



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

WALDER JÚNIOR DO CARMO GOMES

**USO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL MEAN-PC PARA AVALIAR
OS PARÂMETROS OPERACIONAIS E DE PROTEÇÃO DE REDES
RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO**

TUCURUÍ

2025

WALDER JÚNIOR DO CARMO GOMES

**USO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL MEAN-PC PARA AVALIAR
OS PARÂMETROS OPERACIONAIS E DE PROTEÇÃO DE REDES
RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho apresentado ao Colegiado do Curso
de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Pará no Campus
Universitário de Tucuruí para a Obtenção do
Grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Dr. Andrey Ramos Vieira.

TUCURUÍ

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

G633u Gomes, Walder Júnior do Carmo.
 Uso da ferramenta computacional MEAN-PC para avaliar os
 parâmetros operacionais e de proteção de redes radiais de
 distribuição / Walder Júnior do Carmo Gomes. — 2025.
 xvi, 77 f. : il. color.

 Orientador(a): Prof. Dr. Andrey Ramos Vieira
 Trabalho de Conclusão (Graduação) - Universidade Federal do
 Pará, Campus Universitário de Tucuruí, Faculdade de Engenharia
 Elétrica, Tucuruí, 2025.

 1. node-depth encoding. I. Título.

CDD 621.31098115

WALDER JÚNIOR DO CARMO GOMES

**USO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL MEAN-PC PARA AVALIAR
OS PARÂMETROS OPERACIONAIS E DE PROTEÇÃO DE REDES
RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho apresentado ao Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará no Campus Universitário de Tucuruí para a Obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

Data de aprovação: **22/09/2025**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Andrey Ramos Vieira
Orientador - FEE/ITEC/UFPA

**Prof. Me. Bernard Carvalho
Bernardes**
Avaliador Interno - FEE/CAMTUC/UFPA

Prof. Dr. Andrey da Costa Lopes
Avaliador Externo - FEE/UNIFAP

TUCURUÍ

2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TÍTULO:

Uso da Ferramenta Computacional MEAN-PC para Avaliar os Parâmetros Operacionais e de Proteção de Redes Radiais de Distribuição

DISCENTE: *Walder Júnior do Carmo Gomes*

MATRÍCULA: 201733940041

#	BANCA EXAMINADORA	CONDIÇÃO
1	<i>Prof. Dr. Andrey Ramos Vieira – ITEC/UFPa</i>	<i>Orientador</i>
2	<i>Prof. Me. Bernard Carvalho Bernardes – FEE/UFPa</i>	<i>Membro interno</i>
3	<i>Prof. Dr. Andrey da Costa Lopes – UNIFAP</i>	<i>Membro externo</i>

Data da Defesa: 22/09/2025 **Hora Início:** 9:46 **Hora Término:** 10:58

Trabalho Escrito (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Formatação	10	10	10
Linguagem (gramática e semântica)	9	9,5	9,5
Conteúdo técnico	9	9,5	10

Defesa Oral (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Sequência lógica de apresentação	7	9,5	9,5
Administração do tempo	8	8	8
Expressão oral	9	9	8,5
Domínio do tema	8	9,5	9,5

Média por examinador	8,57	9,28	9,28
Média Final	9,04		
Conceito Final	EXCELENTE		

Tucuruí-PA, 22 de Setembro de 2025.

Documento assinado digitalmente
gov.br ANDREY RAMOS VIEIRA
Data: 22/09/2025 11:50:29-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Orientador

Documento assinado digitalmente
gov.br BERNARD CARVALHO BERNARDES
Data: 22/09/2025 12:06:13-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Membro Interno

Documento assinado digitalmente
gov.br ANDREY DA COSTA LOPES
Data: 22/09/2025 12:17:18-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Membro Externo

Dedico este trabalho aos meus pais Benedito
Gomes e Margarete Nery e ao meu irmão
Matheus Felipe.

AGRADECIMENTOS

Agradeço acima de tudo e de todos à Deus, ao meu Pai Benedito Gomes, a minha Mãe Margarete Nery, pois à Eles pertencem toda a honra e glória, agora e para sempre.

Agradeço ao compadre Hilton e a comadre Cléia, por me receberem em sua casa e contribuírem com essa conquista.

Agradeço ao sr Gilmar e a sra Edna, que em um momento difícil em Tucuruí, me estenderam a mão e me alimentaram por alguns meses. Sou imensamente grato.

Agradeço a Luanda Carmelita que por alguns anos compartilhamos juntos a virtude de ser feliz com cada pequena conquista, tornando menos difícil transpor os obstáculos da vida. A ti sou imensamente grato.

Agradeço ao meu orientador, o professor Dr. Andrey Vieira, pela confiança depositada e pela orientação no desenvolvimento de Iniciação Científica e neste trabalho.

Agradeço ao amigo Nataziel por dividir comigo moradia e inúmeros momentos de alegria.

Agradeço à Universidade Federal do Pará por prover acesso a um programa de graduação de excelência e à bolsas de incentivo aos estudos.

RESUMO

A reconfiguração da topologia de sistemas de distribuição radial (SDR) tem sido explorada como um problema combinatorial, no qual se busca uma configuração que opere no estado mínimo de perdas e apresente um melhor perfil de tensão entre os alimentadores, caracterizado por uma melhor distribuição do fluxo de potência nas linhas, o que influencia diretamente no aumento da vida útil dos equipamentos instalados na rede. Nesse contexto, foi utilizado o MEAN (Multi-Objective Evolutionary Algorithm with NDE), que combina tabelas de subpopulação com a técnica Node-Depth Encoding (NDE), a qual emprega dois operadores de rede o *Preserve Ancestor Operator* (PAO) e *Change Ancestor Operator* (CAO) usados na evolução da população. Aplicando o MEAN-PC (MEAN with Protection Constraints) tanto na topologia inicial quanto na topologia alterada, a rotina deve encontrar soluções que: 1) minimizem os objetivos (número de operações de chaveamentos e perdas resistivas totais), 2) não violem as restrições operacionais, 3) não violem o intervalo de coordenação, 4) sejam obtidas no menor tempo possível. Para tal, a ferramenta foi aplicada em estudos de caso para quatro sistemas testes radiais IEEE de distribuição de 70, 84, 119 e 135 barras, nos quais a rotina indicou adequadamente as violações nos parâmetros operacionais e de proteção das redes radiais de distribuição.

Palavras-chave: sistema de distribuição radial; topologia; algoritmo evolutivo multi-objetivo; node-depth encoding.

ABSTRACT

The reconfiguration of the topology of radial distribution systems (SDR) has been explored as a combinatorial problem, in which a configuration is sought that operates in the minimum loss state and presents a better voltage profile among the feeders, characterized by a better distribution of power flow in the lines, which directly influences the increase in the useful life of the equipment installed in the network. In this context, the MEAN (Multi-Objective Evolutionary Algorithm with NDE) was used, which combines subpopulation tables with the Node-Depth Encoding (NDE) technique, which employs two network operators, the *Preserve Ancestor Operator* (PAO) and the *Change Ancestor Operator* (CAO), used in the evolution of the population. By applying the MEAN-PC (MEAN with Protection Constraints) both to the initial topology and to the altered topology, the routine must find solutions that: 1) minimize the objectives (number of switching operations and total resistive losses), 2) do not violate operational constraints, 3) do not violate the coordination interval, 4) are obtained in the shortest possible time. For this purpose, the tool was applied in case studies for four IEEE radial distribution test systems of 70, 84, 119 and 135 buses, in which the routine adequately indicated the violations in the operational and protection parameters of the radial distribution networks.

Keywords: radial distribution system; topology; multi-objective evolutionary algorithm; node-depth encoding.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de um SEP.	22
Figura 2 – Fluxograma do MEAN-PC.	35
Figura 3 – SDR com 3 alimentadores. Grafo com 3 árvores.	38
Figura 4 – RNP para as 3 árvores da Figura 3.	38
Figura 5 – T_{de} e sua RNP.	40
Figura 6 – T_{para} e sua RNP.	40
Figura 7 – T_{tmp} e sua RNP.	40
Figura 8 – T'_{de} e sua RNP.	41
Figura 9 – T'_{de} e sua RNP.	41
Figura 10 – T_{de} e sua RNP.	42
Figura 11 – Subárvores enraizadas nos nós do caminho r e p	42
Figura 12 – RNP da subárvore podada.	42
Figura 13 – Árvore T''_{para} e sua correspondente RNP.	42
Figura 14 – Exemplo de um SDR.	47
Figura 15 – SDR com dois alimentadores.	48
Figura 16 – Agrupamento das linhas e barras em setores.	48
Figura 17 – Grafo que representa setores do SDR da Figura 15.	48
Figura 18 – Árvore do Setor H, com os nós adjacentes aos setores D e F.	49
Figura 19 – Alimentador radial com níveis de curto no barramento da Subestação.	54
Figura 20 – Curto-Circuito na barra 46 de um alimentador radial junto a um sistema equivalente.	55
Figura 21 – Redução da rede radial.	56
Figura 22 – Exemplificação de um Alimentador radial com pontos remotos.	57
Figura 23 – Caminho de coordenação entre os dispositivos de proteção.	58
Figura 24 – Zona e o intervalo de coordenação.	59
Figura 25 – Intervalo de coordenação de fase e neutro.	59
Figura 26 – Operações de Manobras Necessárias para Isolar o Setor/Barra 27 em Falta e Religar a Região Desligada.	60
Figura 27 – Ordenação por não dominância.	68
Figura 28 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 70 barras na Topologia inicial.	72
Figura 29 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 70 barras (topologia inicial).	73
Figura 30 – Topologias do sistema teste IEEE-70 barras.	74
Figura 31 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 70 barras (topologia alterada).	75

Figura 32 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 84 barras na Topologia inicial.	76
Figura 33 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 84 barras (topologia inicial).	78
Figura 34 – Topologias do sistema teste IEEE-84 barras.	78
Figura 35 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 84 barras (topologia alterada).	79
Figura 36 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 119 barras na Topologia inicial.	80
Figura 37 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 119 barras (topologia inicial).	82
Figura 38 – Topologias do sistema teste IEEE-119 barras.	83
Figura 39 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 119 barras (topologia alterada).	84
Figura 40 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 135 barras na Topologia inicial.	85
Figura 41 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 135 barras (topologia inicial).	86
Figura 42 – Topologias do sistema teste IEEE-135 barras.	87
Figura 43 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 135 barras (topologia alterada).	89
Figura 44 – Coordenogramas dos cinco pares de fusíveis em sequência violados. . .	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Inequações de dispositivos de Proteção.	24
Tabela 2 – Classificação da faixa de tensão de operação em pontos de conexão em redes com tensão superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.	27
Tabela 3 – Parâmetros para a restrição de proteção.	27
Tabela 4 – Equações dos 4 tipos de faltas considerados no trabalho.	56
Tabela 5 – Manobras de Chaves - Caso 1	62
Tabela 6 – Manobras de Chaves - Caso 2	62
Tabela 7 – Manobras de Chaves - Caso 3	62
Tabela 8 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-70 do caso 6.1.1.	73
Tabela 9 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.1.	73
Tabela 10 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-70. . .	75
Tabela 11 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.2.	75
Tabela 12 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-84 do caso 6.1.3.	77
Tabela 13 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.3.	77
Tabela 14 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-84. . .	79
Tabela 15 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.4.	79
Tabela 16 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-119 do caso 6.1.5.	81
Tabela 17 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.5.	81
Tabela 18 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-119. .	82
Tabela 19 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.6.	83
Tabela 20 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-135 do caso 6.1.7.	85
Tabela 21 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.7.	86
Tabela 22 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-135. .	88
Tabela 23 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.8.	88

LISTA DE ALGORITMOS

1	Subrotina CORRENTES	51
2	Subrotina TENSÕES	51
3	FLUXO DE CARGA	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AE	<i>Algoritmo Evolutivo</i>
AEMT	<i>Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo em Tabela</i>
CAO	<i>Change Ancestor Operator</i>
CTI	<i>Coordination Time Interval</i>
DP	<i>Dispositivo de Proteção</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
MEAN	<i>Multi-Objective Evolutionary Algortihm with NDE</i>
MEAN-PC	<i>MEAN with Protection Constraints</i>
MOOP	<i>Multi-Objective Optimization Problem</i>
NA (TIE)	<i>Chave Seccionadora Normalmente Aberta</i>
NDE	<i>Node Depth-Encoding</i>
NF	<i>Chave Seccionadora Normalmente Fechada</i>
NASG-II	<i>Non-Dominated Sorting Genetic Algoritm-II</i>
PAO	<i>Preserve Ancestor Operator</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica</i>
RNP	<i>Representação Nó-Profundidade</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SD	<i>Sistema de Distribuição</i>
SEE	<i>Sistema de Energia Elétrica</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	16
1.2	Objetivos	17
1.2.1	Geral	17
1.2.2	Específicos	17
1.3	Revisão Bibliográfica	18
1.4	Estrutura do Trabalho	19
2	RECONFIGURAÇÃO E PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	21
2.1	Sistemas de Distribuição Radiais	21
2.2	Reconfiguração de Sistemas de Distribuição	22
2.3	Coordenação entre Dispositivos de Proteção	23
2.4	Coordenação de Fusíveis	24
2.5	Coordenação Religador–Fusível	24
2.6	Coordenação entre Religadores	24
2.7	Coordenação Relé/Religador e Relé/Fusível	24
2.8	Formulação Matemática	25
2.9	Descrição da Abordagem	33
3	REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE	37
3.1	Elementos da RNP	37
3.2	Operadores PAO e CAO	38
3.2.1	PAO	39
3.2.2	CAO	40
3.3	Localização de um nó na RNP de uma floresta	43
3.4	Determinando os nós p, r e a	44
4	AValiação das Soluções	45
4.1	Fluxo de Carga	45
4.1.1	Método de Soma de Corrente	46
4.1.2	Extensão da RNP para Fluxo de Carga	47
4.1.3	Fluxo de Carga com Varredura Direta/Reversa com RNP	50
4.2	Análise de Curto-Circuito (Cálculo de Faltas através do Método IEC 60909)	52
4.2.1	Exemplo do Equivalente de Thévenin	53

4.3	Verificação da Coordenação entre os Dispositivos de Proteção .	56
4.3.1	Exemplo da Verificação da Coordenação	57
4.4	Cálculo do Número de Manobras	59
5	ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO	64
5.1	Algoritmos Evolutivos	64
5.2	O Problema de Otimização Multiobjetivo	65
5.3	Algoritmos Evolutivos para Otimização Multiobjetivo	66
5.3.0.1	NSGA-II	67
5.4	Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo em Tabela - AEMT	69
6	TESTES E RESULTADOS EXPERIMENTAIS	71
6.1	Sistemas de distribuição utilizados em testes	71
6.1.1	Caso 1 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 70 barras na topologia inicial	72
6.1.2	Caso 2 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 70 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.	74
6.1.3	Caso 3 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 84 barras na topologia inicial	76
6.1.4	Caso 4 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 84 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.	77
6.1.5	Caso 5 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 119 barras na topologia inicial	80
6.1.6	Caso 6 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 119 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.	82
6.1.7	Caso 7 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 135 barras na topologia inicial	84
6.1.8	Caso 8 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 135 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.	87
7	CONCLUSÃO	91
7.1	Conclusões	91
7.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	92
	Referências	93

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Os sistemas de distribuição (SD) de energia elétrica devem operar de forma confiável e econômica, respeitando tanto as restrições de carga como as restrições operacionais. A primeira restrição está relacionada ao suprimento da demanda total dos consumidores alimentados pelo sistema, enquanto a segunda estabelece os limites de tensão e corrente para garantir que as linhas e os equipamentos instalados operem de forma segura e eficiente. Operando em regime permanente, é desejável aumentar a eficiência e diminuir o custo operacional. Estimativas indicam que a maior proporção de perdas de potência mensuráveis em todo o sistema de energia elétrica (SEE) se concentra no estágio da distribuição, e uma das formas de se obter a eficiência operacional é através da operação do sistema no estado de mínimas perdas. Neste estado, o sistema de distribuição apresenta um melhor perfil de tensão ao longo dos alimentadores, caracterizado por uma melhor distribuição do fluxo de potência nas linhas, o que influencia diretamente no aumento da vida útil dos equipamentos instalados na rede.

