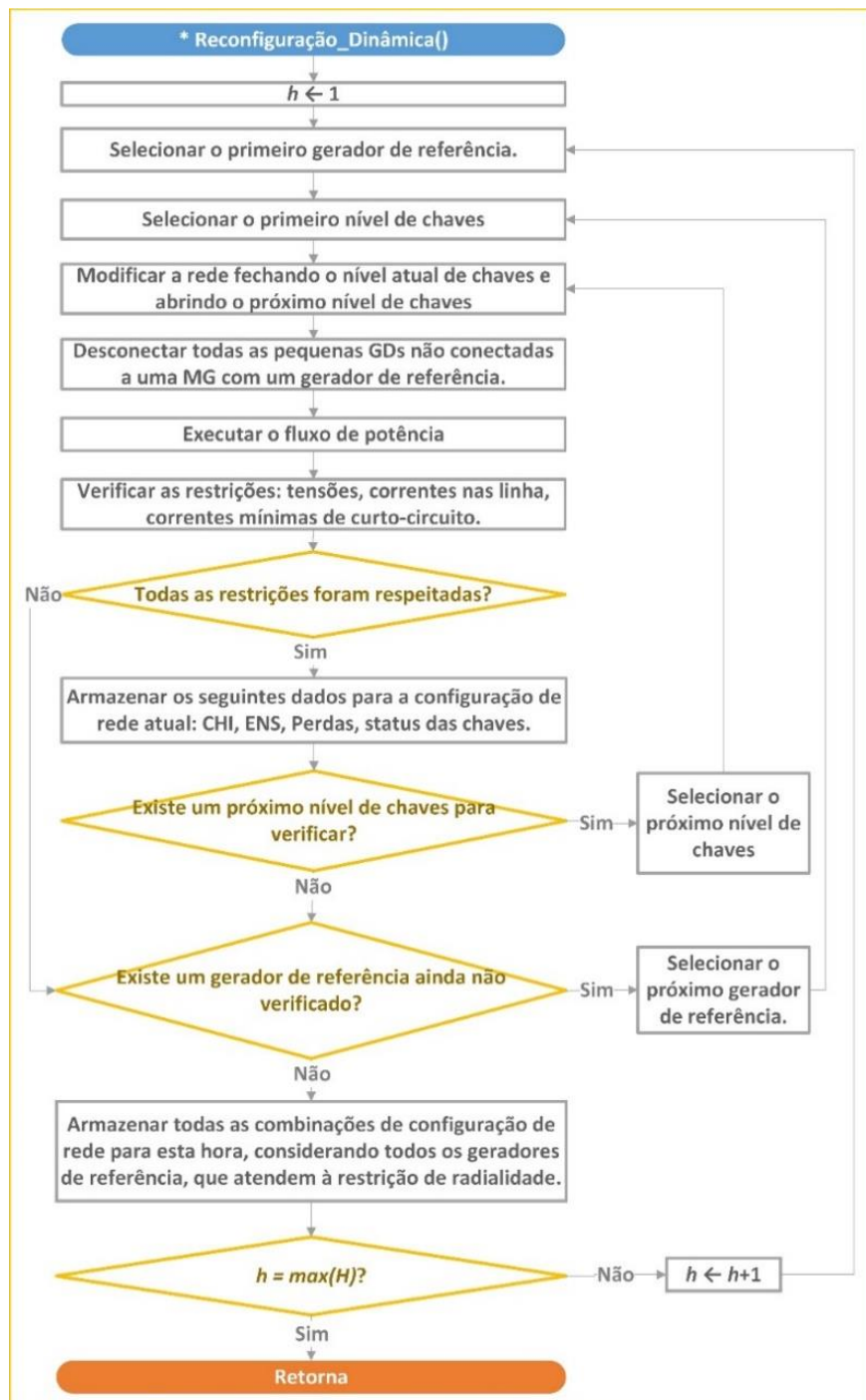
Conforme apresentado por Lavorato et al. (2012) a topologia da rede pode ser considerada um grafo que consiste em arcos (ramos) e nós (barramentos). Considerando também a teoria dos grafos, em que uma árvore é um grafo conectado sem laços, é possível fazer uma analogia da topologia radial de uma rede com uma árvore (LAVORATO et al., 2012) onde o nó de origem (a raiz da árvore) é o gerador de referência. Considerando apenas os arcos, cada um tem uma relação pai/filho, sendo o pai o mais próximo da raiz da árvore (gerador de referência) e os filhos os ramos conectados ao pai, em direção às cargas. Todos os filhos estão no mesmo nível hierárquico. O próximo nível hierárquico é o dos filhos desses filhos e assim por diante, até que o último ramo da configuração da rede seja explorado.

A partir da árvore obtida pelo algoritmo, algumas das linhas são representações de chaveamentos, ou seja, linhas com comprimento zero. O próximo passo é obter a árvore geral (com barramentos e linhas) apenas a árvore com as chaves, com os respectivos níveis de cada chave. Também é obtido o *status* (aberto ou fechado) de cada chave para a configuração original (ou seja, após o isolamento da falta e antes de qualquer reconfiguração).

3.4 RECONFIGURAÇÃO DINÂMICA DE REDE (RDR)

Após a etapa de pré-processamento dos dados, as etapas de reconfiguração dinâmica da rede são aplicadas para o período analisado H. Essas etapas são ilustradas pela função Reconfiguração_Dinâmica () no fluxograma da Figura 3.6.

Figura 3.6 - Função Reconfiguração_Dinâmica ()



Fonte: Autora

Para cada hora no conjunto H, o seguinte algoritmo guloso é executado:

1. Selecione o primeiro gerador de referência;
2. Selecione o primeiro nível de opções na árvore;

3. Modificar a rede fechando o nível atual de chaves e abrindo o próximo nível (guloso);
4. Na etapa 4, todos as GDs não conectados a uma subestação ou a um gerador de referência devem ser desconectados da rede;
5. Execute o fluxo de potência;
6. Verifique as seguintes restrições: limites inferior e superior de tensão, corrente de linha, corrente mínima de curto-circuito e limites de geradores distribuídos;
7. Se todas as restrições na etapa 6 foram respeitadas, os seguintes dados para a configuração de rede atual são armazenados: número de horas do consumidor interrompidas, energia não fornecida, perdas e status de novas chaves. Se alguma das restrições em 6, excluindo o limite superior de tensão, não tiver sido respeitada, vá para a etapa 9;
8. Se houver um próximo nível de chaves na árvore a ser verificado, selecione este novo nível e vá para a etapa 3; caso contrário, vá para a etapa 9;
9. Se houver um gerador de referência ainda não verificado, selecione este novo gerador e vá para a etapa 2; caso contrário, vá para a etapa 10;
10. Armazene todas as combinações de configurações de rede viáveis na hora atual, considerando todos os geradores de referência atendendo à restrição de radialidade. A restrição de radialidade é considerada nesta etapa e não na etapa 6 porque deve considerar todos os geradores na configuração final e não cada gerador de referência individualmente;
11. Se a hora for menor que a hora máxima do H definido, a hora é incrementada como $(h + 1)$; vá para a etapa 1.

O algoritmo começa selecionando o primeiro gerador de referência, por exemplo, uma subestação ou um GD em um barramento. Em seguida, a etapa 2 seleciona o nível de chaves mais próximo do respectivo gerador de referência. O passo 3 aplica uma lógica de chaveamento guloso, fechando todas as chaves no nível atual e abrindo as do próximo nível (chaves filhas) simultaneamente. Esta ação evita a exploração de todas as possibilidades de chaveamento possíveis, reduzindo a complexidade computacional. A razão é que se alguma restrição não for respeitada (passo 6), como limite de linha, limite mínimo de tensão ou equipamento de proteção detectando uma falta para correntes de carga, não é necessário analisar a possibilidade de atribuir mais cargas a esta configuração.

Para garantir a convergência do fluxo de potência, atender aos requisitos mínimos dos níveis de tensão e frequência, e garantir que o sistema de proteção detecte uma possível falta, a etapa 4 desconecta todos os GDs na região da rede afetada pela interrupção de energia não conectada a uma subestação ou para um gerador de referência, capaz de garantir referências de tensão e frequência (MOREIRA; PEÇAS LOPES, 2012). Portanto, as GDs de alimentadores adjacentes não serão desconectadas da rede se estiverem conectados a uma subestação de referência ou gerador. O processo de desconexão de GDs operando isoladas da rede, que também não estejam conectadas a uma geração capaz de garantir referências de tensão e frequência, ocorre por não ser possível garantir a convergência do fluxo de potência e a estabilidade da ilha (MOREIRA; PEÇAS LOPES, 2012).

Na etapa 5, o fluxo de potência é realizado para a configuração de rede analisada, obtendo os valores de potência dos geradores, corrente em cada ramal, tensão e corrente mínima de curto-circuito em cada barramento. Neste trabalho, o OpenDSS (2020) foi utilizado para realizar o cálculo do fluxo de potência. Uma alternativa ao OpenDSS, pode ser as formulações de fluxo de potência linear para reconfiguração apresentadas por Arif et al. (2019).

A etapa 6 verifica as restrições dos limites de geração, limites de tensão, sobrecorrente em cada ramal considerando as cargas e perdas e os ajustes de proteção. A etapa 7 verifica se todas as restrições foram atendidas. Nesse caso, os critérios que serão analisados na função objetivo são armazenados. Além disso, o novo status de cada chave também é armazenado. Se as restrições não forem atendidas, excluindo o limite superior de tensão, não há necessidade de explorar mais a árvore de chaves do gerador de referência de corrente, na busca por novas configurações de rede. A razão é que, como na etapa 3, é aplicada a lógica gulosa, sempre adicionando novos barramentos, e assim, se na etapa 7 for verificada alguma violação de restrição, como limite de linha, limite mínimo de tensão ou equipamento de proteção detectando falta para correntes de carga, a tendência é apenas piorar à medida que mais cargas serão adicionadas. As etapas 3 a 7 são repetidas enquanto houver um próximo nível de chaves a serem manobradas, conforme verificado na etapa 8.

Na etapa 9, embora haja um gerador de referência a ser analisado, as etapas 2 a 8 são repetidas. Das etapas 1 a 9, o algoritmo explora a configuração da rede a partir da perspectiva de cada gerador de referência individualmente, considerando os

GDs conectados a essas redes com geradores. Na etapa 10, as combinações dessas configurações obtidas no tempo atual são verificadas e armazenadas considerando todas as possibilidades que envolvem o atendimento simultâneo de um ou mais geradores de referência. Por exemplo, considere um gerador de referência A com 2 configurações de rede viáveis [I e II] e outro B com 3 configurações de rede viáveis [III, IV e V], conforme obtido nas etapas 1 a 9. A etapa 10 analisará as seguintes combinações: I; II; III; IV; V; I-III; I-IV; I-V; II-III; II-IV; e II-V. A restrição de radialidade também é verificada para todas as combinações de configuração de rede para cada hora, excluindo aquelas que não atendem aos requisitos mínimos. No exemplo anterior, se o fornecimento da rede pelos geradores A e B simultaneamente através das configurações II e V violar a restrição de radialidade, esta combinação II-V é retirada do conjunto, e o que resta é o seguinte: I; II; III; IV; V; I-III; I-IV; I-V; II-III; e II-IV. A etapa 11 garante que o processo seja repetido por todo o período H.

3.4.1 Restrições de Reconfiguração

Esta seção apresenta a descrição de todas as restrições presentes no modelo de reconfiguração desenvolvido nesta tese. A Tabela 3.1 apresenta a descrição dos dados.

Tabela 3.1 – Definição dos dados

Conjunto	Descrição
Ω^B	conjunto de barras
Ω_{hc}^{B*}	conjunto de barras energizadas no instante h e na topologia c
Ω_{hc}^G	conjunto de barras energizadas contendo fontes de referência (subestação ou GD) no instante h e na topologia c
Ω_c^k	conjunto de linhas da topologia c
$\Omega^{k(.,i)}$	conjunto de linhas conectadas a barra “para” i
Ω^{CH}	conjunto de chaves
Ω^{GD}	conjunto de geradores distribuídos
Ω^L	conjunto de barras contendo carga
Ω_{hc}^{IL}	conjunto de cargas interrompidas no instante h e na topologia c
$\Omega^{CH(.,i)}$	conjunto de chaves das linhas conectadas na barra “para” i

índice	Descrição
c	índice de topologia de rede
h	instante de tempo em horas
i	índice de barras
k	índice de linhas
α	índice de alternativas de topologia de rede

Parâmetro	Descrição
NC_i	número de consumidores da barra i
A	conjunto de alternativas de topologia de rede
H	conjunto de instantes de tempo
I_k^{trip}	corrente de disparo do dispositivo de proteção da linha k
I_k^{max}	limite máximo de corrente admissível na linha k
$P_i^{GD,max}$	limite máximo de potência da GD conectada a barra i
$P_i^{GD,min}$	limite mínimo de potência da GD conectada a barra i
V^{max}	limite máximo de tensão
V^{min}	limite mínimo de tensão
P_{hi}^L	potência da carga conectada a barra i no instante h
w_1, w_2, w_3 e w_4	pesos das variáveis de decisão da função objetivo
R_{hc}	número de ramos (linhas) energizados no instante h e na topologia c

Variável	Descrição
CHI_{hc}	consumidor-hora interrompido no instante h e na topologia c
$CHOP_{\alpha h}$	número de chaveamentos no instante h e na topologia α
ENS_{hc}	energia não-suprida no instante h e na topologia c
I_{hck}	corrente na linha k , no instante h e na topologia c
P_{hci}^{GD}	potência da GD conectada a barra i no instante h e na topologia c
P_{hck}^{perdas}	perdas na linha k no instante h e na topologia c
$perdas_{hc}$	perdas totais no instante h e na topologia c
$st_{\alpha hk}^{CH}$	estado lógico da chave da linha k , no instante h e na topologia α , $\forall k \in \Omega^{CH}$ em que 1 significa “fechado” e 0 significa “aberto”.
V_{hci}	tensão na barra i , no instante h e na topologia c

$I_{hci}^{F,min}$ corrente de falta mínima na barra i , no instante h e na topologia c

- Os alimentadores não devem operar com sobrecarga:

$$I_{hck} \leq I_k^{max}, \forall h \in H, c \in C, k \in \Omega^K \quad (1)$$

- Equipamentos de Proteção (COMASSETTO et al., 2008):

$$I_{hck} < I_k^{trip} < I_{hci}^{F,min}, \forall h \in H, c \in C, k \in \Omega^{CH(.,i)}, i \in \Omega^B \quad (2)$$

- Limites de tensão:

$$V^{min} \leq V_{hci} \leq V^{max}, \forall h \in H, c \in C, i \in \Omega^B \quad (3)$$

- Limites de potência de geradores distribuídos despacháveis:

$$P_i^{GD,min} \leq P_{hci}^{GD} \leq P_i^{GD,max}, \forall h \in H, c \in C, i \in \Omega^{GD} \quad (4)$$

- Radialidade da rede:

$$R_{hc} = |\Omega_{hc}^{B*}| - |\Omega_{hc}^G|, \forall h \in H, c \in C \quad (5)$$

As restrições verificadas na etapa 6 do algoritmo de reconfiguração dinâmica são definidas pela Equação 1 à Equação 4. A restrição na Equação 1 define o limite de carga de cada linha, ou seja, a corrente elétrica máxima, sem danificar o isolamento. A restrição da Equação 2 define os limites para a corrente de disparo do equipamento de proteção, que não deve ser ativado para correntes de carga mais perdidas e deve detectar a corrente mínima de curto-circuito. Esta configuração do equipamento de proteção deve ser respeitada em cada configuração de rede, e o tempo deve ser analisado. Os limites de tensão em cada barramento são expressos na Equação 3 e a Equação 4 garante os limites de potência superior / inferior dos GDs.