Assim como em outras cadeias produtivas, os sistemas elétricos de potência (SEP) possuem perdas em cada uma de suas etapas. As perdas de energia elétrica são usualmente classificadas de acordo com a origem. Pelo processo físico do transporte (condução e transformação) da energia elétrica, elas são classificadas como perdas técnicas, enquanto que as demais, como problemas na medição, erros em medições por estimativa, fraudes e furtos de energia elétrica, são classificadas como perdas não técnicas. Outro aspecto de grande importância está relacionado com a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores, que é fundamental para o bem-estar da sociedade moderna. Desta forma, é fundamental obter uma solução (estado operacional) que maximize o compromisso entre a energia disponível e a demanda no sistema considerando as perdas técnicas, uniformização da distribuição do carregamento, minimização do desvio de tensão nas barras, proteção da rede, dentre outros objetivos e, que, conseqüentemente, promova melhores condições operativas na rede.

A minimização de perdas de potência ativa é muito importante para melhorar a eficiência do SD. Alterar a topologia do sistema de distribuição radial (SDR) é uma função do sistema de automação de redes de distribuição. O sistema de automação reconfigura a rede mudando os status de chaves, embora a rede deva manter sua radialidade e demanda (reconfiguração do sistema de distribuição), é uma forma eficaz de reduzir as perdas técnicas ([MACEDO et al., 2018](#)) e ([KHORSHID-GHAZANI et al., 2017b](#)).

O SD de energia elétrica opera cada vez mais de forma eficiente devido aos requi-

sitos regulatórios e benefícios econômicos. A reconfiguração do SDR é um problema de otimização em larga escala que envolve variáveis de decisão, uma função objetivo e um conjunto de restrições que muitas vezes podem conter não-linearidades. É um problema de natureza combinatória, onde a busca por soluções factíveis e de qualidade é extremamente complexa, devido à elevada quantidade de soluções presentes no espaço de busca, das quais, inúmeras destas não atendem às restrições de proteção e de operação (radialidade, limites de tensão, demanda e limite de carga no SDR). Consequentemente, identificar soluções de alta qualidade para problemas de reconfiguração é uma tarefa em constante mudança. Isso motiva pesquisadores a desenvolverem modelos e métodos cada vez mais eficientes para tratar o problema (R.; MANTOVANI, 2015) e (MAHDAVI; ROMERO, 2021).

A reconfiguração de sistemas de distribuição não se limita à redução de perdas. Ela pode também ser aplicada ao planejamento da expansão da rede, à melhoria de indicadores de qualidade de energia, ao restabelecimento do fornecimento de energia após faltas permanentes, ao balanceamento de cargas entre alimentadores e à melhoria do perfil de tensão. Esta pesquisa, em particular, foca no problema de reconfiguração de redes radiais com o objetivo de reduzir as perdas resistivas totais e o número de operações de chaveamentos, de forma a garantir minimamente a proteção de fase e neutro na rede.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Este trabalho tem como objetivo principal avaliar os parâmetros operacionais e de proteção de redes radiais de distribuição por meio da aplicação da ferramenta computacional MEAN-PC (VIEIRA, 2020).

A avaliação é conduzida considerando tanto a topologia original quanto topologias alteradas dos sistemas, incluindo a análise dos esquemas de proteção de fase e de neutro.

1.2.2 Específicos

Os objetivos específicos que norteiam esta avaliação são:

- ★ Avaliar o desempenho da ferramenta MEAN-PC na obtenção de soluções que:
 - Minimizem as perdas ativas totais;
 - Reduzam o número de manobras de chaveamento necessárias;
 - Promovam a uniformização do carregamento das linhas e das subestações;
 - Melhorem o perfil de tensão ao longo dos alimentadores.

- ★ Verificar a capacidade do algoritmo em garantir a coordenação e a seletividade entre os dispositivos de proteção (DP) nas configurações resultantes.
- ★ Analisar a eficiência computacional da ferramenta na resolução do problema de reconfiguração com restrições de proteção.

A fim de atingir esses objetivos, o estudo utilizará como estudo de caso quatro sistemas-teste radiais IEEE de 70, 84, 119 e 135 barras.

1.3 Revisão Bibliográfica

Diversos trabalhos utilizam meta-heurísticas para a reconfiguração de redes elétricas.

Os autores [Civanlar et al. \(1988\)](#) apresentaram uma nova heurística para reconfiguração de redes, conhecida como troca de ramos (do inglês, *branch-exchange*) onde a cada etapa realiza-se uma permutação de estados entre pares de chaves, uma aberta e outra fechada, objetivando redução de perdas.

A pesquisa de [Hsu e Yi \(1993\)](#) trata da reconfiguração e considera a alocação e o dimensionamento apropriados dos dispositivos de proteção da rede para que a coordenação seja satisfatória no ato dos chaveamentos da rede. O método considera cargas trifásicas equilibradas, e duas heurísticas: localização dos dispositivos de proteção e regiões chaveáveis com balanceamento de carga. O trabalho tem como objetivo a minimização das cargas desligadas e das perdas elétricas. A desvantagem é a limitação da possibilidade de combinações de chaveamentos da rede elétrica, já que há restrição da proteção.

O artigo de [Bhattacharya e Goswami \(2008\)](#) aborda a questão da restrição da coordenação da proteção na reconfiguração de redes de distribuição. A pesquisa constata que a coordenação restringe as mudanças na direção do fluxo de corrente nas linhas de distribuição, reduzindo assim drasticamente o espaço de busca a ser explorado pelos algoritmos de reconfiguração. A pesquisa constata que, para estudos de reconfiguração, a proteção deve ser planejada considerando todas as configurações permitidas da rede. O artigo ainda ilustra os estudos de proteção por meio de uma rede teste e apresenta um algoritmo para reconfiguração que incorpora as restrições de coordenação de proteção.

Em [Khorshid-Ghazani et al. \(2017a\)](#) é apresentada uma metodologia ótima, via Algoritmo Genético (AG), para processo de reconfiguração em redes reais de distribuição, considerando tanto as condições operacionais quanto à coordenação entre os dispositivos de proteção da rede. O objetivo é obter uma configuração factível que obtenha tanto a minimização das perdas elétricas ativas quanto a um perfil satisfatório de tensão, e que, ao mesmo tempo, consiga alcançar um intervalo adequado de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção da rede. Esse foi o único trabalho que abordou a proteção da rede elétrica de forma analítica, tanto no sentido operacional quanto no filosófico.

O trabalho foi pioneiro em inserir, na formulação da função objetivo do processo de reconfiguração, as restrições matemáticas para a avaliação de proteção da rede elétrica. Foram considerados apenas curtos-circuitos trifásicos.

O trabalho de [Rahim et al. \(2019\)](#) aborda uma metodologia que usa o algoritmo Firefly e programação evolutiva para a reconfiguração de três redes de distribuição, considerando as já tradicionais restrições operacionais, as restrições de coordenação entre os dispositivos de proteção da rede e o dimensionamento e alocação otimizada de geração distribuída (GD). A finalidade é obter uma configuração ótima com um dimensionamento adequado de GD que atenda, ao mesmo tempo, à minimização das perdas elétricas e a operação adequada dos dispositivos de proteção da rede durante as condições normais de operação e de falta. Esse foi o segundo trabalho que abordou a proteção da rede elétrica de forma analítica, tanto no sentido operacional quanto no filosófico.

O artigo de [Vieira et al. \(2021\)](#) apresenta uma metodologia denominada MEAN-PC para a restauração de serviço em sistemas de distribuição radiais. Tal técnica incorpora a restrição de proteção para que se junte às restrições operacionais já existentes e exploradas. A ferramenta utiliza tabelas de subpopulação adicionais para armazenar as soluções que consideram as restrições de proteção de fase e neutro. O objetivo é mostrar que as restrições de proteção de sobrecorrente nos problemas de restauração de serviço podem ser consideradas de forma eficaz, indicando corretamente as soluções viáveis do plano de manobra. Esse trabalho serviu de base para a presente pesquisa, ao fornecer a ferramenta computacional MEAN-PC para a análise dos parâmetros operacionais e de proteção de redes radiais de distribuição de que trata este trabalho.

1.4 Estrutura do Trabalho

Os Capítulos seguintes estão organizados da seguinte maneira:

O Capítulo 2 descreve a proteção de redes de distribuição de energia elétrica, aborda também a coordenação entre os DP, e destaca a formulação matemática para o problema de reconfiguração de redes elétricas de distribuição.

O Capítulo 3 apresenta os fundamentos da RNP e dois Operadores para manipulação dessa representação usada pelo AEMT para construção de novas configurações para uma rede elétrica.

O Capítulo 4 mostra como cada topologia gerada pelos Operadores da RNP é avaliada. Detalhes do fluxo de carga utilizado para esse fim também são apresentados, assim como o curto-circuito e a verificação da coordenação a cada iteração para os DP em sequência, bem como o cálculo do número de manobras para se obter uma dada configuração.

O Capítulo 5 introduz os conceitos principais envolvendo AEs multiobjetivos, a

natureza de multiobjetivos conflitantes, destacando o NSGA-II empregado com sucesso em problemas envolvendo reconfiguração. Em sequência, a ferramenta computacional MEAN-PC é aplicada em quatro SDR de 70, 84, 119 e 135 barras. As soluções do MEAN-PC são discutidas.

O Capítulo 6 apresenta os resultados experimentais do MEAN-PC para quatro SDR de pequeno e médio porte. Testes são realizados considerando a topologia original e topologia alterada com a consideração da proteção de fase e neutro. Comparações entre os dois cenários são realizadas nesse Capítulo, apontando a influência das soluções da rotina MEAN-PC nos parâmetros operacionais e de proteção de redes radiais de distribuição.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho e perspectivas futuras.

2 RECONFIGURAÇÃO E PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

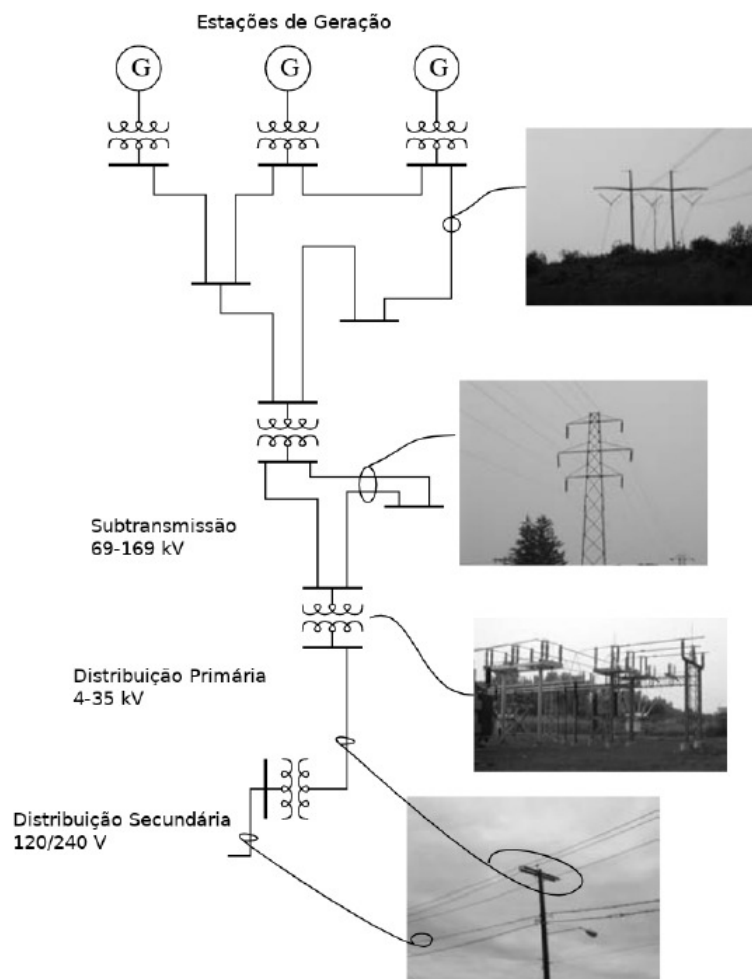
Neste Capítulo será apresentada uma breve introdução aos sistemas de distribuição e ao problema de reconfiguração. Em seguida, será descrita a formulação matemática do problema, utilizada na avaliação dos parâmetros operacionais e de proteção das redes radiais de distribuição testadas.

2.1 Sistemas de Distribuição Radiais

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser conceituado como uma rede interconectada de equipamentos e instalações eletroenergéticas cuja finalidade é viabilizar a produção, o transporte e a entrega de energia elétrica aos consumidores finais, assegurando níveis adequados de qualidade, continuidade e segurança operativa. Estruturalmente, o SEP é segmentado em três subsistemas fundamentais: Geração, Transmissão e Distribuição. O subsistema de Geração é responsável pela conversão de fontes primárias de energia, presentes na natureza — como recursos hidráulicos, eólicos, solares, nucleares ou químicos — em energia elétrica. Em seguida, a Transmissão desempenha a função de transportar essa energia, em elevados níveis de tensão, desde os centros geradores até as regiões de maior concentração de carga, que, em geral, encontram-se espacialmente distantes das usinas. Por fim, a Distribuição consiste na etapa em que a energia proveniente das redes de transmissão é transformada em níveis de tensão compatíveis com o consumo, sendo então entregue às unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais (VIEIRA, 2020). Dessa forma, a interdependência funcional entre os subsistemas de Geração, Transmissão e Distribuição constitui a espinha dorsal do SEP, conformando a base de sua operação, conforme representado na Figura 1.

O subsistema de Distribuição de energia elétrica é usualmente segmentado em dois níveis operativos: Distribuição Primária e Distribuição Secundária. A Distribuição Primária caracteriza-se pelo funcionamento em níveis de média tensão (13,8kV), predominantemente estruturados em redes radiais aéreas. Esse setor tem como finalidade principal o suprimento de transformadores de distribuição — responsáveis pelo rebaixamento da tensão para atendimento ao sistema secundário —, bem como o fornecimento direto a consumidores classificados como primários, que apresentam elevada demanda energética, a exemplo de indústrias, hospitais e grandes centros comerciais. Ademais, é nesse segmento que se concentram recursos técnicos destinados à reconfiguração da rede após a ocorrência de faltas permanentes, assegurando maior confiabilidade ao sistema. A Distribuição Secundária, por sua vez, pode ser configurada tanto em topologias radiais quanto em malha, destinando-se ao atendimento de consumidores de baixa tensão, tais

Figura 1 – Exemplo de um SEP.



Fonte: (SHORT, 2018).

como unidades residenciais, estabelecimentos comerciais de pequeno porte e determinadas instalações industriais. Esse nível do sistema, portanto, desempenha papel essencial entre a infraestrutura elétrica e o consumidor, garantindo a entrega da energia em condições adequadas de utilização (MANSOUR, 2009).

No Sistema de Distribuição existem chaves seccionadoras localizadas em pontos estratégicos na rede e através da abertura e do fechamento dessas chaves é possível alterar a topologia da rede elétrica. Elas podem se apresentar em dois estados, Normalmente Abertas (NA) e Normalmente Fechadas (NF).

2.2 Reconfiguração de Sistemas de Distribuição

A reconfiguração de sistemas de distribuição (SD) consiste na alteração do estado das chaves normalmente abertas (NA) e normalmente fechadas (NF), visando atender a propósitos técnicos e operacionais, em situações emergenciais ou não. A modificação da

configuração em redes de distribuição primária pode não apenas otimizar as condições de operação, mas também favorecer o uso eficiente da infraestrutura existente, além de permitir uma resposta mais ágil da concessionária frente a contingências. Nesse contexto, o procedimento configura-se como um recurso indispensável para garantir a operação eficiente do sistema e promover o uso racional da energia elétrica. (PEPONIS; PAPADOPULOS; HATZIARGYRIOU, 1996).

2.3 Coordenação entre Dispositivos de Proteção

O sistema de proteção deve assegurar boa confiabilidade e segurança tanto na operação quanto no fornecimento de energia elétrica, além de preservar a integridade da rede de distribuição. O objetivo de um esquema de proteção eficiente é eliminar todas as falhas e isolar a menor seção possível do sistema quando ocorrerem faltas permanentes (ANDERSON, 1999).

Quando dois dispositivos de proteção (DP) alocados em série possuem características que fornecem uma sequência de operação específica, diz-se que esses dispositivos estão coordenados. Com isso, o dispositivo que é destinado a operar primeiro, com o objetivo de isolar a falta (ou interromper a corrente de falta) é definido como dispositivo protetor. Sendo este, geralmente, o dispositivo mais próximo da falta. O dispositivo que garante a proteção de retaguarda e que opera somente quando o dispositivo protetor falhar, é definido como dispositivo protegido. Os dispositivos coordenados adequadamente ajudam a: (1) eliminar interrupções de serviços devido às faltas temporárias, (2) minimizar a propagação da falta reduzindo o número de consumidores afetados e (3) localizar a falta minimizando o tempo de duração do desligamento.

Em caso de falta a jusante do dispositivo de proteção (DP), a coordenação impõe a existência de uma margem de tempo mínima (do inglês, *Coordination Time Interval*) entre os tempos de operação do DP protetor (mais próximo da falta) e o tempo do DP protegido (mais próximo da subestação). Essa margem CTI se aplica para qualquer combinação possível entre DPs, exceto para combinação fusível-fusível. Diz-se que um par de DP coordena adequadamente se o CTI entre os tempos de operação do DP protetor e o DP de retaguarda correspondente estiver acima de um valor mínimo. Normalmente, CTI é considerado como 0,2 s. O mesmo foi considerado neste trabalho. A expressão para o CTI é dada na Equação 1,

$$CTI = t_{ptr} - t_{ptg} \quad (1)$$

sendo que, t_{ptr} representa o tempo de operação do DP protetor e t_{ptg} indica o tempo de operação do DP protegido.

2.4 Coordenação de Fusíveis

A coordenação para dois elos fusíveis em sequência é obtida comparando a curva TCT do fusível protetor com a curva MMT do fusível protegido. A curva TCT do fusível não deve exceder em 75% a curva MMT do fusível de retaguarda, conforme Tabela 1, de acordo com (GERS; HOLMES, 2004). Este critério expresso na Tabela 1 assegura seletividade para os elos fusíveis em sequência.

Tabela 1 – Inequações de dispositivos de Proteção.

Dispositivos	Inequação
Fusível–Fusível	$t_{op}^{fusível} = \left(\frac{TCT_{Ptr}}{MMT_{Ptg}} \right) \leq 0,75$
Religador–Fusível	$CTI > t_{Rlg}^{Lenta} - TCT_{Ptr} = 0,2s$
Relé–Religador	$CTI > t_{Relé}^{Lenta} - t_{Rlg}^{Lenta} = 0,2s$
Religador–Religador	$CTI > t_{Rlg_Ptr}^{Lenta} - t_{Rlg_Ptg}^{Lenta} = 0,2s$
Relé–Religador/Fusível	$CTI > t_{op}^{Relé} - t_{op}^{Rlg-fusível} = 0,2s$

Tal que, TCT_{Ptr} expressa o tempo total de fusão do fusível protetor e MMT_{ptg} representa o tempo mínimo de fusão do fusível protegido.

2.5 Coordenação Religador–Fusível

O fusível atua como protetor e o religador como protegido. Uma margem mínima CTI é considerada entre a curva lenta do religador e a curva TCT do fusível. Os critérios de coordenação são válidos para proteção de fase/neutro. A regra que facilita o uso desta combinação é apresentada na Tabela 1.

Sendo que, o TCT_{Ptr} expressa o tempo máximo de fusão do fusível protetor e t_{Rlg}^{Lenta} indica o tempo de operação do religador na curva lenta.

2.6 Coordenação entre Religadores

O religador protetor deve operar antes que o religador protegido sob a margem mínima CTI , conforme a Tabela 1. Os mesmos critérios devem ser adotados para a proteção de fase/neutro.

Tal que, $t_{Rlg_Ptr}^{Lenta}$ representa o tempo de operação do religador (protetor) na curva lenta e $t_{Rlg_Ptg}^{Lenta}$ expressa o tempo de operação do religador (protegido) operando na curva lenta.

2.7 Coordenação Relé/Religador e Relé/Fusível

O DP de proteção (religador ou fusível) deve operar antes do relé (protegido) sob uma margem mínima CTI . Essa margem deve garantir a seletividade para todo o intervalo

de coordenação fase/neutro, conforme a Tabela 1.

Sendo que, $t_{op}^{Relé}$ equivale ao tempo de operação do relé e $t_{op}^{Rlg-fusível}$ indica o tempo de operação do dispositivo a jusante.

2.8 Formulação Matemática

Neste trabalho foi utilizada a ferramenta MEAN-PC de [Vieira et al. \(2021\)](#) que estende em 4 tabelas a metodologia proposta por [SANTOS \(2009\)](#) para a avaliação dos parâmetros operacionais e de proteção de redes radiais de distribuição. A proposta, além de utilizar as já conhecidas (e exploradas) restrições operacionais, inclui também as restrições de proteção (operacional e de coordenação) em uma função agregação f_{ag} que contém todos os objetivos e todas as restrições (operacionais e de proteção) para o problema. Assim, a formulação para o problema de reconfiguração que busca minimizar as perdas ativas totais e o número de operações de chaveamentos, pode ser escrita como:

$$\text{Mínimo } L(F) \tag{2}$$

$$\text{Mínimo } \psi(F, F^0) \tag{3}$$

1. Objetivo 1: $L(F)$ representa a quantidade de perdas resistivas totais para uma determinada topologia radial da rede (uma floresta F);
2. Objetivo 2: $\psi(F, F^0)$ é o número de operações de chaveamento necessário para se obter uma configuração F a partir de uma configuração F^0 . A realidade mostra que, em boa parte das redes de distribuição, nem todas as suas chaves são telecomandadas, já que elas passam por um processo de automação gradativo que ainda perdurará por alguns anos ([KUMAR; SHARMA, 2008](#)) e ([KIM et al., 2013](#)). Neste trabalho, considerar-se-á todas as suas chaves automatizadas. Essa consideração torna o número de chaveamentos uma variável não tão crítica. Entretanto, a minimização no manuseio de chaves pode diminuir alguns efeitos de ordem prática que as manobras ocasionam nas redes, tais como: desgaste prematuro das partes mecânicas articuladas nas chaves (e expectativa de vida), possível produção de harmônicos e transitórios na rede, etc. Quanto menos manobras houver, menor será a probabilidade de ocorrências de perturbações na rede. Por isso, o número de chaveamentos é uma variável que deve ser incluída na formulação do problema para contribuir com a diversidade de soluções entre as tabelas usadas e que estão à disposição do algoritmo utilizado.

Para a formulação das restrições, considerar-se-á, primeiramente, as de carregamento. Os limiares de sobrecarga de equipamentos, leva em conta os limiares de sobrecarga

de equipamentos do sistema de distribuição, como transformadores e linhas. Tais limiares podem ser alcançados em condições circunstanciais visando ao atendimento emergencial das cargas frente a uma situação temporária de risco controlado para o alimentador que não ocasione danos (BARBOSA, 2012). Desse modo, numa dada configuração, a minimização dos carregamentos da rede e da subestação, correspondentes aos índices $X(F)$ e $B(F)$, respectivamente, assegura que todas as soluções finais proporcionem ao alimentador condições de operação mais distantes dos limiares de sobrecarga.

1. **Restrição 1:** O carregamento da rede ($X(F)$), pode ser definido como um limitante superior para magnitude de corrente $\bar{x}_j$, para cada magnitude de corrente de linha x_j , na linha j . A maior razão $X(F) = x_j/\bar{x}_j$ é denominada carregamento da rede da configuração F .
2. **Restrição 2:** Da mesma forma que os trechos da rede, a subestação também está sujeita às limitações operacionais. O problema de otimização da configuração do sistema de distribuição sujeita-se às restrições de desigualdade relativas à potência real nas barras de carga. Nenhuma subestação do sistema de distribuição pode operar sobrecarregada, ou seja, a agregação de cargas a cada uma delas não pode ultrapassar suas respectivas capacidades. A demanda de potência do conjunto de barras de carga acrescida ao alimentador receptor não pode ir além da disponibilidade máxima de potência da subestação ($S_{\text{Subs}}^{\text{Máx}}$) alimenta. Essa potência é correspondente a potência nominal do(s) transformador(es) da referida subestação da qual derivam os alimentadores, incluindo o próprio alimentador receptor em questão. Com isso, o carregamento da subestação ($B(F)$) é definido como a máxima magnitude de injeção de corrente $\bar{b}_s$ possível para cada injeção de corrente b_s provida por uma subestação s . A maior razão $B(F) = b_s/\bar{b}_s$ é denominada carregamento da subestação da configuração F .

Com isso, os valores de $X(F)$ e $B(F)$ são determinadas da seguinte forma:

$$X(F) = \max \left(\frac{x_j}{\bar{x}_j} \right) \quad (4)$$

$$B(F) = \max \left(\frac{b_s}{\bar{b}_s} \right) \quad (5)$$

A terceira restrição na formulação do problema de reconfiguração é a tensão nas barras (N_B) que devem sofrer o mínimo afundamento possível.

3. **Restrição 3:** A existência de cargas no sistema de distribuição com N_B barras causa flutuação indesejável nessas tensões. Nesses casos, os limites inferior e superior para a tensão numa determinada barra k devem ser atendidos: $V_k^{\min} \leq$

$V_k \leq V_k^{\max}$, $\forall k = 1, \dots, N_B$. Um perfil de tensão ao longo do alimentador dentro de limites adequados atenua as variações abruptas que podem comprometer as especificações de provimento de energia às cargas. Nas simulações, os limites mínimo e máximo são assumidos tipicamente como sendo 0,93 p.u. e 1,05 p.u. (Ver Tabela 2), de acordo com o especificado em (BARAN; WU, 1989), (SU; LEE, 2003) e (ANEEL, 2010).

Tabela 2 – Classificação da faixa de tensão de operação em pontos de conexão em redes com tensão superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq V \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq V < 0,93TR$
Crítica	$0,90TR > V$ ou $V > 1,05TR$

As duas últimas restrições são de proteção: **restrição operacional** (Restrição 4) e de **coordenação** (Restrição 5). São restrições que inviabilizam o desempenho da proteção para uma dada configuração F analisada, mesmo que esta atenda às restrições operacionais.

- Restrição 4:** A restrição operacional deve evitar configurações em que ocorra, as seguintes situações: (i) corrente de carga excede o ajuste de corrente do Relé/Religador, ou supere o valor nominal dos fusíveis em 50%, além de sua capacidade nominal. Caso contrário, os dispositivos de proteção (DP) irão operar por sobrecarga; (ii) garantir que os DP sejam sensíveis a menor falta dentro de sua zona de proteção.

A Tabela 3 mostra os parâmetros a serem considerados. As expressões gerais para penalizar configurações que não atendam às situações (i) e (ii) são apresentadas nas Equações 6 e 7, respectivamente.

Tabela 3 – Parâmetros para a restrição de proteção.