A restrição de radialidade na etapa 10 é garantida pela Equação 5, onde R é o número de ramos energizados da solução considerando todos os geradores de

referência, ou seja, um barramento não deve ser definido mais de uma vez como um 'para barramento' (COMASSETTO et al., 2008). Em outras palavras, a Equação 5 garante que $|\Omega_{hc}^{B*}| - |\Omega_{hc}^G|$ os ramos serão energizados para fornecer $|\Omega_{hc}^{B*}| - |\Omega_{hc}^G|$ nós de carga e que a solução final terá $|\Omega^G|$ topologias radiais. Vale ressaltar que, como no passo 4 do algoritmo apresentado na Seção 4.3 todos as GDs não conectados a uma subestação ou gerador de referência são desconectados da rede. No caso deste algoritmo, executado pelo software *OpenDSS*, não há necessidade de restrições extras para garantir essas desconexões, como as apresentadas Lavorato et al. (2012). Se as restrições na etapa 6 do algoritmo de reconfiguração dinâmica forem satisfeitas, os valores calculados na etapa 5 serão armazenados na etapa 7. Esses valores são formulados pela Equação 6 a Equação 8.

- Número de consumidor-horas interrompido:

$$CHI_c = \sum_{h \in H} \sum_{i \in \Omega_{hc}^{L}} NC_i \quad (6)$$

- Energia não suprida:

$$ENS_c = \sum_{h \in H} \sum_{i \in \Omega_{hc}^{L}} P_{hi}^L \quad (7)$$

- Perdas totais de energia:

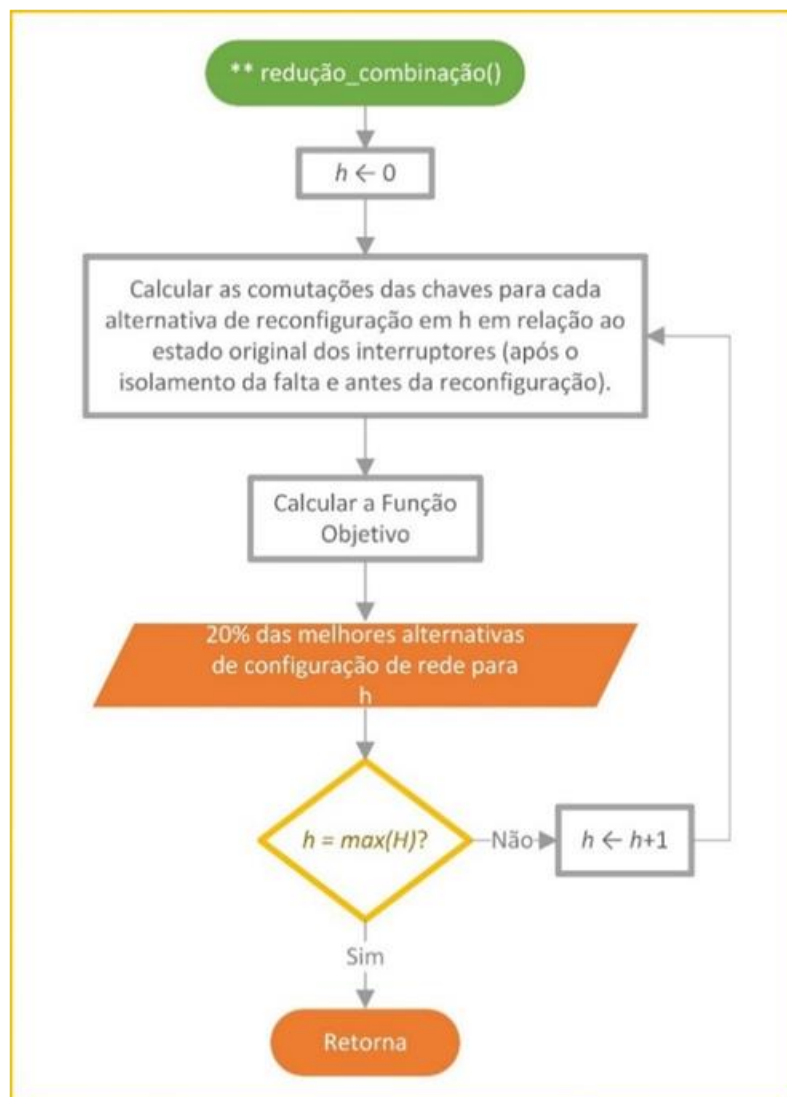
$$perdas_c = \sum_{h \in H} \sum_{k \in \Omega_c^K} P_{hk}^{perdas} \quad (8)$$

Conforme Equação 6, o consumidor-horas interrompido (*CHI*) é definido como a soma do número de consumidores interrompidos para cada configuração de rede e hora, onde cada barramento tem um número associado de clientes (NC_i). A energia não suprida é definida pela Equação 7, que considera a potência da carga conectada a barra i no instante h , e as perdas de energia são definidas pela Equação 8.

Conforme mostrado no fluxograma da

Figura 3.6 , após obter o conjunto de todas as configurações viáveis possíveis para cada hora (passos 1 a 11 da seção 3.4), as alternativas devem ser calculadas com todas as combinações de configurações de rede, considerando agora todos os períodos. Para reduzir o número de configurações em cada hora, antes de considerar o problema de forma dinâmica, após calcular os pesos dos critérios apresentados na seção seguinte, cada hora do período H é considerada individualmente, apresentada pela função `combinação_redução ()` na Figura 3.7 e definido como segue.

Figura 3.7 - Função `redução_combinação ()`



Fonte: Autora

Para cada h em H :

1. Calcule as operações de chaveamentos com a Eq. 9 considerando a variação do estado original das chaves (após o isolamento da falha e antes da reconfiguração) para a hora atual h analisada;

2. Calcule o FO com a Equação 12 considerando H como h ;

3. Armazene as melhores soluções de configuração de rede 20% por hora. Este parâmetro de 20% foi definido empiricamente e pode ser alterado de acordo com a estratégia desejada para a qualidade e velocidade de resposta.

Com o novo conjunto reduzido de configurações de rede para cada hora, as alternativas com as possíveis combinações de rede para todo o período H são calculadas dinamicamente. Em seguida, as operações de troca são calculadas considerando a mudança no status de cada troca (st^{CH}) entre cada hora para cada alternativa, conforme definido na Equação 9:

$$CHOP_{\alpha h} = \sum_{\forall k \in \Omega^{CH}} |st_{\alpha h k}^{CH} - st_{\alpha (h-1)k}^{CH}|, \forall \alpha \in A, h \in H \quad (9)$$

Onde A é o conjunto de alternativas com uma configuração de rede para cada hora. Por exemplo, para $A = \{(1,3,7,6), (2,4,5,1), \dots\}$, na primeira alternativa ($\alpha = 1$), hora 1 tem configuração de rede ($c = 1$), hora 2 tem configuração de rede 3 e assim por diante. Cada configuração de rede possui o status de cada chave na rede, onde 1 significa fechado e 0 significa aberto.

3.4.2 Definição dos pesos dos critérios

Como existem diferentes critérios sendo analisados sem uma base comum (número de consumidores, energia e operações de chaveamento), esta seção modela os pesos de cada critério para refletir a importância relativa entre cada critério. O método AHP é aplicado ao processo de tomada de decisão para escolha da melhor alternativa de reconfiguração. O AHP utiliza o conceito de modelagem de preferência, utilizando como parâmetros os critérios do problema convertidos em pesos, e assume que a decisão está relacionada a uma função. A principal característica do método é a decomposição do problema em níveis hierárquicos, nos quais os julgamentos comparativos dos critérios são feitos em pares. Assim, cada critério é avaliado com o

grau de importância em relação a outro (LAVORATO et al., 2012; BERNARDON et al. 2011; POPOV, 1999).

Na abordagem proposta, os critérios a serem minimizados e, assim, melhorar o funcionamento da rede são os seguintes: consumidores interrompidos, energia não fornecida, perdas de energia e operação de comutação. Supondo que C_1, C_2, \dots, C_n seja o conjunto de funções objetivo, os julgamentos quantificados sobre pares de objetivos são então representados por uma matriz n por n :

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots \\ C_1 & \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \end{bmatrix} \\ C_2 & \begin{bmatrix} 1/a_{12} & 1 & \dots & a_{2n} \end{bmatrix} \\ \vdots & \begin{bmatrix} \dots & \dots & 1 & \dots \end{bmatrix} \\ C_n & \begin{bmatrix} 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Onde n é o número de funções objetivo e as entradas a_{ij} ($i, j = 1, 2, \dots, n$) são definidos pelas seguintes regras, conforme Bernardon et al. (2011):

- Se $a_{i,j} = \gamma$, então $a_{j,i} = 1/\gamma$, onde γ é um valor de intensidade determinado pelos operadores;
- Se C_i é considerado de igual importância relativa para C_j , então $a_{i,j} = 1$;
- $a_{j,i} = 1$ em particular para todos $i = j$.

Cada critério foi avaliado por especialistas, definindo o respectivo grau de importância em relação ao outro (com base na escala de intensidade de importância apresentada em Saaty e Vargas (2012), com a seguinte matriz de julgamento:

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & C_3 & C_4 \\ C_1 & \begin{bmatrix} 1 & 3 & 7 & 9 \end{bmatrix} \\ C_2 & \begin{bmatrix} 1/3 & 1 & 3 & 7 \end{bmatrix} \\ C_3 & \begin{bmatrix} 1/7 & 1/3 & 1 & 5 \end{bmatrix} \\ C_4 & \begin{bmatrix} 1/9 & 1/7 & 1/5 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Onde:

$$\begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \\ C_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} CHI \\ ENS \\ Perdas \\ CHOP \end{bmatrix}$$

O autovalor máximo e o autovetor correspondente da matriz de julgamento M

são calculados. Se uma concessionária de energia deseja, por exemplo, reduzir ainda mais o número de manobras, em detrimento da restauração da carga, o seguinte passo deve ser realizado: na matriz M , aumente a preferência de C_4 sobre outros critérios. O vetor de ponderação que contém os valores de ponderação para todos os objetivos é então determinado normalizando este vetor próprio. Os pesos de cada critério são calculados de acordo com a Equação 10 (SAATY, 1990; BERNARDON et al., 2011; SAATY; VARGAS, 2012) da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_k \end{bmatrix} \quad (10)$$

Onde w_k é o peso do critério k . Ao aplicar a Equação 10, obtemos a seguinte matriz de pesos.

$$\begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ w_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,63 \\ 0,22 \\ 0,09 \\ 0,06 \end{bmatrix}$$

Para verificar a eficácia da matriz correspondente, primeiramente, deve-se calcular um índice de consistência (IC), definido pela Equação 11 para uma matriz de julgamento de tamanho n . Então, uma razão de consistência (RC) é calculada dividindo a Equação 11 por um Índice Aleatório de Consistência de Julgamento (IR) relacionado ao número de critérios comparados. Uma tabela com a ordem da matriz e o valor de RI pode ser encontrada em Saaty e Vargas (2012) onde para quatro critérios, IA = 0,89, RC \leq 0,10 é considerado aceitavelmente sensível e preciso.

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (11)$$

Onde λ_{max} é o autovalor máximo da matriz de julgamento. Para a implementação realizada no presente estudo, $\lambda_{max} = 4,32$. Então, considerando RI = 0,89, o CR é igual a 0,07. Como a razão de consistência é inferior a 0,10, é considerada aceitável.

3.4.3 Função Objetivo

O objetivo do problema de RDR é minimizar o número de consumidores interrompidos, energia não suprida, ou seja, a energia desses consumidores interrompidos, as perdas totais do sistema e as operações de chaveamento em cada momento do período analisado. A minimização das operações de manobra visa evitar possíveis faltas elétricas ou de comunicação no envio de comandos para abrir ou fechar chaves e, ao mesmo tempo, evitar o envio de equipes para o campo no caso de chaves manuais. A Função Objetivo (FO) é definida pela Equação 12.

$$FO = \min_{\forall \alpha \in A} \sum_{h=1}^{|H|} (CHI_{hA_{\alpha h}} \times w_1 + ENS_{hA_{\alpha h}} \times w_2 + Perdas_{hA_{\alpha h}} \times w_3 + CHOP_{\alpha h} \times w_4) \quad (12)$$

Os valores dos critérios são normalizados por seus respectivos máximos do espaço de solução. A melhor alternativa será a alternativa com o menor valor de FO para o período analisado H. Esta alternativa terá uma configuração de rede para cada hora do período analisado, e cada configuração terá um status para cada chave da rede. Por exemplo, se $A_{\alpha h} = \{(1,3,7,2,6), (2,4,5,1,6), \dots\}$ e considerando a melhor alternativa como a primeira, ou seja, $\alpha = 1$, para $h = 1$, a configuração da rede é $c = 1$. Para $h = 2$, $c = 3$ e assim por diante, cada configuração tem o status de cada chave, onde 1 significa fechado e 0 significa aberto.