DP	F_{sbc}	I_n^{DP}	I_p^{DP}	F_{cc}	$I_{cc_min}^{Z.DP}$
Relé	1	$I_{nom}^{trecho\ rele}$	I_p^{rele}	1	$I_{cc_min}^{Z_rele}$
Religador	1	$I_{nom}^{trecho\ rlg}$	I_p^{rlg}	1	$I_{cc_min}^{Z_Rlg}$
Fusível	1,5	$I_{nom}^{trecho\ fus}$	I_{nom}^{fus}	4	$I_{cc_min}^{Z_Fus}$

$$N_{OP}^{Fase} = \sum_{i=1}^{N_{DP}} \begin{cases} 1, & \text{if } (I_{i,n}^{DP} - F_{sbc,i} \times I_{i,p}^{DP}) > 0 \\ 0, & \text{do contrário} \end{cases} \quad (6)$$

$$N_{nS}^{fase}, N_{nS}^{Neutro} = \sum_{i=1}^{N_{DP}} \begin{cases} 1, & \text{if } (F_{cc,i} \times I_{i,p}^{DP} - I_{i,f,min}^{Z,DP}) > 0 \\ 0, & \text{do contrário} \end{cases} \quad (7)$$

onde, para uma configuração F:

- N_{OP}^{Fase} : equivale ao número de DP que atuou indevidamente;
- $N_{nS}^{Fase}, N_{nS}^{Neutro}$: é o número de DP que deixou de atuar para o menor nível de falta dentro de sua zona de proteção de fase e neutro, respectivamente;
- $F_{sbc,i}$: corresponde ao fator de sobrecarga;
- $I_{i,n}^{DP}$: é a corrente nominal do DP i ;
- $I_{i,p}^{DP}$: indica o ajuste do DP i ;
- N_{DP} : representa o número total de DP usados na rede numa dada configuração F;
- $I_{i,min,F}^{Z,DP}$: corresponde a menor falta bifásica ($I_{cc}^{2F \min}$) na zona de proteção do DP i para proteção de fase;
- $I_{cc}^{1F \min}$: indica a menor falta bifásica ($I_{cc}^{2F \min}$) na zona de proteção do DP i para proteção de neutro;
- $F_{cc,i}$: é o fator de curto-circuito.

Desse modo, é possível expressar a restrição de proteção operacional de Fase, conforme Equação 8, e as de sensibilidade de Fase, Equação 9, e de Neutro, Equação 10.

$$O(F) = \begin{cases} \left(\frac{N_{op}^{Fase}}{N_{DP}} \right), & \text{se algum DP operar} \\ 0, & \text{do contrário} \end{cases} \quad (8)$$

$$S(F)^f = \begin{cases} \left(\frac{N_{nS}^{Fase}}{N_{DP}} \right), & \text{se algum DP deixar operar para proteção de Fase} \\ 0, & \text{do contrário} \end{cases} \quad (9)$$

$$S(F)^n = \begin{cases} \left(\frac{N_{nS}^{Neutro}}{N_{DP}} \right), & \text{se algum DP deixar operar para proteção de Neutro} \\ 0, & \text{do contrário} \end{cases} \quad (10)$$

3. Restrição 5: A verificação da coordenação entre os DP ocorre a cada nova topologia e deve ser considerada na formulação das restrições do problema de reconfiguração.

Restrição de Coordenação Fusível – Fusível:

A função de penalidade é formulada conforme Equação 11,

$$R_3^{Fase} = \sum_{i=1}^{N_{FF}} \max [(TCT_{i,pr} - 0,75 \times MMT_{i,pg}), 0] \quad (11)$$

onde $TCT_{i,pr}$ é o tempo total de interrupção do fusível protetor; $MMT_{i,pg}$ é o tempo mínimo de fusão do fusível protegido e N_{FF} é o número de pares de fusíveis encontrados na configuração associada.

Restrição de Coordenação Religador – Fusível:

A função de penalidade é formulada como mostra a Equação 12,

$$R_4^{Fase} = \sum_{i=1}^{N_{Rlg_F}} \max \left[\left(CTT^{Rlg-F} - (t_{i,lenta}^{rlg} - TCT_i) \right), 0 \right] \quad (12)$$

onde N_{Rlg_F} é o número de combinações Religador-Fusível, em que o fusível é o dispositivo protetor; TCT_i é o tempo total de interrupção do fusível i ; $t_{i,lenta}^{rlg}$ é o tempo de operação do religador na curva lenta para faltas a jusante do fusível i e CTT^{Rlg-F} é a margem mínima de tempo de coordenação.

Restrição de Coordenação Religador – Religador:

A função de penalidade é formulada como ilustra a Equação 13,

$$R_5^{Fase} = \sum_{i=1}^{N_{Rlg_Rlg}} \max \left[\left(CTT^{Rlg-Rlg} - (t_{i,lenta}^{R,PG} - t_{i,lenta}^{R,PR}) \right), 0 \right] \quad (13)$$

onde N_{Rlg_Rlg} é o número de combinações Religador-Religador; $t_{i,lenta}^{R,PG}$ é o tempo de operação do religador protegido na curva lenta para faltas a jusante do religador protetor i , $t_{i,lenta}^{R,PR}$ é o tempo de operação do religador protetor i na curva lenta para faltas a jusante a partir de seu próprio local e $CTT^{Rlg-Rlg}$ é a margem mínima de tempo de coordenação entre os religadores.

Restrição de Coordenação Relé – Religador:

A função de penalidade é formulada conforme Equação 14.

$$R_6^{Fase} = \sum_{i=1}^{N_{R_Rlg}} \max \left[\left(CTI^{R-Rlg} - (t_{i,op} - t_{i,lenta}^{R,pr}) \right), 0 \right] \quad (14)$$

onde N_{R_Rlg} é o número de combinações Relé–Religador; $t_{i,op}$ é o tempo de operação do relé na função temporizada para faltas a jusante do religador i ; $t_{i,lenta}^{R,pr}$ é o tempo de operação do religador i na curva lenta para faltas a jusante de seu próprio local e CTI^{R-Rlg} é a margem mínima de tempo de coordenação entre as curvas da combinação.

Restrição de Coordenação Relé – Fusível:

A função de penalidade é formulada como ilustra a Equação 15,

$$R_i^{Fase} = \sum_{i=1}^{N_{R_F}} \max \left[\left(CTI^{R-F} - (t_{i,op} - TCT_i) \right), 0 \right] \quad (15)$$

em que N_{R_F} é o número de combinações Relé – Fusível; TCT_i é o tempo total de interrupção do fusível i ; $t_{i,op}$ é o tempo de operação do relé na função temporizada para faltas a jusante do fusível i e CTI^{R-F} é a margem mínima de tempo de coordenação para a combinação.

As mesmas restrições são consideradas outras 6 vezes para a proteção de neutro. Isto é, R_i^{Neutro} , com $i = 1 \dots 6$.

Todavia, para reunir todos os objetivos e restrições numa só modelagem, utilizou-se como base a formulação apresentada por Sanches (2013) onde foram acrescentados estudos de curto-circuito e proteção juntamente com restrições de proteção, conforme a Equação 16.

$$\begin{aligned} & \text{Min } L(F) \text{ e } \psi(F, F^0) \\ & Ax = b \\ \text{s.a. } & X(F) \leq 1 \\ & B(F) \leq 1 \\ & V(F) \leq 1 \\ & \left[I_4^{f \text{ tipos}} \right] = E \times \left[Z_{0,1,2}^{Eq \ Th} \right]^{-1} \\ & O(F) \leq 0 \\ & S(F) \leq 0 \\ & P(F) \leq 0 \\ & N(F) \leq 0 \\ & F \text{ é uma Floresta} \end{aligned} \quad (16)$$

Sendo que F é a floresta de grafo correspondente a uma dada configuração do sistema, e os objetivos a serem minimizados são: $L(F)$ é o número de perdas resistivas totais para uma determinada topologia F e $\psi(F, F^0)$ é o número de operações de chaveamentos para se obter uma configuração F a partir de uma configuração F^0 ;

As restrições que representam as equações do fluxo de carga podem ser representadas por um sistema linear do tipo $Ax = b$, onde:

- A – matriz incidência de F ;
- x – vetor de corrente de linha na configuração F ;
- b – vetor contendo as correntes de carga nas barras ($b_i \leq 0$) ou as correntes injetadas nas subestações ($b_i > 0$).
- $X(F)$ é o maior carregamento da rede na configuração F ;
- $B(F)$ é o maior carregamento da subestação na configuração F ;
- $V(F)$ é a maior queda de tensão na configuração F ;
- $O(F)$ é o índice percentual dos dispositivos que operam indevidamente na proteção de fase;
- $S(F)$ é o índice percentual dos dispositivos que deixam de operar quando necessário na proteção de fase $[S(F')^f]$ e neutro $[S(F')^n]$.
- $P(F)$ é o somatório de margem de coordenação (CTI) para proteção de fase;
- $N(F)$ é o somatório de margem de coordenação (CTI) para proteção de neutro.

A formulação do problema apresentada em 16 pode ser resumida considerando:

1. Penalizações para soluções que violarem as restrições $X(F)$, $B(F)$, $V(F)$, $O(F)$, $S(F)$, $P(F)$ e $N(F)$;
2. Uso da Representação Nó-Profundidade (RNP), que é uma estrutura de dados abstrata que pode armazenar e manipular com eficiência florestas geradoras (configurações de rede) e garantir que todas modificações produzirão também uma floresta geradora, neste caso, uma nova configuração radial capaz de fornecer energia para todo o sistema, esta estrutura de dados é apresentada com detalhes no Capítulo 4;
3. Resolver $Ax = b$ via algoritmo específico de Fluxo de Carga de Varredura Direta-Reversa do tipo Soma de Correntes para sistemas de distribuição radial;
4. Algoritmo específico para estudos de falta que utiliza o método IEC 60909, o mesmo é calculado com o sistema de distribuição radial representado via RNP;
5. Realização de estudos de coordenação via rotinas desenvolvidas;

6. Neste trabalho, utilizou-se a Equação 17 proposta por [Vieira \(2020\)](#), onde o problema de reconfiguração de redes é convertido em um problema de otimização mono-objetivo. Ou seja, acréscimo da função agregação na modelagem matemática que agrega múltiplos objetivos do problema por meio de pesos que ponderam a importância de cada um deles. Esta função também reúne as restrições para cada configuração F gerada pelo MEAN-PC.

$$f_{ag}(F) = L(F) + \psi(F, F^0) + \omega_x X(F) + \omega_b B(F) + \omega_v V(F) + \alpha(R_1^{op} + R_2^{Sn}) + \frac{\beta}{2N_p^c} [P(F) + N(F)] \quad (17)$$

onde R_i^{Fase} e R_i^{Neutro} são o conjunto de restrições de coordenação de fase e neutro, respectivamente; N_p^c é o número de pares de coordenação dos DP; $\omega_x, \omega_b, \omega_v, \alpha$ e β são pesos definidos em função do valor das restrições operacionais.

Segundo [SANTOS \(2009\)](#), o AEMT é robusto em relação às variações dos pesos ω_I . Esses valores devem ser suficientemente altos a fim de penalizar soluções infactíveis (pesos variando de 10 a 100 são em geral adequados). Com isso, os três primeiros são iguais a 100, conforme Equação 18. Já α e β são 140 e 50, respectivamente.

$$\omega_I = \begin{cases} 100, & \text{if } I(F) > 1, \text{ onde } I = X, B, V \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (18)$$

$$R_1^{op} = \begin{cases} [O(F) + 1], & \text{se algum DP operar} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (19)$$

$$R_2^{SnF} = \begin{cases} [S(F)^f + 1], & \text{se algum DP deixar operar para proteção de Fase} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (20)$$

$$R_2^{SnN} = \begin{cases} [S(F)^n + 1], & \text{se algum DP deixar operar para proteção de Neutro} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (21)$$

Onde $N_{DP}(F)$ é o número de dispositivos de proteção da configuração F .

$$R_2^{Sn} = R_2^{SnF} + R_2^{SnN} \quad (22)$$

$$P(F) = \sum_{i=3}^7 R_i^{Fase} \quad (23)$$

$$N(F) = \sum_{i=3}^7 R_i^{Neutro} \quad (24)$$

Sabe-se que a definição dos pesos que irão ponderar a importância de cada objetivo na função agregação é de difícil resolução, já que os valores assumidos por estes pesos têm influência direta na qualidade das soluções fornecidas e o seu desempenho pode ser diferente de uma rede para outra (KUMAR; SHARMA, 2008).

Todavia, embora os parâmetros f_{ag} possam ser ajustados de acordo com a necessidade de cada rede de distribuição, nesse trabalho foram adotados os mesmos parâmetros para todas as quatro redes testadas.

Assim, o problema de reconfiguração pode ser reformulado e escrito consoante a Equação 25:

$$\begin{aligned} & \min f_{ag}(F') \\ \text{s.a.} & \begin{cases} \text{Fluxo de Carga calculado com RNP} \\ \text{Curto-Circuito calculado com RNP} \\ \text{Estudos de Proteção: ajustes, coordenação e seletividade} \\ F \text{ ser uma floresta gerada pela RNP} \end{cases} \end{aligned} \quad (25)$$

Sendo f_{ag} a função de agregação que é não-linear e descontínua, com muitos locais ótimos, necessitando assim do uso de métodos heurísticos tais como os algoritmos evolutivos para obtenção de uma solução satisfatória ao problema de reconfiguração de redes elétricas.

2.9 Descrição da Abordagem

O fluxograma da abordagem (MEAN-PC) usada que combina uma técnica de AEMT baseada em tabelas de subpopulação com RNP e que também incorpora restrições de proteção ao incluir novas tabelas de subpopulação é ilustrado na Figura 2.

A abordagem proposta por Vieira et al. (2021) com base em Santos et al. (2010) e Sanches, London Junior e Delbem (2014) pode ser aplicada a qualquer rede de médio porte para a minimização de perdas elétricas totais e número de manobras com garantia de proteção de fase e neutro.

Inicialmente, o processo de busca do MEAN-PC utilizado realiza o carregamento dos dados de rede. Em seguida, a partir da topologia inicial os operadores da rede são usados para gerar novos indivíduos até que todas as tabelas vazias sejam preenchidas, formando assim a população inicial. Primeiro, uma solução é selecionada das tabelas de subpopulações como segue: uma subpopulação T_i é escolhida aleatoriamente; então, um de seus indivíduos é selecionado aleatoriamente. Em seguida, ou PAO ou CAO (escolhido

aleatoriamente) é aplicado ao indivíduo para gerar um novo. Então, este novo indivíduo é avaliado por algoritmos que: (i) calculam de forma eficiente o fluxo de carga com varredura direta/reversa; (ii) calculam o número de manobras; (iii) calculam os níveis de corrente de curto-circuito via método IEC 60909; e (iv) verificam a coordenação da proteção (rotinas específicas para estudos de proteção). A Tabela de subpopulação T_i recebe o novo indivíduo se o novo indivíduo for melhor (de acordo com o critério associado a T_i) que a pior solução em T_i , substituindo-a. Do contrário, o novo indivíduo é descartado e o processo continua até que o critério de parada seja alcançado G_{max} .

O MEAN-PC considera qualquer solução candidata para o problema de otimização armazenado por uma RNP.

a) Tabela associada aos objetivos

- T_1 - Indivíduos com menores valores de $L(F)$;
- T_2 - Indivíduos com menores valores de $\psi(F, F^\circ)$;

b) Tabelas associadas a restrições operacionais

- T_3 - Indivíduos com menores valores para $X(F)$;
- T_4 - Indivíduos com menores valores para $B(F)$;
- T_5 - Indivíduos com menores valores para $V(F)$;

c) Tabelas associadas a restrições de proteção

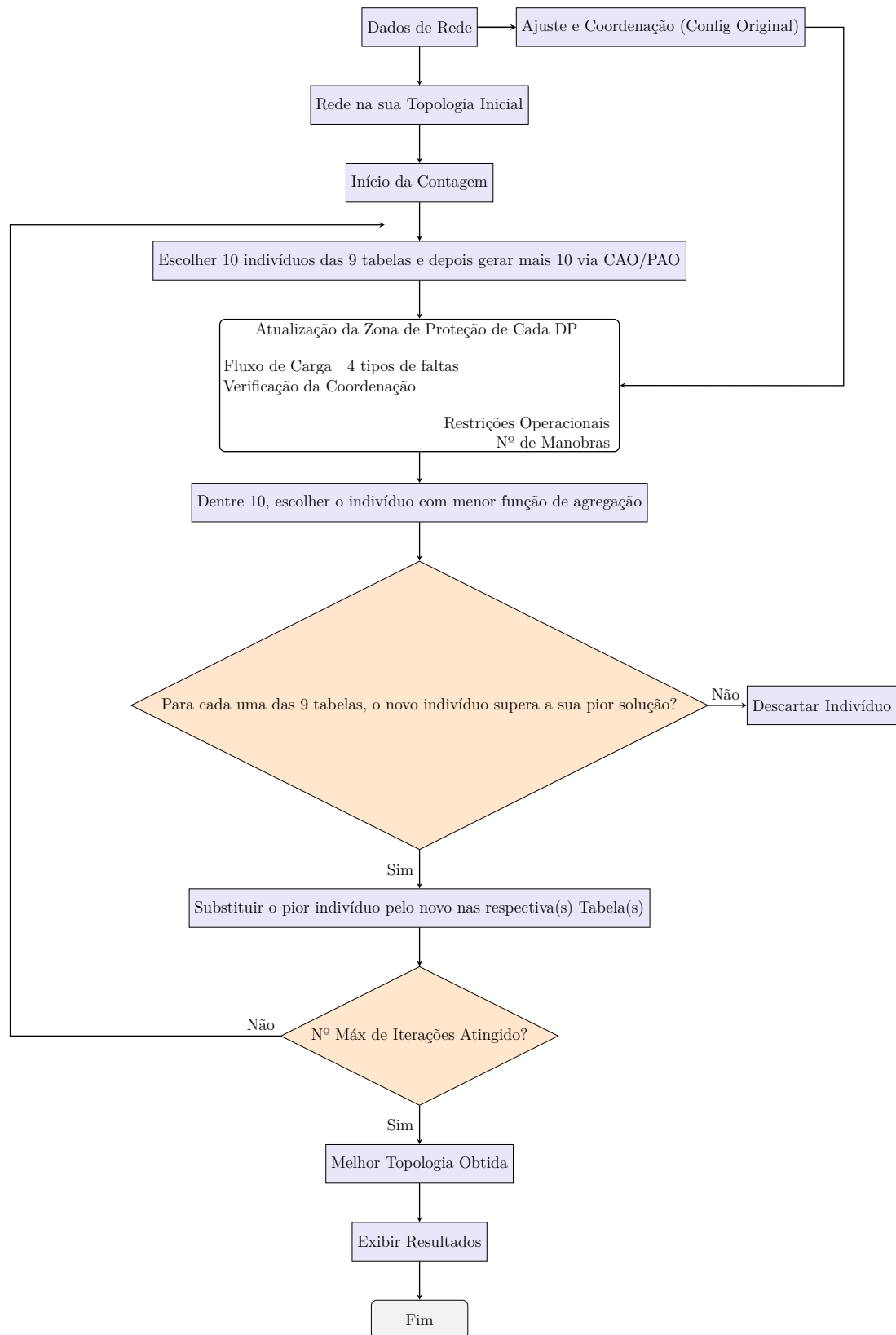
- T_6 - Indivíduos com menores valores para $O(F)$;
- T_7 - Indivíduos com menores valores para $S^f(F) + S^n(F)$;
- T_8 - Indivíduos com menores valores para $P(F) + N(F)$;

d) Tabela associada à função agregação

- T_9 - Indivíduos com menores valores para $f_{ag}(F)$ (Equação 17); Tal que, R_i^{Fase} e R_i^{Neutro} representam o conjunto de restrições de coordenação de fase e neutro, respectivamente; N_p^c indica o número de pares de coordenação dos DP; ω_o , ω_x , ω_b , ω_v , α e β expressam os pesos definidos em função do valor das restrições operacionais. Esses valores foram ajustados de acordo com (SANTOS et al., 2010) através do método da bissecção. Tal que, ω_o corresponde a 1000. E ω_x , ω_b e ω_v correspondem a 100, como na Equação (26). E α e β correspondem a 140 e 50, respectivamente.

$$\omega_I = \begin{cases} 100, & \text{se } I(F) > 1, \text{ onde } I = X, B, V \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (26)$$

Figura 2 – Fluxograma do MEAN-PC.



$$R_1^{op} = \begin{cases} [O(F) + 1], & \text{se algum DP operar} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (27)$$

$$R_2^{SnF} = \begin{cases} [S(F)^f + 1], & \text{se algum DP deixar de operar para proteção de fase} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (28)$$

$$R_2^{SnN} = \begin{cases} [S(F)^n + 1], & \text{se algum DP deixar de operar para proteção de neutro} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (29)$$

$$R_2^{Sn} = R_2^{SnF} + R_2^{SnN} \quad (30)$$

$$P(F) = \sum_{i=3}^7 R_i^{Fase} \quad (31)$$

$$N(F) = \sum_{i=3}^7 R_i^{Neutro} \quad (32)$$

Foram considerados os seguintes parâmetros do MEAN-PC na análise das restrições operacionais e de proteção (coordenação e seletividade):

- (i) A quantidade máxima de indivíduos (S_{Ti}) que irá integrar cada uma das subpopulações (S_{Ti} , com $i = 1, \dots, 9$);
- (ii) O número máximo de gerações ($G_{\text{máx}}$).

O Capítulo 2 apresentou os procedimentos de reconfiguração da rede, os estudos de coordenação entre os dispositivos de proteção alocados em pontos estratégicos na rede de Distribuição Primária, bem como a formulação matemática (MEAN-PC) adotada para a modelagem do problema. Adicionalmente, foram especificados os objetivos de otimização e as restrições operacionais e de proteção consideradas na análise.

3 REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE

Neste Capítulo uma estrutura de dados com capacidade para armazenar e manipular grafos é apresentada - Representação Nó-profundidade (RNP). Dois Operadores que modificam dados na RNP são utilizados para obter, eficientemente, novas topologias de rede. As seções 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 apresentam a RNP, seus operadores e características específicas da RNP que capacitam a mesma a ter alta eficiência computacional.

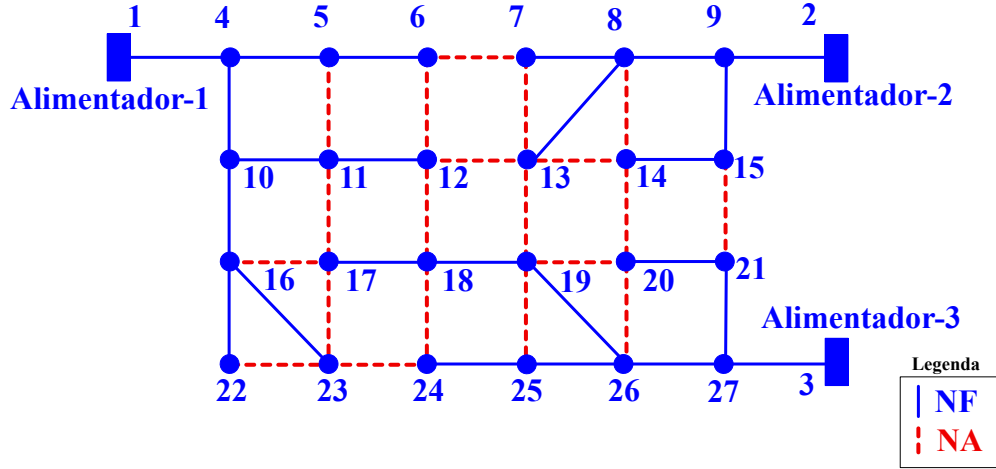
3.1 Elementos da RNP

Um sistema de distribuição (SD) pode ser observado como um conjunto de alimentadores, sendo cada alimentador composto por um ou mais setores. A Figura 3 apresenta uma floresta com três árvores. Os nós 1, 2 e 3 são raízes das árvores 1, 2 e 3 respectivamente. Esse grafo pode ser analisado como um SD com 3 alimentadores onde os nós são setores e arestas são chaves seccionadoras. As arestas em linhas cheias representam chaves NF e as arestas em linha tracejada representam chaves NA. Os nós 1, 2 e 3 podem estar conectados ao barramento de uma mesma subestação ou ao barramento de subestações diferentes. Em geral, um adicional conectaria os nós 1, 2 e 3 para representar que todos os alimentadores estão ligados a um mesmo barramento da subestação. Então, sua interpretação usual é de 3 alimentadores ligados a 3 barramentos distintos da subestação.

A codificação se baseia no conceito de nó e profundidade de nó em uma árvore de grafo, onde a profundidade de um nó é a distância do mesmo até a raiz. Sua representação consiste basicamente de uma lista linear contendo os nós na árvore e suas profundidades, criando um vetor de pares (n_x, p_x) , em que n_x é o nó e p_x sua profundidade. A ordem onde os pares são dispostos na lista linear é vital. Logo, uma busca em profundidade (árvore de grafo) pode produzir uma ordenação adequada inserindo um par (n_x, p_x) na lista quando o nó n_x é visitado pela busca em um processo *off-line*.

A estrutura de dados para uma floresta é composta pela união de todas as codificações das árvores dessa floresta. Por isso, uma estrutura de dados da floresta pode ser facilmente implementada usando arrays de ponteiros. Cada ponteiro indica a RNP de uma árvore. A Figura 4 apresenta a RNP para as 3 árvores da Figura 3.

Figura 3 – SDR com 3 alimentadores. Grafo com 3 árvores.



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

Figura 4 – RNP para as 3 árvores da Figura 3.

$$T_1 = \begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 4 & 3 & 4 & 4 \\ 1 & 4 & 5 & 6 & 10 & 11 & 12 & 16 & 22 & 23 \end{bmatrix}$$

$$T_2 = \begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 3 \\ 2 & 9 & 15 & 14 & 8 & 7 & 13 \end{bmatrix}$$

$$T_3 = \begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 4 & 5 & 3 & 4 \\ 3 & 27 & 21 & 20 & 26 & 19 & 18 & 17 & 25 & 24 \end{bmatrix}$$

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

3.2 Operadores PAO e CAO

Esta Seção apresenta os operadores PAO (do inglês, *Preserve Ancestor Operator*) e CAO (do inglês, *Change Ancestor Operator*) para gerar novas florestas utilizando a RNP. Ambos Operadores geram uma floresta F' de um grafo G quando esses são aplicados a outra floresta F de G .

Os resultados produzidos pela aplicação dos operadores PAO e CAO são similares. Dada uma floresta com 2 árvores ou mais, a aplicação do PAO (ou CAO) a essa floresta é equivalente a transferir uma subárvore de uma árvore T_{de} para uma outra árvore T_{para} da floresta.

3.2.1 PAO

A geração de uma floresta F' de um grafo G a partir de outra floresta F de G pode ocorrer pela aplicação do Operador PAO. Esse processo é correspondente à transferência de uma subárvore de uma árvore T_{de} para outra T_{para} da mesma floresta. Para o Operador PAO, a raiz da subárvore cortada também será a raiz da subárvore na nova árvore T_{para} .

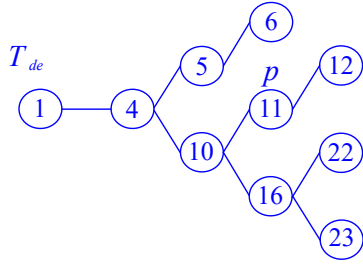
Suponha que a RNP foi desenvolvida utilizando vetores e que os nós p e a foram previamente determinados, podemos assumir que os índices de $p(i_0)$ e de $a(i_a)$ nos vetores T_{de} e T_{para} respectivamente, também são conhecidos.

Para ilustrar o funcionamento do PAO, do grafo da Figura 4.1, as árvores T_1 e T_3 foram selecionadas como as árvores T_{de} e T_{para} , respectivamente, para aplicação do PAO. Os nós p e a são, respectivamente, 11 e 17. O PAO pode ser descrito pelos seguintes Passos (Ver Figura 5 a Figura 9):

1. Determine as posições $(i_p - i_u)$ dos índices em T_{de} equivalente a subárvore que contém o nó p como raiz. Como i_p é conhecido, é necessário encontrar somente i_u , que é igual ao índice do último nó na subárvore que tem o nó p como raiz. O conjunto $(i_p - i_u)$ corresponde ao nó p em i_p e aos consecutivos nós x no vetor T_{de} de forma que $i_x > i_p$ e $p_x > p_p$ (retângulo tracejado na Figura 5), onde p_x é a profundidade do nó x e p_p é a profundidade do nó p ;
2. Copie os dados do conjunto $(i_p - i_u)$ de T_{de} em um vetor temporário T_{tmp} (subárvore que está sendo transferida), ver Figura 7. A profundidade de cada nó x do conjunto $i_p - i_u$ é atualizada como segue:

$$p_x = p_x - p_p + p_a + 1;$$

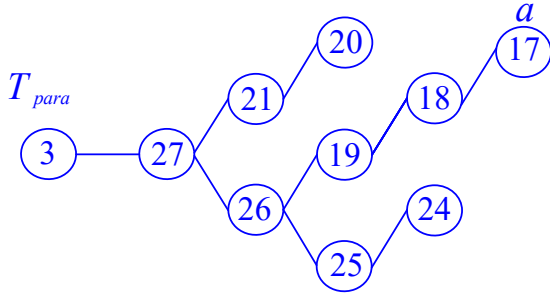
3. Crie um vetor T_{para} contendo os dados de T_{para} e T_{tmp} , inserindo T_{tmp} a partir da posição i_a , ver Figura 9;
4. Construa um vetor T'_{de} compreendendo os nós de T_{de} sem os nós de T_{tmp} , ver Figura 8;
5. Copie a estrutura de ponteiros da floresta F para F' trocando os ponteiros para os arrays T_{de} e T_{para} por ponteiros para os arrays T'_{de} e T'_{para} , respectivamente.