Deve-se notar que os critérios de *CHI*, *ENS* e *perdas* variam dependendo da configuração da rede e do tempo de acordo com as condições operacionais variáveis do sistema por hora. Considerando o exemplo anterior, esses critérios possuem os mesmos valores em A_{15} e A_{25} , embora sejam alternativas diferentes, pois se trata da mesma configuração para a mesma hora. O critério de troca, por outro lado, também depende da configuração de rede da hora anterior. Ou seja, não basta saber a configuração e a hora; como nos critérios anteriores, também é necessário conhecer a alternativa (α) para saber a configuração da hora anterior. Por essa razão, *CHI*, *ENS* e *perdas* têm os índices h e c (dados por $A_{\alpha h}$), enquanto *CHOP* tem os índices α e h .

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O presente capítulo apresentou a metodologia proposta para restabelecimento dinâmico. Inicialmente discutiu-se a formulação do problema estudado nesta tese, abordando as principais características envolvidas em problemas de restabelecimento de energia em situações de contingência.

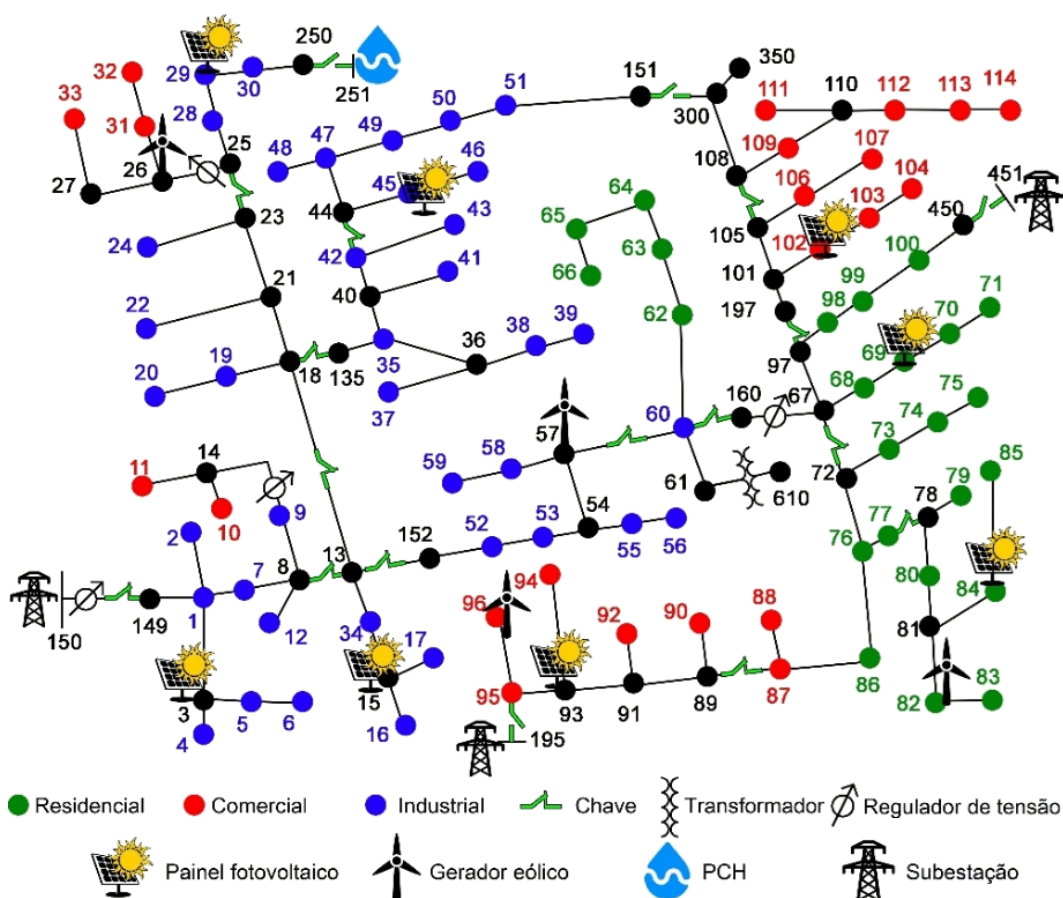
Em seguida foram apresentados os estágios do algoritmo de solução para o problema de reconfiguração dinâmico de rede. A função objetivo e as restrições envolvidas no problema de reconfiguração foram expostas, bem como o processo utilizado para tomada de decisão abordando múltiplos critérios.

4 RESULTADOS ENCONTRADOS COM A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 ESTUDOS DE CASOS

Para avaliar o modelo proposto, dois estudos de caso são realizados no sistema de distribuição trifásico desequilibrado IEEE 123 barras com 91 nós de carga, conforme Kersting (1991) e IEEE PES (2014) (ANEXO A), modificado com 13 sistemas GDs adicionais, conforme apresentado na Figura 4.1 . A rede também tem as seguintes chaves Normalmente Abertas (NA): 151-300, 450-451, 95-195 e 250-251. Os geradores de referência considerados são as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e 3 Subestações (SUB). Contingências de linha são consideradas para dois cenários de emergência diferentes.

Figura 4.1 - Sistema de distribuição IEEE 123-barras com GDs e geradores de referência



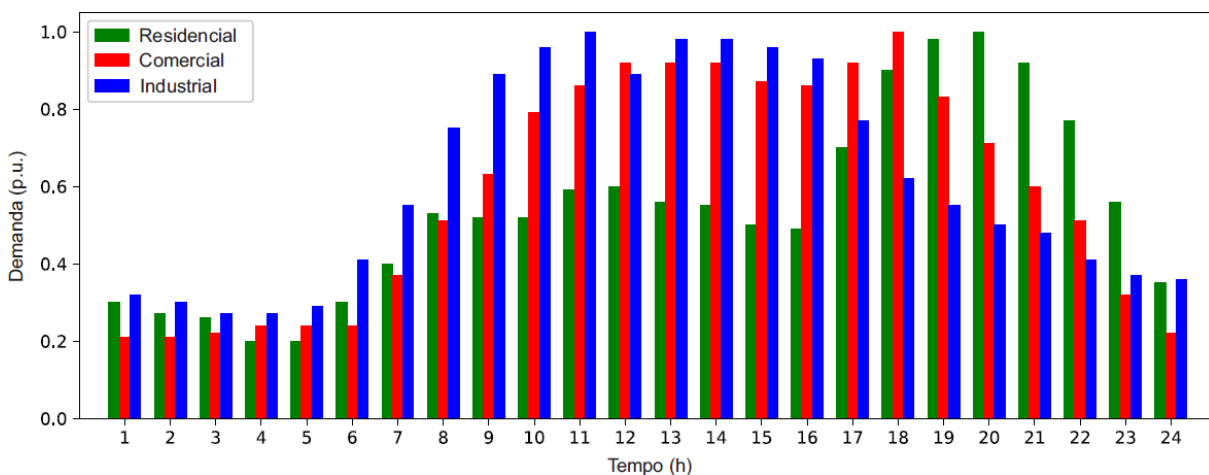
Fonte: Autora

A análise de otimização é realizada por um período de 5 horas (14h às 18h) a partir da incidência da falta, que é um tempo médio de restauração. As localizações das contingências são escolhidas aleatoriamente. As tarefas computacionais são realizadas em uma CPU Intel i9-9900kS 4 GHz com 8 núcleos e 24 GB de RAM. O problema é modelado em *Python* usando *OpenDSS* para realizar o fluxo de energia através da biblioteca *DSS Python* (MEIRA, 2020).

4.1.1 Parâmetros de GDs e carga

Pressupõe-se que as cargas tenham padrões variáveis no tempo com uma distribuição comum do perfil de carga para cada tipo de consumidor de acordo com Schmitz, Garcia e Bernardon (2019), conforme apresentado na Figura 4.2. Para calcular o número de consumidores residenciais em cada carga, considera-se que cada consumidor tem uma demanda de 10 kW e um fator de coincidência de 0,55 para a demanda de carga, conforme apresentado em Satsangi e Kumbhar (2018). Por exemplo, para uma carga de 70 kW em um barramento e fase, o número total de consumidores é $70 \text{ kW} / (0,55 \times 10\text{kW})$, resultando em 12,73 consumidores, que é arredondado para 13 consumidores. Para situações comerciais e industriais, é considerado 1 consumidor por carga. As classificações dos clientes e as atribuições de barras correspondentes são mostradas na Figura 4.2 com base no estudo de Satsangi e Kumbhar (2018).

Figura 4.2 - Potência normalizada de cargas



Fonte: Autora

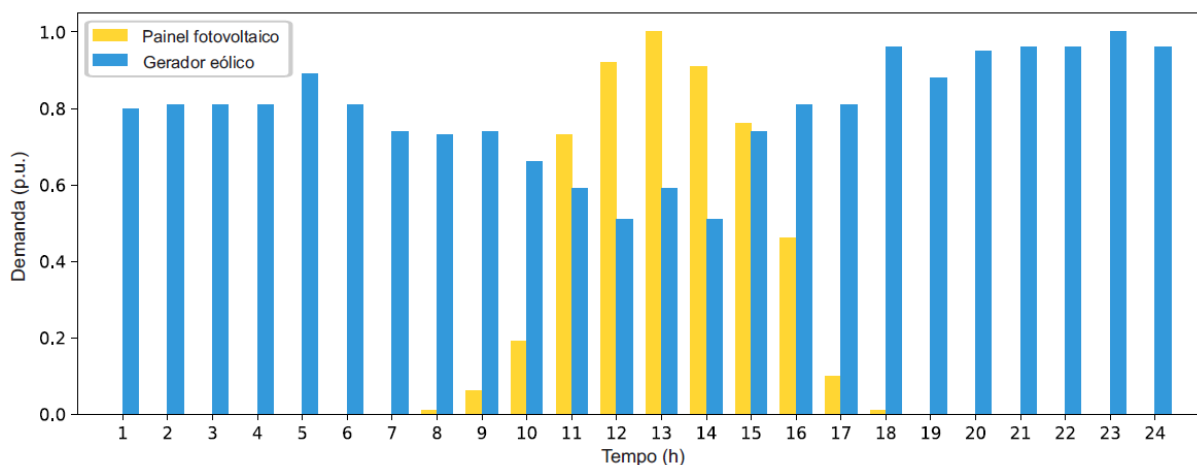
A rede é modificada com 13 GDs adicionais: 8 Painéis Fotovoltaicos (PFs) com 25 kW cada; 4 Geradores Eólicos (GEs) com 100 kW cada; e 1 PCH com 500 kW. As localizações das GDs podem ser vistas na Figura 4.1 . O detalhamento de cada GD é apresentado na Tabela 4.1 juntamente com as respectivas quantidades de potência.

Tabela 4.1 - Parâmetros dos geradores distribuídos

Barras	Gerador	Potência (kW)
150, 451, 195	Substação	5000
251	PCH (gerador referência)	500
3, 15, 29, 45, 69, 84, 93, 102	PF	25 cada
26, 57, 82, 96	GE	100 cada

Uma sazonalidade diária de PFs e GEs renováveis e não despacháveis é assumida de acordo com Brown (2008), conforme apresentado na Figura 4.3 . As saídas de GD e demandas de carga são modeladas como parâmetros constantes durante o período de restauração, sendo um modelo determinístico independente da incerteza.

Figura 4.3 - Sazonalidade diária de PFs e GEs renováveis e não despacháveis



Fonte: Autora

4.1.2 Parâmetros de corrente e tensão

O limite de transmissão da linha por fase é definido em 530 A para as linhas aéreas trifásicas ACSR 336, 400 26/7 e 230 A para as linhas aéreas monofásicas ACSR 1/0 Saaty e Vargas (2012). A corrente de disparo é definida com a rede operando normalmente, ou seja, antes da falha, há 90% da corrente de falha no barramento onde o equipamento de proteção está instalado. A restrição da Equação 2 irá garantir que em um cenário de emergência, a corrente de *trip* não ative para as correntes de carga mais perdas e ative para a nova corrente de falta naquele ponto, considerando a nova configuração de rede. De acordo com ANEEL (2019), a faixa permitida de desvios de tensão é de -7% e + 5%.

4.1.3 Estudo de caso 1

Para o primeiro cenário de emergência, uma falta na linha 62-63 foi simulada. Para isolar a região da falta, as chaves entre as barras 57 e 60 e entre as barras 60 e 160 são abertas. Após esta operação, os seguintes interruptores são abertos inicialmente: {57-60, 60-160, 450-451, 95-195, 250-251, 151-300}. Os outros inicialmente têm status fechado. Após a aplicação da heurística da Figura 3.5 para o problema de RDR, o valor de 1,4301 foi obtido para o FO. Os valores das variáveis de decisão para o método proposto e sem qualquer reconfiguração são mostrados na Tabela 4.2 , e os status das chaves são descritos na Tabela 4.5. O tempo computacional total é de 122,59 s e o número de alternativas de reconfiguração analisadas é 56.000.