Figura 5 – T_{de} e sua RNP.(a) T_{de} .

0	1	2	3	2	3	4	3	4	4
1	4	5	6	10	11	12	16	22	23

(b) Sua respectiva RNP.

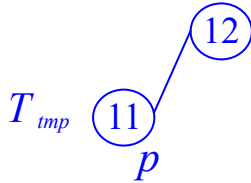
Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

Figura 6 – T_{para} e sua RNP.(a) T_{para} .

0	1	2	3	2	3	4	5	3	4
1	27	21	20	26	19	18	17	25	24

(b) Sua correspondente RNP.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

Figura 7 – T_{tmp} e sua RNP.(a) T_{tmp} .

6	7
11	12

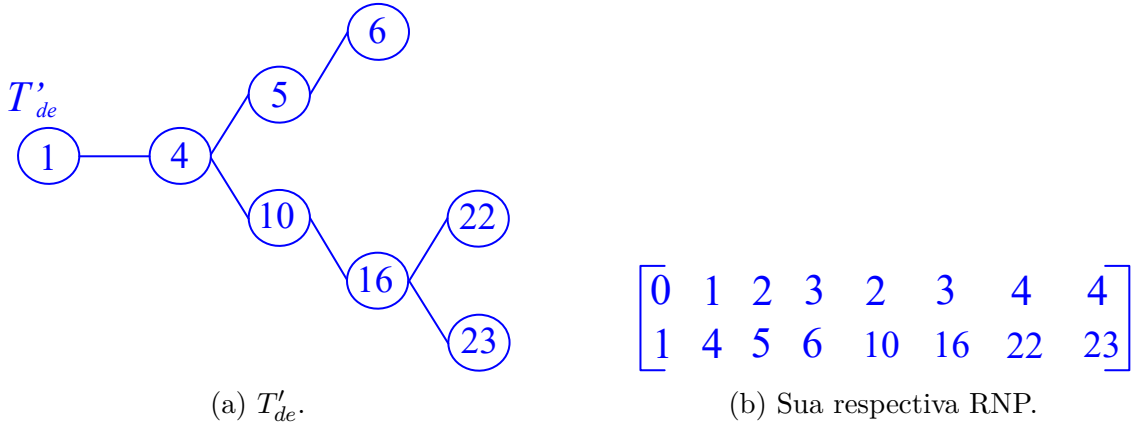
(b) Sua equivalente RNP.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

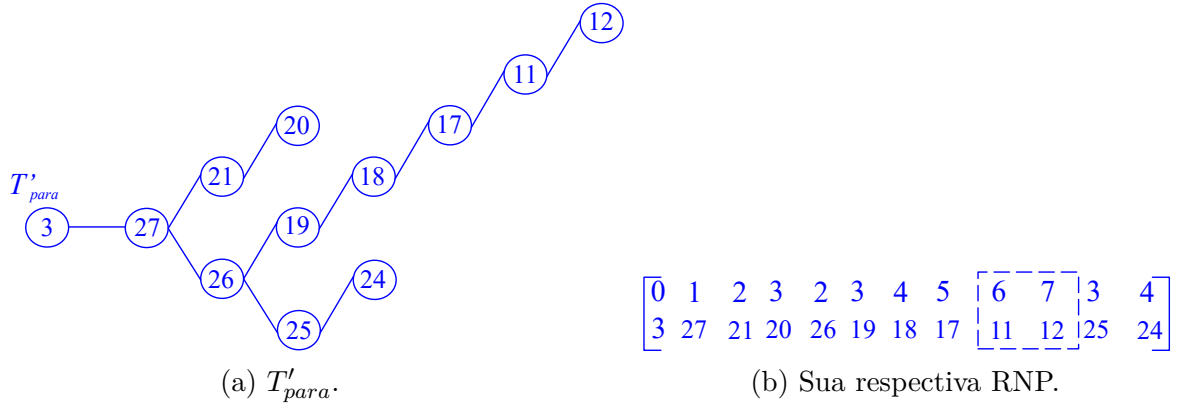
3.2.2 CAO

Assim como o Operador PAO, o Operador CAO também produz uma floresta F' de um grafo G quando aplicado a outra floresta F de G . No entanto, transferindo uma subárvore de uma árvore T_{de} com uma nova raiz para outra árvore T_{para} da mesma floresta. A nova raiz pode ser qualquer nó da subárvore diferente da raiz original.

A descrição do Operador CAO assume que um conjunto de nós seja previamente determinado: o nó de poda p , o novo nó raiz r_e e o nó adjacente a . Os nós p e r pertencem à árvore T_{de} e o nó a pertence à T_{para} . As diferenças entre o Operador PÇAO e o Operador CAO estão nos Passos 2 e 3 do procedimento do Operador PAO (ver a Seção 3.2.1), isto é, a formação da subárvore cortada e o armazenamento da mesma no *array* temporário T_{tmp}

Figura 8 – T'_{de} e sua RNP.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

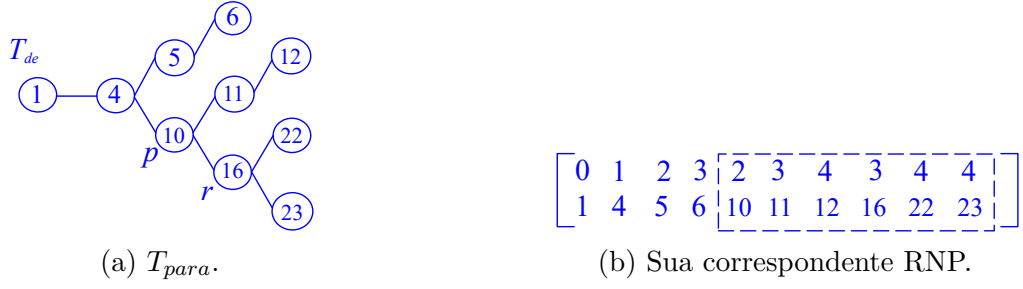
Figura 9 – T'_{para} e sua RNP.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

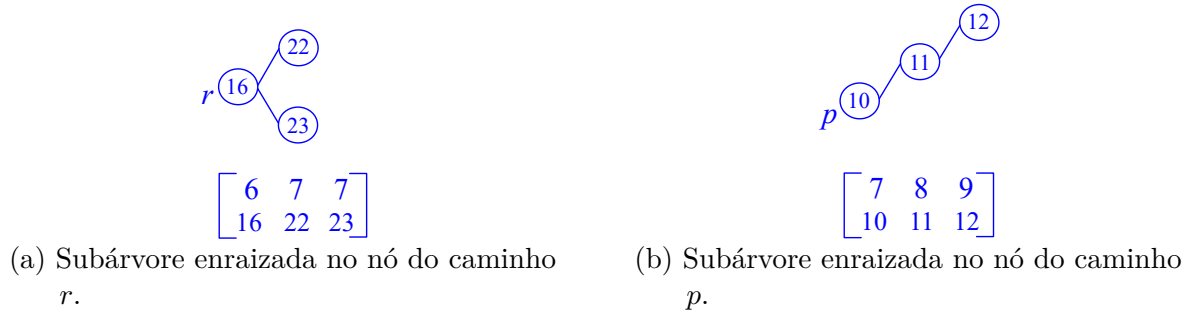
são diferentes.

Os Passos 2 e 3 para o Operador CAO são descritos a seguir (ver Figura 10 a Figura 13). Para o Operador CAO, o procedimento de copiar a árvore cortada pode ser separado em dois Passos: o primeiro Passo é similar ao Passo 2 do Operador PAO, diferindo somente na troca de i_p por i_r . O segundo Passo considera os nós no caminho de r a p (isto é, $r_0, r_1, r_2, \dots, r_n$, onde $r_0 = r_e$ e $r_n = p$) como raízes das subárvores (retângulo tracejado na Figura 10). O algoritmo para o segundo Passo deverá copiar a subárvore com a raiz r_i ($i = 1, \dots, n$) sem a subárvore com raiz r_{i-1} (Figura 11) e armazenar a subárvore resultante em um *array* temporário T_{tmp} , ver Figura 12. O Operador CAO utilizará os *arrays* temporários, T_{smp} para construir T'_{para} .

A seguir apresenta-se um exemplo de aplicação do Operador CAO. As árvores T_{de} e T_{para} utilizadas na aplicação do Operador CAO são as mesmas utilizadas pelo Operador PAO na Seção 3.2.1. Os nós p e r são 10 e 16 respectivamente. As profundidades na Figura 11 e na Figura 12 são relativas ao sorteio do nó 17 como adjacente.

Figura 10 – T_{de} e sua RNP.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

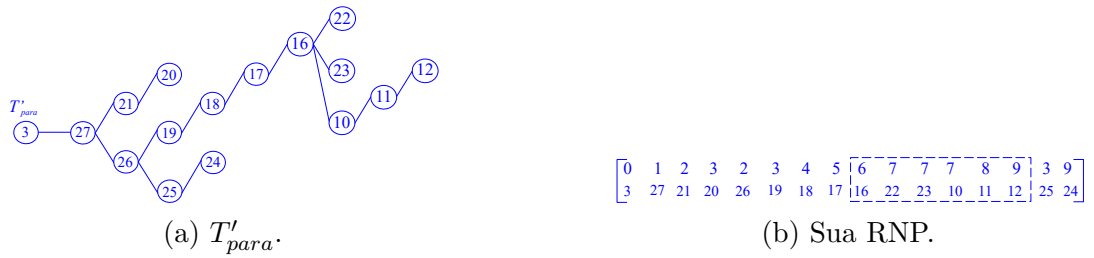
Figura 11 – Subárvores enraizadas nos nós do caminho r e p .

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

Figura 12 – RNP da subárvore podada.



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

Figura 13 – Árvore T''_{para} e sua correspondente RNP.

Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

3.3 Localização de um nó na RNP de uma floresta

A posição de um nó em F pode ser determinada usando matrizes Π_x e um *array* π . Cada nó x de G possui uma matriz Π_x , correspondente. Para a floresta original F_0 de G , Π_x é a matriz de uma coluna:

$$\Pi \mathbf{x} = \begin{bmatrix} 0 \\ i_0 \\ j_0 \\ k_0 \end{bmatrix},$$

onde i_0 é o índice da árvore que contém x (T_{i_0}), j_0 é o índice equivalente a x no *array* T_{i_0} e k_0 é a profundidade de x na árvore.

Considere que uma floresta F_h está sendo gerada de outra floresta F_g ($g < h$) e que x está na subárvore que será transferida para uma nova árvore gerada F_h . Dessa forma, x terá uma nova posição em F_h diferente da posição em F_g . Com isso, deve-se inserir uma nova coluna em Π_x com os índices equivalentes a essa nova posição, resultando em:

$$\Pi \mathbf{x} = \begin{bmatrix} 0 & h \\ i_0 & i_h \\ j_0 & j_h \\ k_0 & k_h \end{bmatrix}.$$

O upgrade da posição é executada para todos os nós da subárvore transferida (T_{tmp}), para os nós com índices maiores que i_u na árvore T_{de} e, para os nós de T'_{para} a partir da posição i_a .

O *array* π armazena a floresta g , da qual a floresta F_h foi gerada, na posição h de π , ou seja, $\pi(h) = g$. O pai de g é $\pi(g)$, o pai de $\pi(g)$ é $\pi(\pi(g))$ e assim sucessivamente. Deste modo, π é uma lista encadeada com todos os predecessores de F_h . Como a última mudança de posição de x ocorreu em um dos predecessores de h , é possível procurar pelo predecessor de h nas colunas de Π_x . A busca se inicia com $\pi(h)$. Se $\pi(h)$ não é encontrada em Π_x , procura-se por $\pi(\pi(h))$, e assim sucessivamente. O processo de procurar por tais colunas em Π_x pode ser eficientemente implementado através de uma busca binária na lista dada por $\Pi_x(0, \cdot)$ na primeira linha de Π_x .

Uma vez identificada a coluna com o predecessor de h , é necessário somente ler os índices de x armazenados nessa coluna.

3.4 Determinando os nós p , r e a

Os Operadores PAO e CAO exigem um conjunto especial de nós para gerar uma floresta F' de G baseada em outra floresta F de G . Para o PAO, esse conjunto pode ser obtido pela seguinte estratégia:

1. Selecione aleatoriamente um índice de uma árvore em F e, para esta árvore, selecione aleatoriamente o índice de um nó que não seja raiz, chamado de nó de poda (p);
2. Selecione aleatoriamente um nó adjacente a p (utilize para isso a lista de adjacências de G), chamado de nó adjacente (a). Se $a \notin T_{de}$, determine a posição em F utilizando o array π e a matriz Π_a ; do contrário, selecione aleatoriamente outro a ou retorne ao Passo 1.

O CAO usa a seguinte estratégia para determinação de p , r e a , conforme:

1. Selecione aleatoriamente um índice de uma árvore em F e, para essa árvore, selecione aleatoriamente um índice de um nó que não seja raiz. Denomine-o de nó de poda (p);
2. Determine o conjunto de nós na subárvore que tenha o nó p como raiz (faixa da RNP de i_p a i_u , ver Passo 1 do Operador PAO, Seção 3.2.1). Escolha aleatoriamente um índice desse conjunto para ser o novo nó raiz (r);
3. Selecione aleatoriamente um nó adjacente a r (utilize os nós da lista de adjacências de G). Chame-o de nó adjacente a . Se $a \notin T_{de}$, determine a posição em F utilizando o array π e a matriz Π_a ; do contrário, selecione outro a ou retorne ao Passo 1.

Este Capítulo 3 apresentou uma estrutura de dados para armazenar e manipular grafos, denominada RNP. Essa RNP armazena a configuração dos alimentadores de um SDR. Juntamente com a RNP, descreveram-se dois Operadores utilizados para modificar eficientemente a topologia da rede. PAO e CAO são capazes de gerar novas configurações sempre radiais, conexas e em pequeno tempo de processamento. Foi também apresentado como determinar o conjunto de nós requeridos pelos operadores, bem como uma maneira de encontrá-los quando armazenados em computador.

4 AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES

A avaliação de soluções (topologias da rede elétrica) consiste basicamente em analisar os valores dos parâmetros que influenciam os objetivos e às restrições do problema de reconfiguração. Esses valores compõem a solução-candidata à possível solução do problema, sendo o principal critério de escolha. Tais valores são obtidos a partir de estudos de *fluxo de carga*, de *curto-circuito*, de *proteção* e do *número de manobras* necessários para implantar e avaliar o impacto em cada nova topologia. Nesta secção, os procedimentos computacionais eficientes que permitirão avaliar os parâmetros operacionais e de proteção de redes elétricas radiais são apresentados.

4.1 Fluxo de Carga

O problema do fluxo de potência clássico resume-se à determinação dos módulos e ângulos das tensões em cada barra de carga do sistema, bem como as correntes, perdas e, conseqüentemente, a potência que flui nas linhas energizadas. A solução encontrada é para o regime permanente, o que é vital para determinação da eficiência de uma dada configuração sob o ponto de vista elétrico. Encontrar o estado do SD em regime permanente acarreta na resolução de um conjunto de equações algébricas não-lineares. Existem muitos métodos numéricos disponíveis para encontrar uma solução que atenda a essas equações ([BARBOSA, 2012](#)).

À vista disso, o trabalho busca verificar os efeitos nos esquemas de proteção de SDRs através da reconfiguração com várias restrições. Isso acarreta na necessidade de execução de um fluxo de carga muitas vezes durante o processo de otimização para avaliar cada topologia em potencial. Logo, na maioria dos algoritmos para essas aplicações, grande parte do tempo de processamento é para execução de fluxo de carga ([SANTOS, 2009](#)). Em acréscimo, a reconfiguração da rede de energia elétrica tem como objetivo encontrar topologias do SDR que atendam às restrições operacionais e de proteção da rede. Assim, dada a necessidade de se obter uma rápida solução, o método de varredura **MÉTODO DE VARREDURA DIRETA E REVERSA**, também conhecido como “*Forward/Backward Sweep*”, é, a priori, mais vantajoso por requerer, de certa forma, um menor esforço computacional se comparado a outras técnicas. Ainda que a técnica seja um método numérico aproximado (em função da tolerância escolhida), sua fácil implementação e eficiência em fornecer uma boa aproximação do fluxo real CA em um tempo computacional muito razoável (rápida convergência) faz com que o método seja bastante atrativo ([GARCIA, 2005](#)).

Durante a aplicação dos métodos, é necessário que a rede seja representada por

meio de um grafo acíclico (árvore), em que a raiz equivale à barra da subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos circuitos secundários. Inicia-se o processo de cálculo por meio de uma varredura reversa (*Backward*), partindo-se dos nós mais afastados dos ramais laterais, e, usando uma estimativa inicial das tensões nodais, calculam-se as correntes nos ramos até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se à varredura direta (*Forward*), realizando-se o recálculo dos valores de tensão das barras da rede até os nós mais afastados. Esse processo é repetido até que o critério de parada seja atingido. Esta categoria de fluxo de carga possui duas principais versões: a primeira possui uma formulação em termos de corrente (SOMA DE CORRENTES), enquanto a segunda utiliza uma formulação baseada em potência (SOMA DE POTÊNCIAS). Posto isto, é relevante frisar que a técnica usada para observação dos efeitos da reconfiguração nos esquemas de proteção de redes equilibradas foi o de SOMA DE CORRENTES.

4.1.1 Método de Soma de Corrente

As etapas para o cálculo de fluxo de carga por esse método são os seguintes:

1. Especificar a tensão do nó raiz e considerar, como estimativa inicial, a tensão igual a $1\angle 0^\circ$ (1 p.u. com ângulo de 0°) para todas as demais barras do SDR;
2. **Cálculo da Corrente Nodal:** Nessa etapa são calculadas as injeções de correntes em cada barra do sistema, de acordo com a Equação 33:

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i^{sh} V_i^{(k-1)}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (33)$$

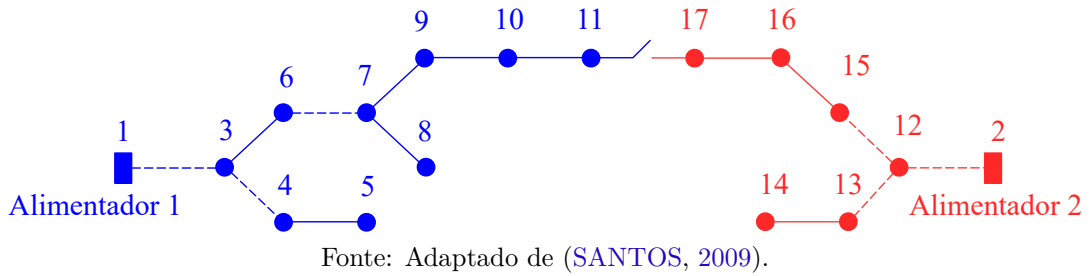
Onde $V_i^{(k-1)}$ é a tensão na barra i , calculada durante a $(k-1)$ -ésima iteração; S_i é a injeção de potência complexa na barra i , Y_i^{sh} é a soma de todos os elementos *shunt* da barra i e n é o número total de barras da representação radial do sistema. O símbolo $(\cdot)^*$ indica o conjugado do valor complexo entre parênteses.

3. **Etapa *Backward*** (varredura inversa): Na iteração k , a partir das linhas conectadas às barras mais extremas (maiores profundidades) do sistema, move-se até as linhas conectadas à subestação, ou seja, ao nó raiz (profundidade zero). Calcula-se (Equação 34) então a corrente (F_L) na linha L , que liga uma barra B_2 à sua antecessora B_1 , conforme ilustrado na Figura 14, da seguinte forma:

$$F_L^k = -I_{B_2}^k + \sum (\text{Corrente nas linhas que saem do nó } L_2) \quad (34)$$

Onde $L = p, p-1, \dots, 1$; $I_{B_2}^k$ é a injeção de corrente no nó B_2 e p é o número de linhas (trechos) que o sistema possui;

Figura 15 – SDR com dois alimentadores.



Ao agrupar as barras e linhas não separadas por chaves da Figura 15 (Ver Figura 16), tem-se um grafo em que todas as arestas são chaves seccionadoras, como ilustra a Figura 17.

Figura 16 – Agrupamento das linhas e barras em setores.

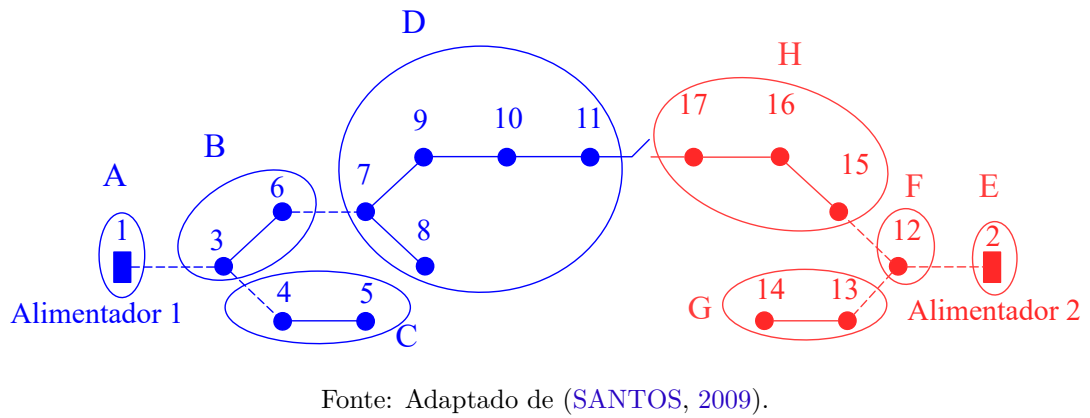
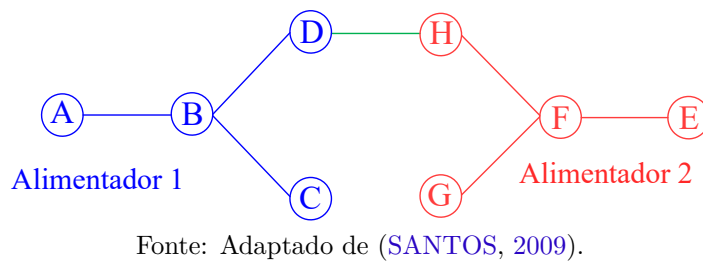


Figura 17 – Grafo que representa setores do SDR da Figura 15.

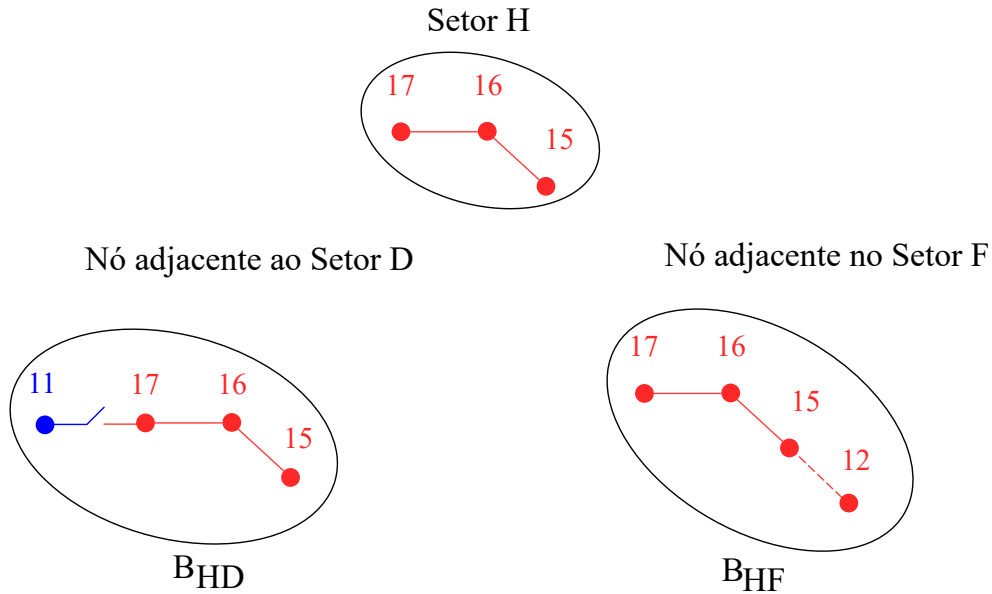


A Figura 17 possui 2 RNPs, uma para o alimentador 1 (cor azul), e outra para o alimentador 2 (cor vermelho), denominadas RNP do alimentador. As chaves seccionadoras NF são as arestas em azul e vermelho e a chave aberta é a aresta em verde. Assim, temos uma estrutura RNP_{Alm_1} que armazena o endereço de memória da RNP do alimentador 1, e a estrutura RNP_{Alm_2} armazena o endereço de memória da RNP do alimentador 2, de acordo com a Equação (36):

$$\begin{aligned} \text{RNP}_{Alm_1} &= \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 \\ A & B & C \end{bmatrix} \\ \text{RNP}_{Alm_2} &= \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 \\ G & E & D & F \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (36)$$

A partir da Figura 16 cada trecho de linhas e barras não separadas por chaves pode ser analisado como uma árvore de grafo, isto é, é possível também associar RNP's aos setores. Cada setor pode ter mais de um nó raiz, dependendo do sentido em que está sendo alimentado. Assim, pode haver mais de uma árvore representando cada setor. Para finalidade de fluxo de carga, acrescenta-se a cada uma dessas árvores o nó adjacente ao seu nó raiz. A Figura 18 mostra o setor H da Figura 16 com os seus respectivos nós adjacentes.

Figura 18 – Árvore do Setor H, com os nós adjacentes aos setores D e F.



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

A RNP do setor pode ser representada de forma semelhante à RNP do alimentador, onde as árvores foram armazenadas em estruturas denotadas por RNP_{Alm_i} . Para a RNP do setor, denota-se $B_{r,s}$, onde s representa o setor em análise e r o setor pelo qual a energia chega ao setor s . Conforme pode ser visto na Figura 18, para o mesmo setor s pode existir mais de um setor r .

Para a Figura 17, o fluxo de corrente pode chegar ao setor H por dois caminhos diferentes, através do setor D ou do setor F . Assim, considera-se $B_{r,s} = B_{H,D}$ para o setor D e $B_{r,s} = B_{H,F}$ para o setor F .

As RNPs possíveis para o setor H são dadas na Equação (37):

$$B_{H,D} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 \\ 11 & 17 & 16 & 15 \end{bmatrix}, \quad B_{H,F} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 \\ 12 & 15 & 16 & 17 \end{bmatrix} \quad (37)$$

Para descobrir qual das configurações acima deve ser utilizada é necessário realizar uma análise da RNP do alimentador. Deste modo, analisando o alimentador 2, observa-se que o setor H está conectado ao setor F , conforme Equação (38):

$$\text{RNP}_{Alm_2} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 \\ E & F & H & G \end{bmatrix} \quad (38)$$

Portanto, no exemplo da Figura 18, o setor F é o correto.

Importa destacar que a determinação de todas as RNPs de cada setor pode ser executada por um procedimento *off-line*, deixando todas as estruturas prontas para serem utilizadas pelo fluxo de carga *on-line*.

4.1.3 Fluxo de Carga com Varredura Direta/Reversa com RNP

O método de fluxo de carga utilizado neste trabalho para avaliar a factibilidade das soluções geradas pelo AEMT será o de Varredura Direta/Inversa **SOMA DE CORRENTES**. Este método utiliza o equivalente monofásico cujas cargas são modeladas como do tipo *potência constante*. Isto é devido às características específicas dos SDR e da necessidade de encontrar configurações num curto tempo de processamento.

O algoritmo de fluxo de carga proposto em SANTOS (2009) é composto por duas subrotinas:

- **Subrotina CORRENTES**: responsável pela obtenção das correntes a jusante por meio do processo *backward* para todas as barras de um alimentador;
- **Subrotina TENSÕES**: responsável pela obtenção das tensões nas barras do mesmo alimentador pelo uso das correntes a jusante, por meio do processo *forward*.

A subrotina **CORRENTES** é descrita no Algoritmo 1. Observa-se que a ordem dos nós visitados é no sentido dos nós terminais para a raiz. Esta ordem é pré-determinada nas RNPs do alimentador e do setor. A carga de uma barra m é denominada $I(m)$ e a sua corrente jusante é denominada $J(m)$.

A subrotina **TENSÕES** é descrita no Algoritmo 2. Neste algoritmo, observa-se que agora a ordem dos nós visitados é no sentido do nó raiz para os nós terminais. Esta ordem já está determinada nas RNPs do alimentador e do setor. Os dados necessários para obter as tensões em cada barra são a corrente na barra $I(n)$, a tensão a montante da barra n , $V(m)$ e a impedância Z_{mn} entre as barras m e n .