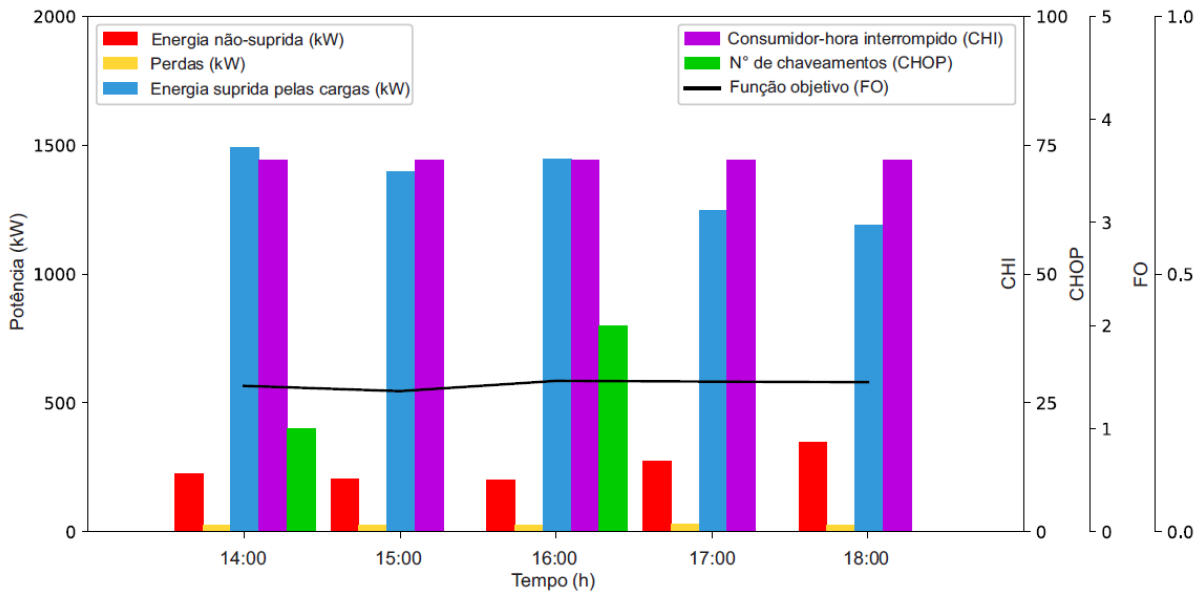
Pode-se observar na Tabela 4.2 que o sistema foi capaz de reduzir significativamente os consumidores interrompidos e a energia não fornecida em relação à configuração original da rede com reduções de 72,20% e 80,88%, respectivamente. As perdas foram maiores porque há mais fluxo de potência nas linhas ao fornecer mais cargas; no entanto, eles ainda são menores em comparação com as perdas com outras configurações possíveis. Se a função heurística *redução_combinação()* não for usada, então o número de alternativas é 18.461.632, e o tempo computacional é 773,85 s. A solução encontrada é a mesma da função *redução_combinação()* embora tenha mais tempo e mais alternativas para analisar.

Tabela 4.2 - Valores das variáveis de decisão para o estudo de caso 1

Tempo (h)	Variáveis de decisão com reconfiguração				Tempo (h)	Variáveis de decisão sem reconfiguração			
	<i>CHI</i>	<i>ENS</i> (<i>kw</i>)	<i>perdas</i> (<i>kW</i>)	<i>CHOP</i>		<i>CHI</i>	<i>ENS</i> (<i>kW</i>)	<i>perdas</i> (<i>kW</i>)	<i>CHOP</i>
14	72	223,10	25,79	1	14	259	1214,05	15,28	0
15	72	204,20	26,27	0	15	259	1123,90	15,13	0
16	72	199,90	27,07	2	16	259	1105,35	11,93	0
17	72	274,40	29,70	0	17	259	1395,10	11,72	0
18	72	345,40	25,77	0	18	259	1683,90	9,53	0
Total	360	1247	134,60	3	Total	1295	6522,30	69,59	0

A Figura 4.4 apresenta a evolução temporal dos critérios analisados e a solução final do FO da Equação 12 acoplado com a energia fornecida às cargas e o valor da própria FO em cada momento. Observa-se que o número de consumidores interrompidos se manteve constante ao longo do período: 71 consumidores residenciais nas barras 61, 62, 63, 64, 65 e 66 e 1 industrial na barra 60. Esse número se manteve constante mesmo com a mudança do sistema topologia de rede, já que não era possível restaurar todas as cargas na região íntegra da rede.

Figura 4.4 - Comportamento das variáveis de decisão para o estudo de caso 1

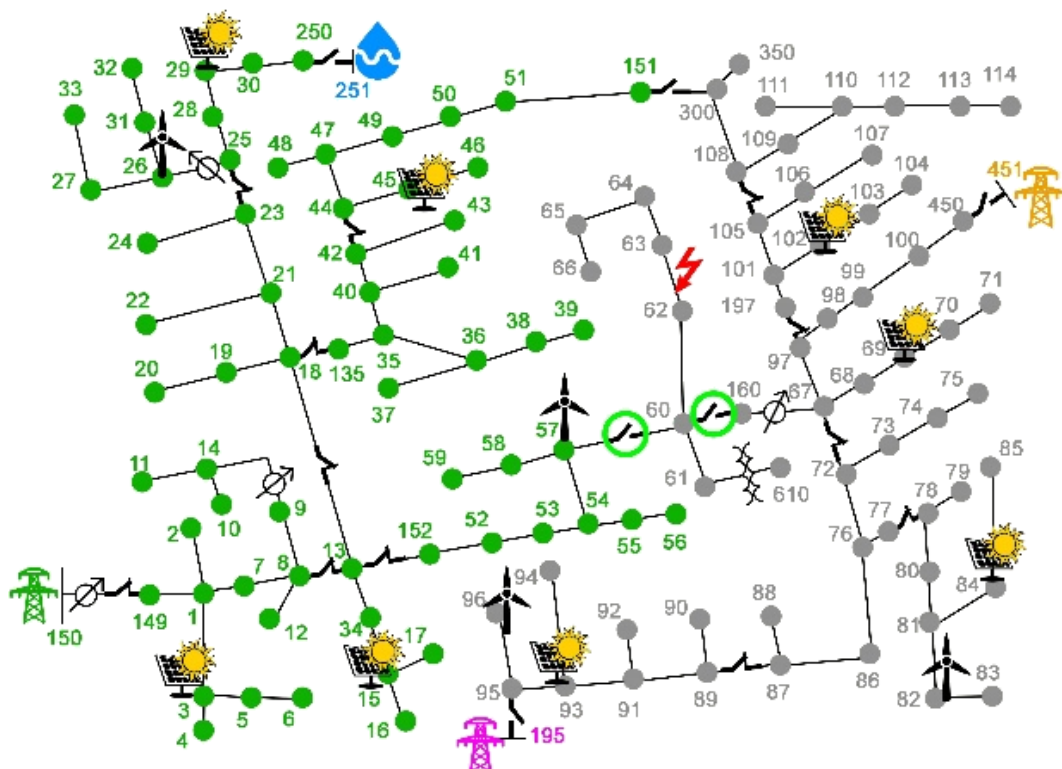


Fonte: Autora

A energia não suprida e as perdas também permaneceram baixas em relação à energia fornecida às cargas. A energia não fornecida apresentou aumento às 17h e 18h, que foi relacionado ao aumento da demanda por cargas residenciais na região desenergizada, conforme pode ser visto na curva de carga da Figura 4.4.

A Figura 4.5 mostra a configuração original da rede para o estudo de caso 1, juntamente com as linhas e barras fornecidas pela SUB 150 (verde), SUB 195 (magenta), SUB 451 (laranja) e GD 251 (azul) e o barramentos desenergizados (cinza). As faltas são representadas por setas vermelhas. Os interruptores que foram fechados são marcados com um círculo vermelho e os que foram abertos são marcados com um círculo verde.

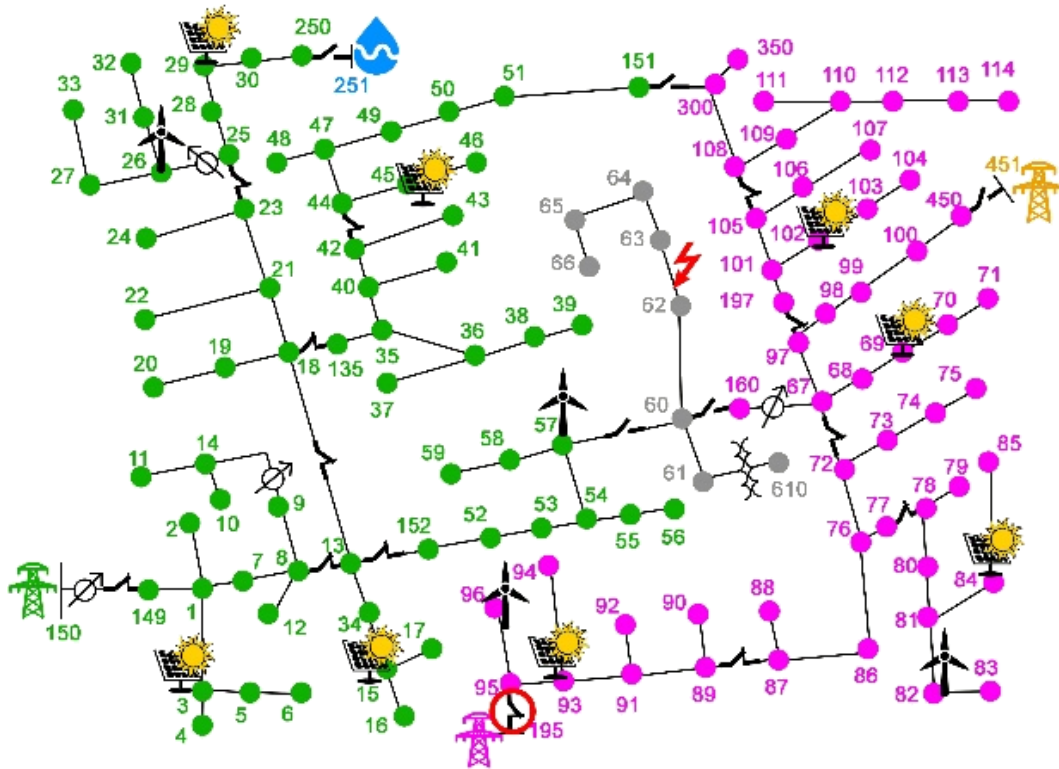
Figura 4.5 - Solução para o estudo de caso 1 com os status originais das chaves



Fonte: Autora

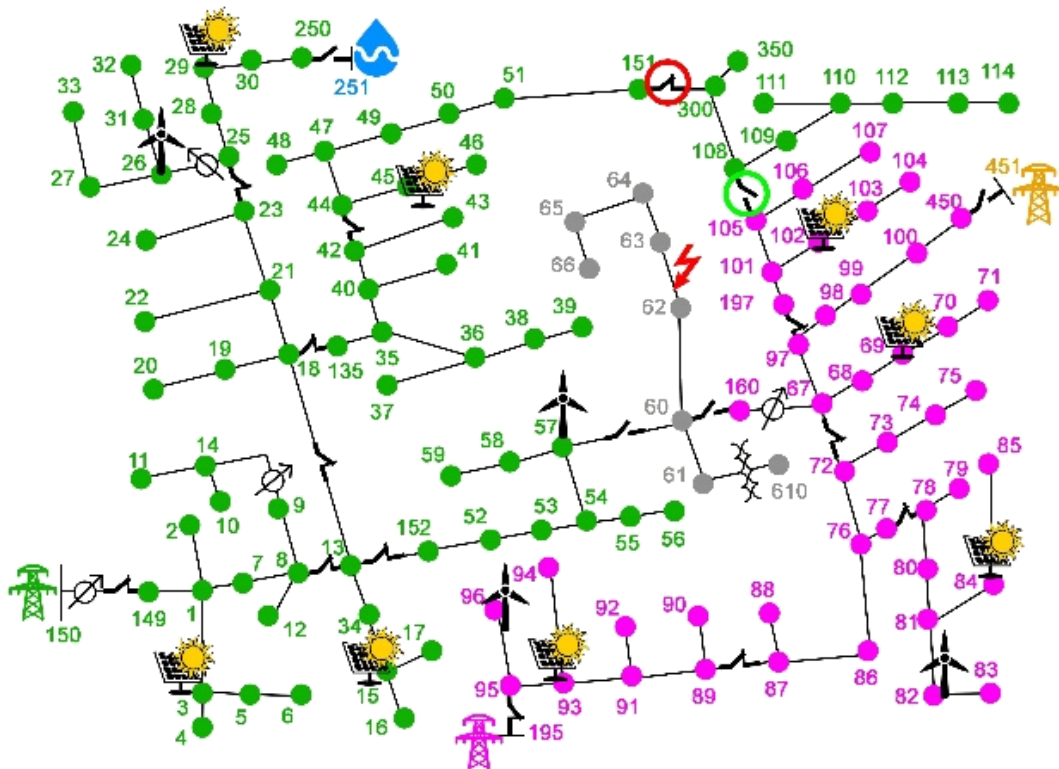
A Figura 4.6 apresenta a solução para o estudo de caso 1 com as configurações de rede para 14 horas e 15 horas. Já a Figura 4.7 mostra a solução para o estudo de caso 1 com as configurações de rede para às 16,17 e 18 horas.

Figura 4.6 - Solução do estudo de caso 1 para 14 e 15 horas



Fonte: Autora

Figura 4.7 - Solução do estudo de caso 1 para 16, 17 e 18 horas

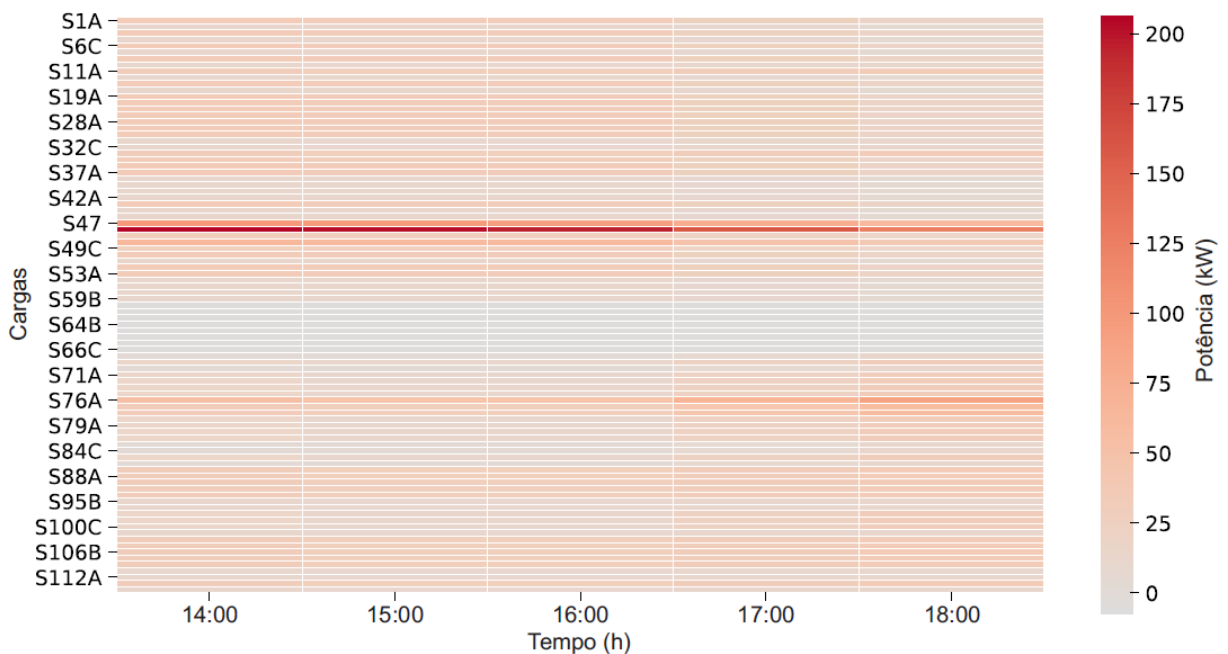


Fonte: Autora

No cenário mostrado na Figura 4.5, não é necessário abastecer cargas pela GD 251 uma vez que o SUB 150 pode fornecer a mesma região. O SUB 150 pode fornecer cargas fechando a chave NA 151-300 e abrindo a chave 97-197. Porém, ao fechar a chave 97-197, a configuração da corrente de *trip* não detectaria a nova corrente inferior de curto-circuito, não sendo uma configuração de rede viável. A SUB 451 também seria uma solução para abastecer a área afetada. Porém, a melhor solução encontrada foi o abastecimento total pelo SUB 195 no horário das 14 horas, reduzindo principalmente as perdas e minimizando as operações de comutação ao longo do período. Às 16 horas, o barramento 113 atinge a tensão de 0,92 p.u., atingindo a restrição do limite mínimo de tensão. A razão é que a geração fotovoltaica presente nesta região é reduzida, e cargas residenciais e principalmente comerciais aumentam sua demanda.

A nova solução encontrada foi uma transferência parcial das cargas da área afetada para a subestação principal, SUB 150. Esta configuração é mantida até o final do horizonte analisado, pois às 17 horas, a restrição do limite mínimo de tensão é acionada na barra 109, e às 18 horas no barramento 110, é a configuração de rede mais eficiente encontrada. A energia fornecida a cada carga em cada hora é apresentada na Figura 4.8 .

Figura 4.8 - Carga fornecida durante o intervalo simulado para o estudo de caso 1



Fonte: Autora

A Figura 4.8 mostra o consumo de energia de cada carga, onde pode-se observar que as cargas com maior demanda são as industriais 47 e 48 com 1 consumidor cada e as residenciais 76 (fase A) com 20 consumidores. Também é possível notar a diminuição de demanda de cargas industriais e comerciais e o aumento de demanda de cargas residenciais a partir das 17 horas. A cor cinza das barras 60, 61, 62, 63, 64, 65 e 66 indica que elas estão desenergizadas, estando na região afetada pela falta.

4.1.4 Estudo de caso 2

Para o segundo estudo de caso, a resposta da metodologia para uma falta nas linhas 15-16 foi analisada. Para isolar a região da falta, a chave entre as barras 8 e 13, a chave entre as barras 13 e 152 e a chave entre as barras 13 e 18 são abertas. Após esta operação, as seguintes chaves são abertas inicialmente: {8-13, 13-18, 13-152, 450-451, 95-195, 250-251, 151-300}. As outras estão inicialmente fechados. A configuração resultante, após o isolamento da falta e antes da reconfiguração, tem três regiões saudáveis, duas das quais não têm fonte de alimentação.

Após a aplicação da heurística da Figura 3.5 para a RDR, obteve-se o valor de 0,5311 para o FO. Os valores das variáveis de decisão para o método proposto sem qualquer reconfiguração são mostrados na Tabela 4.3, e os status das chaves são mostrados na Tabela 4.4. O tempo computacional total é 113,59 s, e o número de alternativas de reconfiguração analisadas é 116.640.

Tabela 4.3 - Valores das variáveis de decisão para o estudo de caso 2

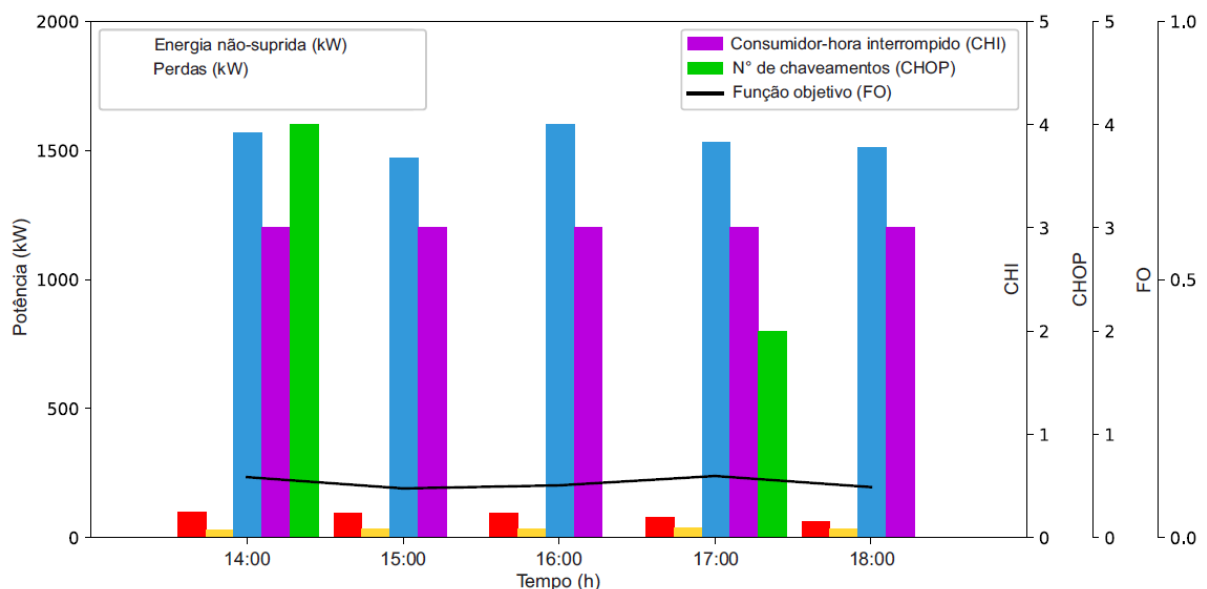
Tempo (h)	Variáveis de decisão com reconfiguração				Tempo (h)	Variáveis de decisão sem reconfiguração			
	<i>CHI</i>	<i>ENS</i> (kW)	<i>perdas</i> (kW)	<i>CHOP</i>		<i>CHI</i>	<i>ENS</i> (kW)	<i>perdas</i> (kW)	<i>CHOP</i>
14	3	98,00	30,63	4	14	294	2556,75	0,69	0
15	3	96,00	31,76	0	15	294	2436,70	0,65	0
16	3	93,00	34,20	0	16	294	2378,50	0,55	0
17	3	77,00	37,07	2	17	294	2465,85	0,49	0
18	3	62,00	33,88	0	18	294	2566,80	0,36	0
Total	15	426,00	167,54	6	Total	1470	12404,60	2,74	0

Como a falta está em um local que leva à desenergização de grande parte da rede, o número de consumidores interrompidos e a energia não suprida antes de qualquer reconfiguração são extremamente elevados, conforme mostrado na Tabela 4.3. Após a aplicação da metodologia de reconfiguração proposta, os critérios analisados melhoraram consideravelmente, reduzindo o *CHI* em 98,98% e a *ENS* em 96,35% com poucas operações de troca. As *perdas* são baixas antes da restauração porque não há muita carga sendo fornecida e, portanto, há baixo fluxo de energia nas linhas.

Se a função heurística *redução_combinação* () não for usada, o número de alternativas é 42.046.290, e o tempo computacional é 1.629,17 segundos, o que demonstra que quanto maior a instância do problema, mais vantajoso é o uso da função. Uma análise mais aprofundada dos tempos computacionais é apresentada na seção 4.1.5. A solução encontrada é a mesma que usa a função *redução_combinação* ().

Analisando o comportamento das variáveis de decisão na Figura 4.9, pode-se verificar que a energia não fornecida e as perdas permaneceram em níveis muito baixos em comparação com a energia entregue às cargas. O sistema também foi capaz de abastecer todos os consumidores das regiões saudáveis da rede, sendo interrompidos apenas os três consumidores industriais da região afetada pela falta.

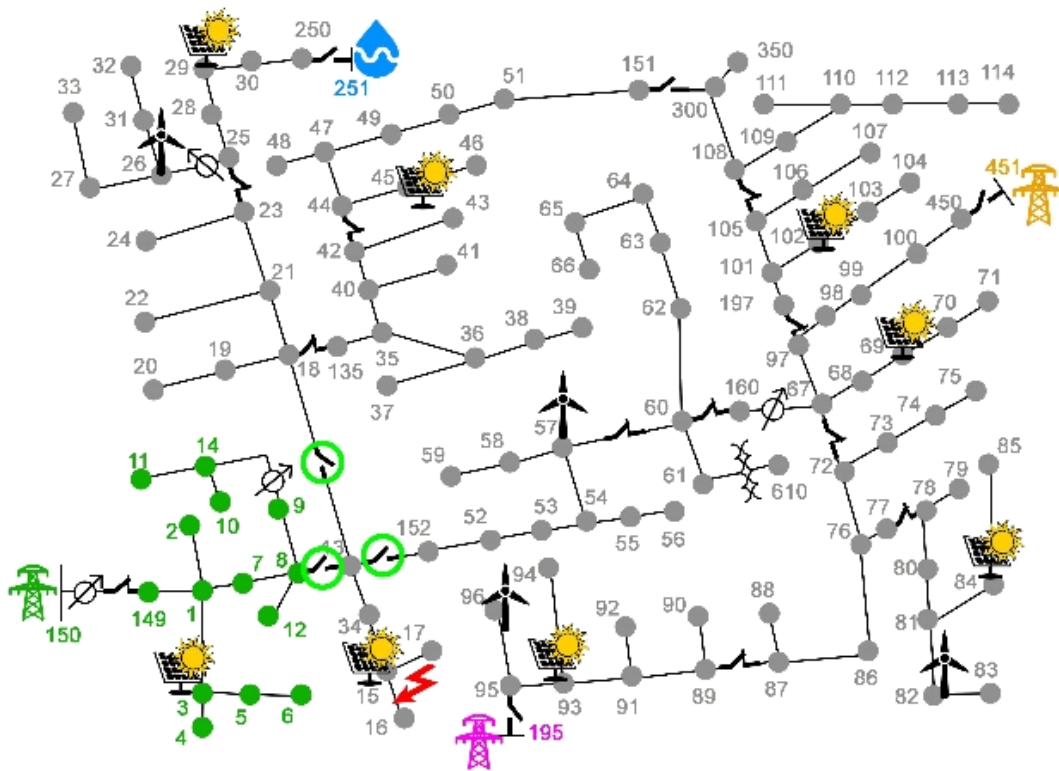
Figura 4.9 - Comportamento das variáveis de decisão para o estudo de caso 2



Fonte: Autora

A Figura 4.10 mostra a configuração original da rede para o estudo de caso 2, juntamente com as linhas e barras abastecidas pela SUB 150 (verde), SUB 195 (magenta), SUB 451 (laranja) e DG 251 (azul) e o barramentos desenergizados (cinza). As faltas são representadas pelas setas vermelhas. As chaves que foram fechados foram marcados com um círculo vermelho e aqueles que foram abertas com um círculo verde. O status de cada chave para cada hora é mostrado na Tabela 4.5.

Figura 4.10 - Solução para o estudo de caso 2 com os status originais das chaves



Fonte: Autora

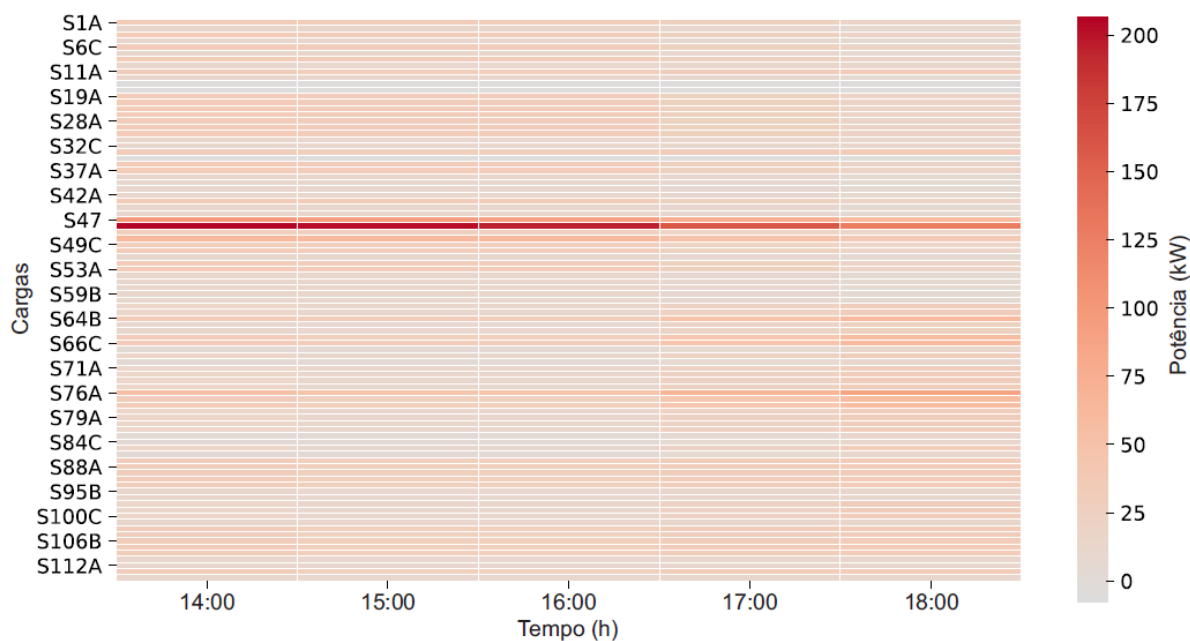
A Figura 4.11 apresenta a solução para o estudo de caso 2 com as configurações de rede para 14, 15 e 16 horas. Enquanto que a Figura 4.12 mostra a solução para o estudo de caso 2 com as configurações de rede para as 17 e 18 horas.

Pode-se observar na Figura 4.10 que a região inicialmente desenergizada é grande, sem possibilidade de suprir mais cargas através da SUB 150. A GD PCH no barramento 251 é a melhor alternativa para o abastecimento da região entre as chaves 13-18 e 42-44. Não é possível fornecer uma região maior pela GD 251 devido ao limite de geração. Apesar do PF estar em alta geração naquele período, o GE não está. A SUB 451, por outro lado, é incapaz de fornecer além da chave 42-44 quando a tensão no barramento 35 atinge [0,92, 0,94, 0,94] p.u., com o limite mínimo de tensão sendo violado até as 16h. O SUB 195 viola a restrição de proteção durante todos os períodos no barramento 60, com a corrente de trip não detectando a corrente mínima de curto-circuito. Às 16 horas, a SUB 195 também viola a tensão mínima no barramento 65 e das 17 horas às 18 horas no barramento 57. Assim, a SUB 451 fornece as cargas até a chave 42-44 no período de 14, 15 e 16 horas.

Conforme visto na Figura 4.9 , às 17 horas, as GEs aumentam, com o GE de 100 kW da barra 26 compensando a redução do PF de 25 kW na barra 29. Ao mesmo tempo, a região atendida pela GD 251 é predominantemente industrial, que tem sua demanda reduzida a partir das 17 horas. Esta circunstância permite que o GD 251 forneça energia para uma região maior, fornecendo todas as cargas até a chave 151-300. Já a SUB 451 sofre um maior impacto na queda de tensão devido à redução do PF na região e ao aumento da demanda dos consumidores comerciais e residenciais entre 17 horas e 18 horas. Portanto, o barramento 66 atinge tensões de [0,93, 0,97, 0,92] p.u. às 17 horas e o barramento 65 atinge tensões de [0,93, 0,97, 0,92] p.u. às 6 da tarde.

Concomitantemente com a queda de tensão, ocorre um aumento nas perdas. Esses fatores levaram a uma transferência das cargas entre as chaves 42-44 e 151-300 da SUB 451 para a GD 251, que se manteve até o final do período analisado. A energia fornecida a cada carga em cada hora pode ser vista na Figura 4.13 .

Figura 4.13 - Carga fornecida durante o intervalo simulado para o estudo de caso 2



Fonte: Autora

Conforme apresentado na Figura 4.13 , as cargas 16, 17 e 34, afetadas pela falta, representam uma pequena parcela do total. Nota-se também que a demanda para as cargas residenciais aumenta, enquanto as demais diminuem a partir das 17 horas. A Tabela 4.4 mostra os estados das chaves para o período analisado para ambos os estudos de caso analisados, destacando as operações de chaveamento realizadas.

Tabela 4.4 - Status das chaves para cada hora para o estudo de caso 1 e caso 2

Chave	Estudo de caso 1						Estudo de caso 2					
	Tempo (h)						Tempo (h)					
	*	14	15	16	17	18	*	14	15	16	17	18
150-149	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
450-451	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
95-195	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
250-251	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1
13-152	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
18-135	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1
60-160	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
97-197	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
151-300	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	0	0
42-44	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1
23-25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8-13	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
13-18	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
105-108	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1
57-60	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
67-72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
87-89	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
77-78	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

* na Tabela 4.4 significa o status original de cada chave, ou seja, após o isolamento da falta e antes das reconfigurações.

4.1.5 Análise de tempo computacional

Para obter uma melhor análise dos tempos computacionais em cada uma das três etapas do algoritmo proposto, os tempos foram medidos nos seguintes pontos, dados na Tabela 4.5:

- Passo 1: do início do algoritmo até o momento imediatamente anterior à função combinação_redução(), ou seja, após o cálculo dos pesos dos critérios;
- Passo 2: medição do tempo requerido pela função combinação_redução();
- Etapa 3: medição imediatamente após a Etapa 2 para o final do algoritmo. Este é o tempo associado aos cálculos para obter as alternativas, os cálculos da FO e escolher a melhor alternativa.

Tabela 4.5 - Tempos computacionais e número de alternativas

Estudo de Caso	Status da função <i>combinação_redução()</i>	Tempo computacional (s)			
		Passo 1	Passo 2	Passo 3	Total
1	On	120,60	0,037	1,95	122,59
	Off	121,00	0,00	652,85	773,85
2	On	109,38	0,040	4,17	113,59
	Off	114,57	0,00	1.514,60	1.629,17

O número de configurações de rede, a partir da saída da função reconfiguração dinâmica(), junto com o número de alternativas, é apresentado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Número de configurações de rede e número de alternativas

Estudo de caso	Status da função <i>redução_combinação()</i>	Número de configurações de rede						Número de alternativas
		14	15	16	17	18	Total	
1	On	7	8	10	10	10	45	56.000
	Off	29	29	28	28	28	142	18.461.632
2	On	8	9	9	12	15	53	116.640
	Off	33	33	33	30	39	168	42.046.290

Na Tabela 4.5, ao comparar o tempo computacional do passo 1 do estudo de caso 1 com o caso 2, nota-se que esse tempo computacional, onde são feitos os cálculos para cada configuração de rede, aumenta pouco com o número de configurações (Tabela 4.6) A razão é que, nesta fase, não existem combinações de configurações de rede entre diferentes períodos de tempo. Outro ponto a ser observado é que, como visto nos tempos do Passo 2, a função *redução_combinação()* requer pouco tempo computacional.

Analisando o tempo computacional no Passo 3 na Tabela 4.5 e o número de alternativas na Tabela 4.6, nota-se que o tempo aumenta significativamente em função do número de alternativas, que é reduzido pela função *redução_combinação()*. Nesta etapa, os cálculos são realizados considerando todas as combinações da configuração da rede e alternando entre os diferentes períodos, ou seja, das 14 horas às 18 horas.

Considere o estudo de caso 2 com a função *redução_combinação()* desabilitada. O passo 1 realiza os cálculos para $33 + 33 + 33 + 30 + 39 = 168$ configurações de rede, ou seja, considerando cada período individualmente. O Passo

3, por sua vez, realiza os cálculos para $33 \times 33 \times 33 \times 30 \times 39 = 42.046.290$ alternativas, ou seja, considerando todo o período analisado ao mesmo tempo. Este aspecto justifica a implementação da heurística redução_combinação() antes de definir as alternativas. O tempo computacional associado às alternativas, representado pelo tempo computacional do Passo 3, aumentou significativamente de 1,95 segundos para 652,85 segundos no estudo de caso 1 e de 4,17 segundos para 1.514,60 segundos no estudo de caso 2.

4.2 CASOS DE REFERÊNCIA

Para demonstrar as contribuições do algoritmo proposto, nesta seção, os estudos de caso são resolvidos considerando uma variação no método proposto com o pico de carga ao longo do período de restauração abordado de forma estática, conforme apresentado por Zidan e El-Saadany (2012).

O método foi implementado considerando as seguintes etapas:

1. É obtida a hora de maior carga para a rede sem contingências;
2. São obtidas as configurações de rede para aquele horário que também atendem às restrições em outros períodos. Estas são verificadas analisando as configurações para a hora de maior carga que também existe nas outras horas;
3. Deste conjunto, obtém-se a configuração com o melhor valor FO;
4. Esta configuração de rede, com o estado de cada chave, é aplicada para todos os períodos, sendo também obtidos os valores dos critérios em cada momento.

A carga da rede para o período analisado é a seguinte (em kW): {14h: 2772,73, 15h: 2708,01, 16h: 2757,72, 17h: 2822,96, 18h: 2696,39}. Em outras palavras, o carregamento mais elevado ocorre às 17 horas. Os resultados são apresentados na Tabela 4.7. Os tempos computacionais totais são 119,79 s para o estudo de caso 1 e 108,23 s para o estudo de caso 2, que são muito próximos aos tempos da metodologia proposta.

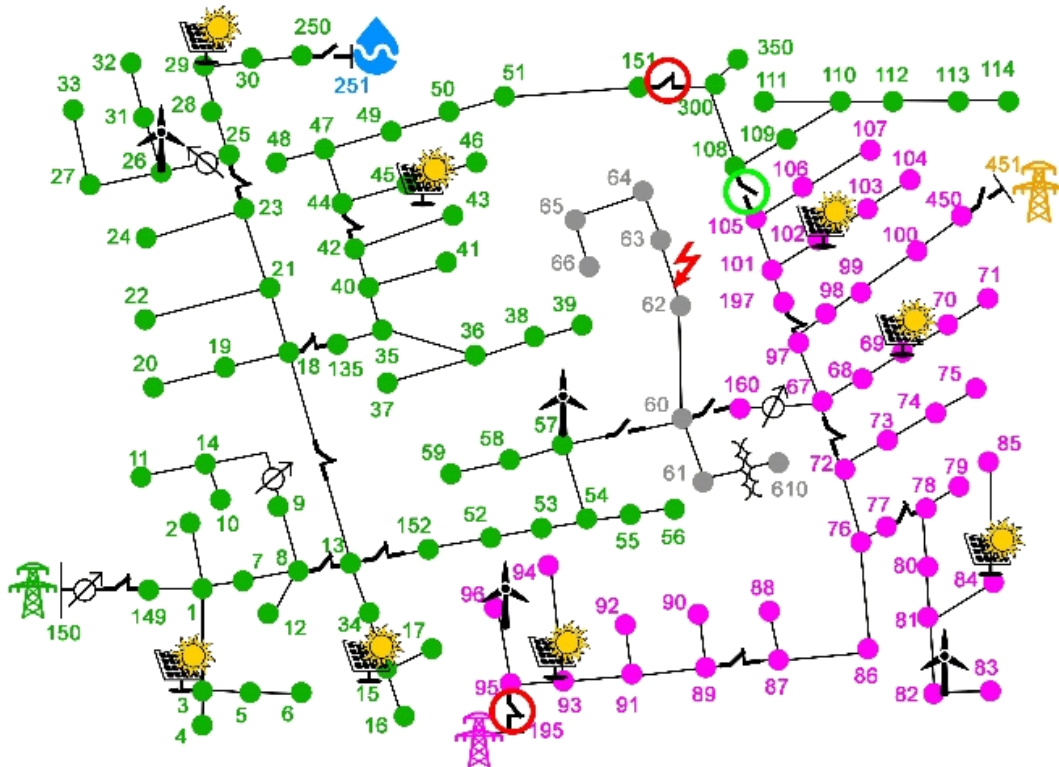
Tabela 4.7 - Resultados dos casos de referência

Tempo (h)	Reconfiguração estática para o estudo de caso 1				Tempo (h)	Reconfiguração estática para o estudo de caso 2			
	<i>CHI</i>	<i>ENS</i> (kW)	<i>perdas</i> (kW)	<i>CHOP</i>		<i>CHI</i>	<i>ENS</i> (kW)	<i>perdas</i> (kW)	<i>CHOP</i>
14	72	223,10	28,88	3	14	12	641,90	21,69	3
15	72	204,20	29,03	0	15	12	628,80	23,70	0
16	72	199,90	27,07	0	16	12	609,15	26,01	0
17	72	274,40	29,70	0	17	12	504,35	34,43	0
18	72	345,40	25,77	0	18	12	406,10	31,84	0
Total	360	1247	140,45	3	Total	60	2790,30	137,67	3

Pode-se notar na Tabela 4.8, que no caso de referência para o estudo de caso 1, o consumidor-horas interrompido e energia não suprida foram as mesmas do método proposto, porém com 5,85 kWh a mais de perdas. O acúmulo dessas perdas reduzidas ao longo de um ano pode ser significativo, ainda mais quando se consideram os diversos sistemas que estão sob o controle de uma concessionária de energia. O número total de operações de chaveamentos também foi o mesmo que no método proposto, mas com diferentes chaves sendo operadas em momentos diferentes.

O algoritmo de referência estático executou todas as três operações às 14h, fornecendo todas as cargas interrompidas na região saudável da rede pelo SUB 95-195 e SUB 150, abrindo a chave 105-108 e fechando as chaves 151-300 e 95-195. Essa configuração de rede pode ser vista na Figura 4.14. No método proposto, por outro lado, todas as cargas interrompidas na região saudável da rede foram primeiro fornecidas através da SUB 195. Em seguida, duas operações foram realizadas às 16 horas, atingindo a mesma topologia do modelo estático, fornecendo parte da região afetada através da subestação principal, reduzindo assim as perdas. Nesse caso, o método proposto aumentou a eficiência do sistema com o mesmo número de operações de chaveamento.

Figura 4.14 - Soluções de referência para o estudo de caso 1



Fonte: Autora

No caso de referência para o estudo de caso 2, o modelo estático não foi capaz de restaurar todos os consumidores interrompidos na área saudável da rede, com consumidor-horas interrompido e energia não suprida maior do que o modelo proposto. Essa ação ocorreu porque as melhores soluções às 17 horas violaram algumas restrições nas demais horas. A configuração encontrada pelo modelo estático pode ser vista na Figura 4.15, onde se nota que as chaves 450-451 e 250-251 foram fechados e a chave 42-44 aberta, deixando os consumidores entre as chaves 42-44 e 151-300 sem energia.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÕES

Para abordar a complexidade combinatória e as características dinâmicas do problema de reconfiguração, ao mesmo tempo que visa minimizar os consumidores interrompidos, energia não suprida, perdas e operações de chaveamento, uma heurística de reconfiguração de rede dinâmica com um processo de tomada de decisão multicritério é desenvolvida que cobre vários períodos de tempo. As GDs e cargas com perfis variáveis no tempo foram considerados, garantindo também as restrições de limites de linha e tensão, configurações de equipamentos de proteção, limites de GD e radialidade da rede.

Para reduzir a complexidade do problema, uma heurística gulosa foi implementada junto com a lógica de verificação das restrições antes de calcular as alternativas de reconfiguração. Além disso, a função `redução_combinação()` também reduziu significativamente o número de combinações de configuração, analisando as alternativas mais promissoras a cada hora, para então realizar uma análise dinâmica de todo o período.

O modelo desenvolvido foi testado em um sistema IEEE 123 barras modificado, com os resultados numéricos mostrando que o modelo foi capaz de atender a complexidade do problema e apresentar um grande aprimoramento dos critérios analisados. Como visto em dois estudos de caso, a função `redução_combinação()` foi capaz de reduzir o número de alternativas de 18.461.632 para 56.000 e o tempo computacional de 773,85 segundos para 122,59 segundos no estudo de caso 1 e reduzir o número de alternativas de 42.046.290 para 116.640 e o tempo computacional de 1.629,17 segundos para 113,59 segundos no estudo de caso 2.

A análise de otimização por um período de 5 horas a partir da incidência da falta permitiu identificar o comportamento dinâmico dos valores das variáveis de decisão, além de identificar os valores dos critérios para cada hora. Em ambos os estudos de caso, as alternativas de reconfiguração envolveram o fornecimento por GD ou caminhos alternativos através da própria subestação principal ou de outros alimentadores adjacentes de outras subestações. Os estudos de caso evidenciam a característica fortemente dinâmica do problema, com o modelo respondendo à forte redução de geração fotovoltaica e aumento dos geradores eólicos a partir das 15

horas. Esta circunstância, aliada à redução da demanda industrial e ao aumento da demanda de cargas residenciais e comerciais a partir das 17 horas, obrigou a novas reconfigurações às 16 horas no estudo de caso 1 e às 17 horas no estudo de caso 2, para responder as restrições e reduzir as perdas.

No estudo de caso 1, com base na metodologia proposta, foi possível reduzir os consumidores interrompidos e a energia não suprida em relação à configuração original da rede em 72,20% e 80,88%, respectivamente. Em relação ao caso de referência para o estudo de caso 1, *CHI* e *ENS* tiveram o mesmo resultado, mas as perdas foram reduzidas em 4,16%. No caso do estudo de caso 2, a falta obrigou a desenergização de grande parte da rede, com um número extremamente elevado de consumidores interrompidos e sem fornecimento de energia antes de qualquer reconfiguração. Após a reconfiguração dinâmica, os critérios analisados melhoraram consideravelmente, reduzindo *CHI* em 98,98% e *ENS* em 96,35%, com poucas operações de troca. Em relação ao estudo de referência 2, o *CHI* foi reduzido em 75% e o *ENS* foi reduzido em 84,73%. Ao analisar os comportamentos das variáveis de decisão, pode-se perceber que a energia não suprida e as perdas permaneceram em níveis muito baixos em relação à energia fornecida às cargas, podendo abastecer todos os consumidores nas regiões saudáveis da rede. A metodologia proposta mostrou-se eficaz no tratamento de problemas dinâmicos de estimativa de capacidade e restauração de serviços para reduzir os impactos sofridos por uma rede em um cenário de emergência em um sistema de auto recuperação.

5.2 TRABALHOS PUBLICADOS

5.2.1 Trabalhos publicados em anais de eventos

GUIMARAES, I. G.; BERNARDON, D. Otimização do plano de expansão de um sistema elétrico por meio de programação linear inteira mista. **Fórum Internacional Ecoinnovar**: ressignificando o papel da ciência, da inovação e da sustentabilidade em uma sociedade em transformação, 2020. v. 9.

GUIMARÃES, I. G.; SCHMITZ, M. ; SCHMITZ, W. I. et al. Aplicação de algoritmos genéticos na otimização do plano de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica. **6º Fórum Internacional Ecoinnovar**: desafios da inovação e da sustentabilidade nas iterações internacionais globais, 2017.

ORTIZ, M. S.; DAZZI, L. K.; GUIMARÃES, I. G. et al. Análise da viabilidade técnica de paralelismo de redes para transferências de carga em situações de contingências

usando o software atpdraw. **XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**. Porto Alegre, 2017.

SCHMITZ, W. I.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; SCHMITZ, M.; GUIMARÃES, I. G. Previsão de geração eólica de curtíssimo prazo com programação R e suavização exponencial. **6º Fórum Internacional ECOINOVAR**: inovação e sustentabilidade. Santa Maria, 2017.

SCHMITZ, M.; SCHMITZ, W. I.; BERNARDON, D.; GARCIA, V. J.; GUIMARÃES, I. G. Impacto das fontes de energias renováveis na qualidade de energia. **6º Fórum Internacional ECOINOVAR**: inovação e sustentabilidade. Santa Maria, 2017.

5.2.2 Artigos publicados em periódicos

GUIMARÃES, I. G.; BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J. et al. A decomposition heuristic algorithm for dynamic reconfiguration after contingency situations in distribution systems considering island operations. **Electric Power Systems Research**, v. 1, p. 106969, 2020.

5.3 OPORTUNIDADES DE TRABALHOS FUTUROS

O problema de restabelecimento dinâmico de energia com possibilidade de operação ilhada fornece oportunidades variadas para trabalhos futuros:

- Estudo de paralelismo nas redes de distribuição para o restabelecimento de energia elétrica através de sucessivas transferências em paralelo de cargas para fontes de abastecimento distintas;
- Inclusão de variável de decisão referente à coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente.

REFERÊNCIAS

- ABDMOULEH, Z.; GASTLI, A.; BEM-BRABIM, L. et al. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. **Renewable Energy**, v. 113, p. 266-280, 2017.
- ADIBI, M.; CLELIAND, P.; FINK, L. et al. Power system restoration-a task force report. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 2, n. 2, p. 271-277, 1987.
- AMANULLA, B.; CHAKRABARTI, S.; SINGH, S.N. Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss. **Power Delivery IEEE Transaction**, v. 27, n. 2, p. 918-26. 2012.
- AMIN, M. **The case for smart grid**. Utilities Fortnightly. 2015. Disponível em: <http://www.fortnightly.com>. Acesso em: 18 mai. 2018.
- AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B.F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 3, n. 5, p. 34-41, set./out. 2005.
- ANDRESEN, C. A.; TORSÆTER, B. N.; HAUGDAL, H. et al. Fault detection and prediction in smart grids. **2018 IEEE 9th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)**. IEEE, 2018. p. 1-6.
- ANEEL. **PRODIST Module 8: power quality**. 2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo8_-Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19%0A. Acesso em: 15 set. 2020.
- ARIF, A.; WANG, Z.; CHEN, C. et al. Repair and resource scheduling in unbalanced distribution systems using neighborhood search. **IEEE Trans. on Smart Grid**, p. 1-1, 2019.
- BABAEI, M.; SHI, J.; ABDELWAHED, S. Um levantamento sobre métodos de detecção, isolamento e reconfiguração de falhas em sistemas de energia de navios elétricos. **Acesso IEEE**, v. 6, p. 9430-9441, 2018.
- BAHMANYAR, A.; JAMALI, S.; ESTEBSARI, A. et al. A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. **Electric Power Systems Research**, v. 145, p. 19-34, 2017.
- BASU, A. K.; CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S. et al. Microgrids: energy management by strategic deployment of DERs - a comprehensive survey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4348-4356, 2011.
- BEIDOU, F. B.; MORSI, W. G.; DIDUCH, C. P. et al. Smart grid: challenges, research directions and possible solutions. **The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems**. IEEE, 2010. p. 670-673.

BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; FERREIRA, A. S. Q. et al. Electric distribution network reconfiguration based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power System Research**, 2009.

BERNARDON, D. P.; SPERANDIO, M.; GARCIA, V. J. et al. AHP decision making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, jul. 2011.

BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; CANHA, L. N. et al. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes**. AGEPOC, 2015.

BORGES, H. F. **Otimização do processo de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte utilizando chaves automáticas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

BORLASE, S. **Smart grids: infrastructure, technology, and solutions**. London: CRC Press, 2013.

BOTEA, A.; RINTANEN, J.; BANERJEE, D. Optimal reconfiguration for supply restoration with informed a ast search. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 583-593, 2012.

BRANS, J.; VINCKE, P. Note - a preference ranking organisation method: (the promethee method for multiple criteria decision-making). **Management Science**, v. 31, n. 6, p. 647-656, 1985.

BROWN, R. E. Impact of smart grid on distribution system design. **IEEE Power and Energy Society General Meeting. Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, 2008. p. 1-4.

BUTT, O. M.; ZULQARNAIN, M.; BUTT, T. M. Recent advancement in smart grid technology: future prospects in the electrical power network. **Ain Shams Engineering Journal**, v. 12, n. 1, p. 687-695, 2020.

CAMPOS, R. M.; FIGUEROA, C. C.; OYARZÚN, H. V. et al. Self-healing of electric distribution networks: a review. **2018 7th International Conference on Computers Communications and Control (ICCCC)**. IEEE, 2018. p. 63-70.

CAPITANESCU, F.; OCHOA, L. F.; MARGOSSIAN, H. et al. Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 1, p. 346-356, 2014.

CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L. A. F. M.; BARRUNCHO, L. M. F. Optimization approach to dynamic restoration of distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 29, n. 3, p. 222-229, 2007.

CAVALCANTE, P. L.; LÓPEZ, J. C.; FRANCO, J. F. et al. Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems. **IEEE transactions on smart grid**, v. 7, n. 1, p. 145-155. 2016.

CHATZIMOURATIDIS, A. I.; PILAVACHI, P. A. Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierarchy Process. **Energy policy**, v. 37, n. 3, p. 778-787, 2009.

CHEN, K.; HUANG, C.; HE, J. Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: a review on the methods. **High voltage**, v. 1, n. 1, p. 25-33, 2016.

COMASSETTO, L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N. et al. Software for automatic coordination of protection devices in distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, p. 2241-2246, 2008.

CONTI, S.; NICOLOSI, R.; RIZZO, S. A. et al. Optimal dispatching of distributed generators and storage systems for MV islanded microgrids. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1243-1251, 2012.

DANEELS, A.; SALTER, W. What is SCADA? 1999. **International Conference on Accelerator and Large Experimental Physics Control Systems**. Trieste, Italy, 1999.

DEPARTMENT OF ENERGY. **Communications requirements of smart grid technologies**. (2010). Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart_Grid_Communications_Requirements_Report_10-05-2010.pdf. Acesso em: 04 set. 2020.

DILEEP, G. A survey on smart grid technologies and applications. **Renewable Energy**, v. 146, p. 2589-2625, 2020.

DING, F.; LOPARO, K. A. A simple heuristic method for smart distribution system reconfiguration. **Energytech, 2012**. IEEE, 2012. p. 1-6.

DING, F.; LOPARO, K. A. Feeder reconfiguration for unbalanced distribution systems with distributed generation: A hierarchical decentralized approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1633-1642, 2015.

EMMANUEL, M.; RAYUDU, R. Communication technologies for smart grid applications: a survey. **Journal of Network and Computer Applications**, v. 74, p. 133-148, 2016.

FANG, X.; MISRA, S.; XUE, G. et al. Smart grid: the new and improved power grid: a survey. **IEEE communications surveys & tutorials**, v. 14, n. 4, p. 944-980, 2011.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. **IEEE power and energy magazine**, v. 8, n. 1, p. 18-28, 2009.

FARUGHIAN, A.; KUMPULAINEN, L.; KAUHANIEMI, K. Review of methodologies for earth fault indication and location in compensated and unearthed MV distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 154, p. 373-380, 2018.

FENG, X.; LIANG, Y.; GUO, B. A new islanding method for distributed generation and its application in power system restoration. **The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection**. 2011.

FONTENELE, N. R. M.; MELO, L. S.; LEÃO, R. P. S. et al. Application of Multi-objective Evolutionary Algorithms in automatic restoration of radial power distribution systems. **Evolving and Adaptive Intelligent Systems (EAIS), 2016 IEEE Conference on**. IEEE, 2016. pp. 33-40.

FU, X.; CHEN, R.; WANG, M. et al. Power supply reliability assessment including island division and network reconfiguration. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**. IOP Publishing, 2020. p. 012029.

FUANGFOO, P.; MEENUAL, T.; LEE, W. et al. PEA Guidelines for impact study and operation of DG for Islanding Operation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 44, n. 5, set./out. 2008.

GHASEMI, S.; MOHAMMADI, M.; MOSHTAGH, J. A new look-ahead restoration of critical loads in the distribution networks during blackout with considering load curve of critical loads. **Electric Power Systems Research**, v. 191, p. 106873, 2021.

GHOLAMI, M.; MOSHTAGH, J.; RASHIDI, L. Service restoration for unbalanced distribution networks using a combination two heuristic methods. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 67, p. 222-229, 2015.

GHOSH, D.; SHARMAN, R.; RAO, H. R et al. Self-healing systems: survey and synthesis. **Decision Support Systems**, v. 42, p. 2164–2185, 2007.

GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R. et al. A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction. **Power System IEEE Transaction**, v. 21, n. 4, p. 1616–23, 2006.

GUNGOR, V. C.; SAHIN, D.; KOKAC, T. Smart grid technologies: communication technologies and standards. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 7, p. 529 – 539, 2011.

GUPTA, N., SWARNKAR, A., NIAZI, K. R. Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using genetic algorithms. **International Journal Electric Power Energy System**, v. 54, p. 664–71. 2014.

HOSSEINI, F.; SAFARI, A.; FARROKHIFAR, M. Cloud theory-based multi-objective feeder reconfiguration problem considering wind power uncertainty. **Renewable Energy**, v.161, p. 1130-1139, 2020.

- HOSSEINNEZHADA, V.; RAFIEE, M.; AHMADIAN, M. et al. A comprehensive framework for optimal day-ahead operational planning of self-healing smart distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 99, p. 28-44, 2018.
- HSU, Y.-Y.; HUANG, H. M.; KUO, H. C. et al. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 2, p. 734-740, 1992.
- HSU, Y.; KUO, H. A heuristic based fuzzy reasoning approach for distribution system service restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 2, p. 948-953, 1994.
- IEEE PES AMPS DSAS TEST FEEDER WORKING GROUP. IEEE 123 node test feeder. 2014. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. 2014. Acesso em: 15 mai. 2020.
- IEEE PES. **PES test feeders**. 2014. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources>. Acesso em: 15 abr. 2020.
- JAFARI, A.; GANGEHLOU, H. G.; DARBANDI, F. B. et al. Dynamic and multi-objective reconfiguration of distribution network using a novel hybrid algorithm with parallel processing capability. **Applied Soft Computing Journal**, v. 90, p.106146, 2020.
- JAYAKUMAR, R.; THULASIRAMAN, K.; SWAMY, M. N. S. Complexity of computation of a spanning tree enumeration algorithm. **IEEE Transactions on Circuits and Systems**, v. 31, n. 10, 1984.
- JIA, D.; MENG, X.; SONG, X. Study on technology system of self-healing control in smart distribution grid. **2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection**. Beijing, 2011. pp. 26-30.
- JOGLEKAR, J. J.; NERKAR, Y. P. A different approach in system restoration with special consideration of islanding schemes. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 30, n. 9, p. 519-524. 2008.
- KAGAN, H.; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, Nelson. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Blucher, 2009.
- KASEM, K.; ELDASH, O.; KUMAR, A. et al. Self-healing hardware systems: a review. **Microelectronics Journal**, v. 93, p. 104620, 2019.
- KAVOUSHI-FARD, A.; AKBARI-ZADEH, M. R. Reliability enhancement using optimal distribution feeder reconfiguration. **Neurocomputing**, v. 106, p.1–11, 2013.
- KAVOUSHI-FARD, A.; NIKNAM, T. Multi-objective stochastic distribution feeder reconfiguration from the reliability point of view. **Energy**, v. 64, p. 342–54, 2014.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transaction on Power Systems**, vl. 6, n. 3, pp. 975–985, 1991.

KONGOLI, F. **Automation**. Ed. In tech, 2012.

KOŠT'ÁLOVÁ, A.; CARVALHO, P. M. S. Towards self-healing in distribution networks operation: Bipartite graph modelling for automated switching. **Electric Power Systems Research**, v. 81, p.51–56, 2011.

KOVAČKI, N. V.; VIDOVIĆ, P. M.; SARIĆ, A. T. Scalable algorithm for the dynamic reconfiguration of the distribution network using the Lagrange relaxation approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 94, p. 188-202, 2018.

KUMAR, R.; DEWAL, M. L.; SAINI, K. Utility of SCADA in power generation and distribution system. **3^o International Conference on Computer Science and Information Technology**. IEEE, 2010. p. 648-652. 2010.

LAND, A. H.; DOIG, A. G. An automatic method of solving discrete programming problems. **Econometrica**, v. 28, n. 3, p. 497–520, 1960.

LASSETER, R. H.; PAIGI, P. Microgrid: a conceptual solution. **2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)**. IEEE, 2004. p. 4285-4290.

LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. et al. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**. v. 27, n. 1, p. 172-180, fev. 2012.

LEE, C.; LIU, C.; MEHROTRA, S. et al. Robust distribution network reconfiguration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 2, pp. 836–842, 2015.

LI, Z.; WANG, S.; ZHOU, Y. et al. Optimal distribution systems operation in the presence of wind power by coordinating network reconfiguration and demand response. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 119, p. 105911, 2020.

LIU, H.; CHEN, X.; YU, K. et al. The control and analysis of self-healing urban power grid. **IEEE Transactions on smart grid**, v. 3, n. 3, p. 1119-1129, 2012.

LIU, Y.; SUN, P.; WANG, C. Group decision support system for backbone-network reconfiguration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 71, p. 391-402. 2015.

LIU, Y.; FAN, R.; TERZIJA, V. Power system restoration: a literature review from 2006 to 2016. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 4, n. 3, p. 332-341, 2016.

LIU, Y.; HOU, Y.; LEI, S. et al. A distribution network restoration decision support algorithm based on multi-agent system. **2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**. IEEE, 2016. p. 33-37.

LUND, P. D.; LINDGREN, J.; MIKKOLA, J. et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 785-807, 2015.

MADETI, S. R.; SINGH, S. N. A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system. **Solar Energy**, v. 158, p. 161-185, 2017.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEM, B. et al. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 3, set. 2011.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. et al. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 3, set. 2011.

MAO; Y.; MIU, K. N. Switch placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, nov. 2003.

MEIRA, P. **DSS Python**. 2020. Disponível em: <https://pypi.org/project/dss-python>. Acesso em: 15 set. 2020.

MILIOUDIS, A. N.; ANDREOU, G. T.; LABRIDIS, D. P. Enhanced protection scheme for smart grids using power line communications techniques-Part II: Location of high impedance fault position. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1631-1640, 2012.

MIRHOSEINI, S.H.; HOSSEINI, S. M.; GHAMBARI, M. et al. A new improved adaptive imperialist competitive algorithm to solve the reconfiguration problem of distribution systems for loss reduction and voltage profile improvement. **International Journal Electric Power Energy System**, v. 55, p. 128-43, 2014.

MOHAMMADI, F.; GHOLAM-ABBAS, N.; MEHRDAD, S. A fast fault detection and identification approach in power distribution systems. **2019 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)**, IEEE, 2019. pp. 1-4.

MONTEIRO, R. V. A.; RONALDO, J. P.; SILVA, R. F. et al. Electric distribution network reconfiguration optimized for PV distributed generation and energy storage. **Electric Power Systems Research**, v. 184, p. 106319, 2020.

MOREIRA, C. L.; PEÇAS LOPES, J. A. MicroGrids operation and control under emergency conditions. In: KEYHANI, A.; MARWALI, M. (Eds.). **Smart Power Grids 2011**. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, p. 351-399, n. 12, 2012.

MORELATO, A. L.; MONTICELLI, A. Heuristic search approach to distribution system restoration. **IEEE Power Engineering Review**, v. 9, n. 10, p. 65-66, 1989.

MUKHOPADHYAY, B.; DAS, D. Multi-objective dynamic and static reconfiguration with optimized allocation of PV-DG and battery energy storage system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 124, p. 109777, 2020.

NAGATA, T.; SASAKI, H. An efficient algorithm for distribution network restoration. **Power Engineering Society Summer Meeting, 2001**. IEEE, 2001. p. 54-59.

NARIMANI, M. R.; VAHED, A. A.; AZIZIPANAH-ABARGHOOEE, R. et al. Enhanced gravitational search algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration considering reliability, loss and operational cost. **General Transition Distribution IET**, v.8, n. 1, p. 55–69. 2014.

NAVEEN, S.; KUMAR, K. Sathish; RAJALAKSHMI, K. Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 69, p. 90-97, 2015.

NUNES JR., H. L. M.; GHELLERE, M. S.; ROCHA, C., FREITAS, R. L. B. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com a Aplicação do Algoritmo Dinâmico Guloso. **12th Latin-American Congress on Electricity Generation and transmission – CLAGTEE**. 2017.

OPENDSS. 2020. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>. Acesso em: 15 out. 2020.

OURAHOU, M.; AYRIR, W.; HAUSSUNI, B. E. et al. Review on smart grid control and reliability in presence of renewable energies: challenges and prospects. **Mathematics and Computers in Simulation**, v. 167, p. 19-31, 2020.

PAGANI, G. A.; AIELLO, M. From the grid to the smart grid, topologically. **Physica A: Statistical Mechanics and its Applications**, v. 449, p. 160-175, 2016.

PASSERINI, F.; TONELLO, A. M. Power line fault detection and localization using high frequency impedance measurement. **IEEE International Symposium on Power Line Communications and its Applications (ISPLC)**. 2017.

PATHAN, M.; AL-MUHAINI, M.; DJOKIC, S. Z. Optimal reconfiguration and supply restoration of distribution networks with hybrid microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 187, p. 106458, 2020.

PERALTA, R. A. V.; LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Automatic restoration of large-scale distribution networks with distributed generators, voltage control devices and heating loads. **Electric Power Systems Research**, v. 176, p. 105925, 2019.

PEREZ-GUERRERO, R.; HEYDT, G. T.; JACK, N. J. et al. Optimal restoration of distribution systems using dynamic programming. **Power Delivery, IEEE Transactions**, v. 23, n. 3, p. 1589–1596, 2008.

PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N. et al. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p.84– 92, 2013.

PILO, Fabrizio; PISANO, Giuditta; SOMA, Gian Giuseppe. Optimal coordination of energy resources with a two-stage online active management. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4526-4537, 2011.

POPOV, D. S.; CIRI, R. M. A multi-objective algorithm for distribution networks restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, jul. 1999.

RAJARAM, R; KUMAR, S. K.; RAJASEKAR, N. Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG). **Energy Reponse**, v. 1, p.116–22, 2015.

RIVAS, A. E. L.; ABRÃO, T. Faults in smart grid systems: Monitoring, detection and classification. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106602, 2020.

SAATY, T. L. **The analytic hierarchy process for decisions in a complex world**. 2. ed. Pittsburgh: Pennsylvania State University, 1990.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G. **Models, methods, concepts & applications of the analytic hierarchy process**. Alemanha: Springer Science & Business Media, 2012.

SAKAGUCHI, T.; MATSUMOTO, K. Development of a knowledge based system for power system restoration. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 2, p. 320-329, 1983.

SATSANGI, S.; KUMBHAR, G. B. Effect of load models on scheduling of VVC devices in a distribution network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 17, p. 3993–4001, 2018.

SCHMITZ, M.; GARCIA, V. J.; BERNARDON, D.P. Matheuristic for emergency response in the electric distribution system with unforeseen islanding. **Electric Power Systems Research**, v. 169, p. 1-17, 2019.

SHAHIDEHPOUR, M.; WANG, Y. **Communication and control in electric power systems: applications of parallel and distributed processing**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2003.

SHAREEF H., IBRAHIM, A. A.; SALMAN, N. et al. Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm. **International Journal Electric Power Energy System**, v. 58, p. 160–9. 2014.

SHIRMOHAMMADI, Dariush. Service restoration in distribution networks via network reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 2, p. 952-958, 1992.

SHORT, T. A. **Electric power distribution handbook**. CRC press, 2014.

SILVA, A. M. L.; CASSULA, A.; NASCIMENTO, L. C.. Network reconfiguration of distribution systems using metaheuristics and reliability measures. **Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09. 15° International Conference**. 2009.

SIMONS, L. P. A; WIEGEL, V. Evaluating AHP as multi-stakeholder decision tool. In: **2009 IEEE International Technology Management Conference (ICE)**. IEEE, 2009. p. 1-9.

SINGH, S. P.; RAJU, G. S.; RAO, G. K. et al. A heuristic method for feeder reconfiguration and service restoration in distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 7-8, p. 309-314, 2009.

SKOONPONG, A.; SIRISUMRANNUKUL, S. Network reconfiguration for reliability worth enhancement in distribution systems by simulated annealing. **Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 2008. ECTI-CON 2008. 5° International Conference**. 2008.

SPERSTAD, I. B.; DEGEFA, M. Z.; KJOLLE, G. O impacto dos recursos flexíveis nos sistemas de distribuição na segurança do fornecimento de eletricidade: uma revisão da literatura. **Electric Power Systems Research**, v. 188, p. 106532, 2020.

SRIVASTAVA, I.; BHAT, S. S. Soft computing techniques applied to distribution network reconfiguration: a survey of the state-of-the-art. **Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), 2016 8th International Conference on**. IEEE, 2016. p. 702-706.

SULTANA, B.; MUSTAFA, M. V.; SULTANA, U. et al. Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 66, p. 297-310, 2016.

SWARNKAR, A.; GUPTA, N.; NIAZI, K.R. Adapted ant colony optimization for efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimization. **Swarm Evolution Computing**, v. 1, n. 3, p.129–37, 2011.

TARHUNI, N. G.; ERKALASHY, N. I.; KAWADY, T. A. et al. Autonomous control strategy for fault management in distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 121, p. 252–259, 2015.

THUAN, T. N.; VIET, T.A. Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm. **International Journal Electric Power Energy System**, v. 68, p. 233–42, 2015.

TOUNE, S.; FUDO, H.; GENGI, T. et al. Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 1, p. 173-181, 2002.

TUBALLA, M. L.; ABUNDO, M. L. A review of the development of Smart Grid technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 710-725, 2016.

WANG, Z.; WANG, J. Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, pp. 3139–3149, 2015.

WANG, Z.; WANG, J. Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 3139–3149, 2015.

WU, J. S.; TOMSOVIC, K. L.; CHEN, C. S. A heuristic search approach to feeder switching operations for overload, faults, unbalanced flow and maintenance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 4, p. 1579-1586, 1991.

XU, J.; ZHANG, T.; DU, Y. et al. Islanding and dynamic reconfiguration for resilience enhancement of active distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106749, 2020.

YANG, F.; STOUPIS, J.; DONDE, V. Feeder Automation for An Electric Power Distribution System, U.S. Patent 8121740, Feb 21; 2012.

YANG, L.; XU, Y.; SUN, H. et al. A multiagent system based optimal load restoration strategy in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 124, p. 106314, 2021.

YANG, X. S. **Nature-Inspired metaheuristic Algorithms**. Luniver Press, 2008.

YANG, X. S. Algoritmo Firefly, voos Levy e otimização global. **Pesquisa e desenvolvimento em sistemas inteligentes XXVI**. Springer, Londres, 2010. p. 209-218.

ZAKIEL-SHARAFY, M.; FARAG, H. E. Self-healing restoration of smart microgrids in islanded mode of operation. **Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering. First EAI International Summit, Smart City 360°**. Bratislava, Slovakia e Toronto, Canada, p. 13-16, out. 2015. v. 166.

ZHAI, H. F.; YANG, M.; CHEN, B. et al. Dynamic reconfiguration of three-phase unbalanced distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 99, p. 1-10, 2018.

ZHAO, B.; SHY, Y.; DONG, X. et al. Short-term operation scheduling in renewable-powered microgrids: A duality-based approach. **IEEE Transactions on sustainable energy**, v. 5, n. 1, p. 209-217, 2013.

ZIDAN, A.; KHAIRALLA, M.; ABDRABOU, A. M. et al. Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: state-of-the-art and future trends. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 5, set. 2017.

ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F. A Cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, set. 2012.

ANEXO A – REDE TESTE IEEE 123 BARRAS