Algoritmo 1: Subrotina **CORRENTES**

```

1 for  $k \leftarrow |RNP|, |RNP| - 1, \dots, 1$  do
2    $u \leftarrow \text{RNP.prof}(k) - 1;$ 
3    $s \leftarrow \text{RNP.no}(k);$ 
4    $r \leftarrow \text{RNP.no}(u);$ 
5   // A corrente jusante em todas as barras em RNP recebem zero;
6    $J(\text{RNP}) \leftarrow 0;$ 
7   while  $q \leftarrow |\mathcal{B}_{sr}|, |\mathcal{B}_{sr}| - 1, \dots, 1$  do
8      $p \leftarrow \mathcal{B}_{sr}.\text{prof}(q) - 1;$ 
9      $m \leftarrow \mathcal{B}_{sr}.\text{no}(p);$ 
10     $n \leftarrow \mathcal{B}_{sr}.\text{no}(q);$ 
11     $J(m) \leftarrow J(m) + J(n) + I(n);$ 

```

Algoritmo 2: Subrotina **TENSÕES**

```

1 for  $k \leftarrow 1, 2, \dots, |RNP|$  do
2    $u \leftarrow \text{RNP.prof}(k) - 1;$ 
3    $s \leftarrow \text{RNP.no}(k);$ 
4    $r \leftarrow \text{RNP.no}(u);$ 
5   // A tensão nas barras da subestação geralmente vale 13,8kV;
6    $\mathcal{B}_{gr} \leftarrow V_{\text{sub}};$ 
7   while  $q \leftarrow 1, 2, \dots, |\mathcal{B}_{gr}|$  do
8      $p \leftarrow \mathcal{B}_{gr}.\text{prof}(q) - 1;$ 
9      $m \leftarrow \mathcal{B}_{gr}.\text{no}(p);$ 
10     $n \leftarrow \mathcal{B}_{gr}.\text{no}(q);$ 
11     $\Delta V \leftarrow Z_{mn} \times (J(n) + I(n));$ 
12     $V(n) \leftarrow V(m) - \Delta V;$ 

```

A subrotina **TENSÕES** é descrita no Algoritmo 2. Observa-se que a ordem dos nós visitados é no sentido do nó raiz para os nós terminais. Tal ordem já é determinada nas RNPs do alimentador e do setor. Os dados necessários para obter as tensões em cada barra são a corrente na barra $I(n)$, a tensão a montante da barra n , $V(m)$, e a impedância Z_{mn} entre as barras m e n .

Os dados retornados pelas subrotinas apresentadas acima são utilizados pelo algoritmo principal do fluxo de carga que usa a RNP, conforme Algoritmo 3.

Algoritmo 3: FLUXO DE CARGA

```

1 for  $i \leftarrow 1, 2, \dots, |F|$  do
2   // Para cada estrutura  $RNP_i$  de  $F$ ;
3   CORRENTES( $F \rightarrow RNP_i$ );
4   TENSÕES( $F \rightarrow RNP_i$ );

```

4.2 Análise de Curto-Circuito (Cálculo de Faltas através do Método IEC 60909)

A análise de curto-circuito é de elevada importância para a análise da proteção de sistemas elétricos de energia. O curto-circuito, consiste de um contato entre condutores sob potenciais diferentes que pode ser direto (metálico) ou indireto (arco voltaico) que ocorre de maneira aleatória nos sistemas de energia. Suas consequências podem ser extremamente danosas ao sistema se não forem prontamente eliminados pelos dispositivos de proteção (FREITAS; ALMEIDA, 1995). Portanto, as correntes de curto-circuito deverão ser conhecidas em todo o sistema elétrico para todos os possíveis defeitos (KINDERMANN, 1997). Dentre as várias finalidades existentes de seu uso, está a execução de estudos de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção do sistema de energia.

Há dois diferentes tipos de ocorrência de faltas na rede elétrica: i) *simétrico*; e ii) *assimétrico*. O primeiro é o menos frequente e não provoca desequilíbrio no sistema. Isto é, no momento da falta, todos os condutores da rede são solicitados de modo idêntico e conduzem o mesmo valor eficaz da corrente de curto-circuito. Esta é a razão dele ser classificado como *simétrico*, ou curto-circuito trifásico. Com isso, o seu cálculo pode ser efetuado considerando uma única fase. Isto é, usa-se apenas o circuito equivalente monofásico de sequência positiva, sendo indiferente a inclusão ou não do condutor de neutro para o cálculo do curto. Já as faltas *assimétricas* ocorrem com mais frequência que as simétricas. Podem ser constituídas por curtos-circuitos assimétricos francos ou através de impedâncias, e fase(s) em aberto (abertura não simultânea de um ou mais condutores de um circuito trifásico). Seu cálculo exige o uso do método das componentes simétricas, que considera a circulação de correntes desequilibradas provocadas pela ocorrência desses tipos de faltas. Este método permite a determinação de correntes e tensões em qualquer parte do sistema após o surgimento de faltas. Os curtos-circuitos assimétricos são classificados em: *fase-terra*, *fase-fase* e *fase-fase-terra*.

O curto-circuito costuma ser classificado em *temporário* ou *permanente*. Esta classificação costuma depender da maneira como ocorre o restabelecimento de energia do sistema após a ocorrência de uma falta. Dessa forma, o primeiro é caracterizado por desaparecer após a atuação da proteção e imediato restabelecimento do sistema. Já o do tipo permanente, exige a intervenção de equipes de manutenção antes que se possa religar

com sucesso o sistema de energia.

Independente do tipo ou classificação da falta, um estudo de coordenação e seletividade para uma rede radial de distribuição requer o uso de uma quantidade considerável de informações referente ao sistema de suprimento a montante, à subestação, a alimentadores, às cargas e às características dos dispositivos de proteção (ANDERSON, 1999).

A rede de distribuição radial corresponde a apenas uma parte de um sistema elétrico que pode ser robusto. A necessidade de estudos de proteção para uma rede de distribuição requer a realização preliminar de estudos de faltas, o que acarreta no envolvimento de todo o sistema de energia da qual ela faz parte. A consideração de todo o sistema elétrico torna considerável o número de equações necessárias para descrevê-lo, para assim, obter os estudos de falta. Contudo, quando há interesse de avaliação apenas da proteção na rede radial de distribuição, não há necessidade de obter informações de falta que não seja dentro dos limites da respectiva rede. Por isso, a região do sistema elétrico que vai desde a subestação da concessionária de distribuição até a geração pode ter sua representação reduzida e assim simplificar os cálculos de faltas para estudos de proteção da rede de distribuição. Esta simplificação pode também ter a vantagem de fornecer uma maior compreensão dos efeitos que o sistema inteiro causa (*nível de falta*) na rede radial. Fato que, do contrário, poderia ser mascarado pelo grande número de equações envolvidas. Esta simplificação é tida como *equivalente do sistema* (ANDERSON, 1999).

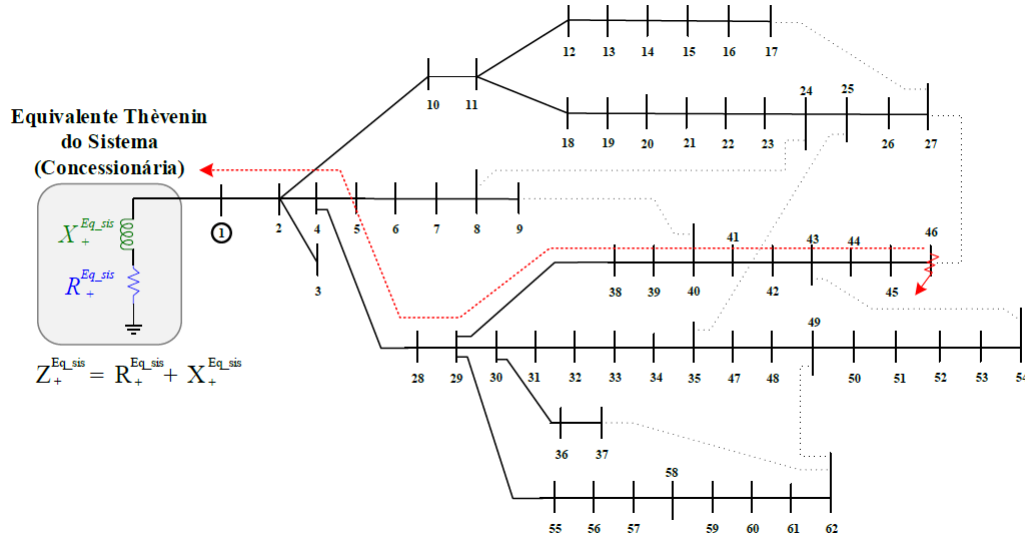
4.2.1 Exemplo do Equivalente de Thévenin

A Figura 19 mostra um alimentador radial exemplificando o cálculo de curto-circuito e que considera o equivalente do sistema para a rotina de curto-circuito usada neste trabalho. A análise de falta pode ocorrer em qualquer uma das barras ou trechos mostrados na figura. Normalmente, os resultados de estudos de curtos-circuitos em posições a montante à subestação do alimentador podem compor o equivalente do sistema (indicado no barramento deste) em termos de níveis de curto-circuito trifásico ($S_{cc3\phi}$) e monofásico ($S_{cc1\phi}$), em MVA, juntamente com a relação X/R do local. Para (TLEIS, 2008), o *nível de falta*, ou alimentação, de curto-circuito num determinado ponto da rede é uma medida que expressa o quão forte ou fraco é o sistema elétrico como um todo diante daquele ponto. Na ausência de tais níveis de falta, podem ser apresentadas as próprias correntes de curto trifásica e monofásica no mesmo ponto (KERSTING, 2002).

O uso dos respectivos níveis em MVA dos curtos-circuitos propicia determinação das impedâncias de sequência positiva (igual a negativa) e zero equivalente thèvenin total do sistema no local da subestação do alimentador que correspondem as expressões 39 e 40, respectivamente.

concessionária, conforme linha vermelha tracejada na Figura 20. O valor desta impedância total é representado por $Z_+^{Eq.th.BS}$, que está inserido na Equação 41.

Figura 20 – Curto-Circuito na barra 46 de um alimentador radial junto a um sistema equivalente.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Desta forma, o valor da corrente de curto-circuito trifásico na barra 46 pode ser expresso pela Equação 41.

$$I_{cc}^{3\phi} = \frac{V_\ell \sqrt{3}}{Z_+^{Eq.Tot}} = \frac{V_\ell \sqrt{3}}{Z_+^{Eq.sis} + Z_+^{Eq.th.BS}} = \frac{V_\ell \sqrt{3}}{Z_+^{Eq.sis} + \sum_{i=1}^n Z_+^i} \quad (41)$$

Onde V_ℓ é a tensão nominal de linha na barra sob falta;

$Z_+^{Eq.sis}$ é a impedância equivalente de Thévenin do sistema no barramento da subestação do alimentador em análise;

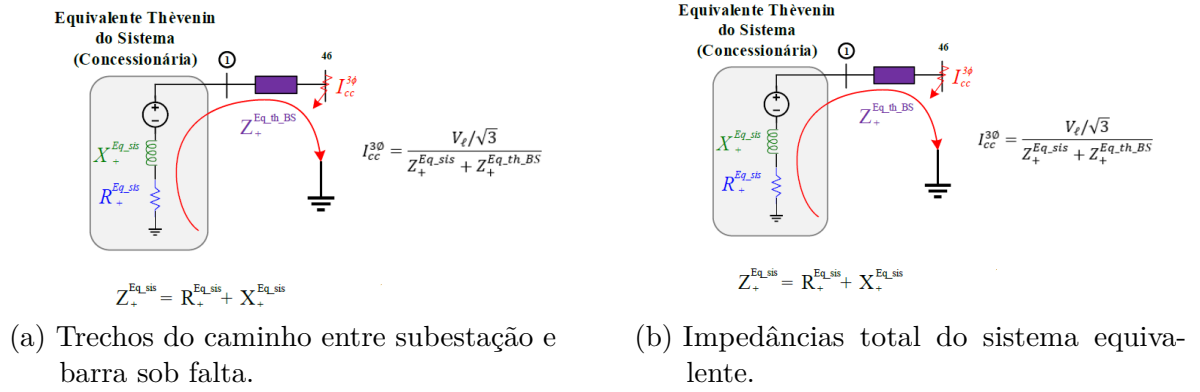
$Z_+^{Eq.th.BS}$ é a impedância total equivalente de Thévenin entre a subestação e a barra sob falta;

$Z_+^1, Z_+^2, \dots, Z_+^n$ são as impedâncias de sequência positiva de cada segmento de linha do alimentador que une a subestação à barra sob falta, sendo ‘n’ a quantidade de segmentos (máxima profundidade na RNP).

Neste exemplo, $Z_1 = Z_{1-2}$; $Z_2 = Z_{2-4}$; $Z_3 = Z_{4-28}$; $\dots$; $Z_{13} = Z_{45-46}$ de acordo com a Figura 21a.

Com isso, a rotina, junto à RNP do alimentador, localiza a barra sob falta e realiza o somatório das impedâncias de cada trecho entre a barra sob falta e a subestação. Em seguida, ela soma a impedância total com a impedância equivalente do sistema, que é obtida a partir dos valores dos níveis de falta e da relação X/R previamente informados,

Figura 21 – Redução da rede radial.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

conforme Figura 21b. A Tabela 4 apresenta as expressões para todos os 4 tipos de faltas considerados neste trabalho.

Tabela 4 – Equações dos 4 tipos de faltas considerados no trabalho.

Tipo de Falta	Expressão
Trifásica	$I_{cc}^{3\phi} = \frac{V_\ell/\sqrt{3}}{Z_+^{Eq.sis} + Z_+^{Eq.th.BS}}$
Bifásica	$I_{cc}^{2\phi} = \frac{V_\ell}{(Z_+^{Eq.sis} + Z_+^{Eq.th.BS}) + (Z_-^{Eq.sis} + Z_-^{Eq.th.BS})} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc}^{3\phi}$
Fase-Terra	$I_{cc}^{\phi t} = \frac{3(V_\ell/\sqrt{3})}{(Z_+^{Eq.sis} + Z_+^{Eq.th.BS}) + (Z_-^{Eq.sis} + Z_-^{Eq.th.BS}) + (Z_0^{Eq.sis} + Z_0^{Eq.th.BS})}$
Fase-Terra-Mínimo	$I_{cc}^{\phi t} = \frac{3(V_\ell/\sqrt{3})}{(Z_+^{Eq.sis} + Z_+^{Eq.th.BS}) + (Z_-^{Eq.sis} + Z_-^{Eq.th.BS}) + (Z_0^{Eq.sis} + Z_0^{Eq.th.BS}) + 3R_F}$

4.3 Verificação da Coordenação entre os Dispositivos de Proteção

Iniciado o processo de busca, a verificação da coordenação, para cada nova topologia G , ocorre via mapeamento de caminhos de pares de coordenação críticos. Um par de coordenação crítico é cada dupla (arranjo ou combinação) consecutiva de dispositivos secundário e primário de proteção, ou comumente chamados de protegido e protetor, respectivamente. Isso corresponde, na mesma ordem, à proteção secundária e primária, onde o alcance das zonas de proteção de cada DP é definido previamente.

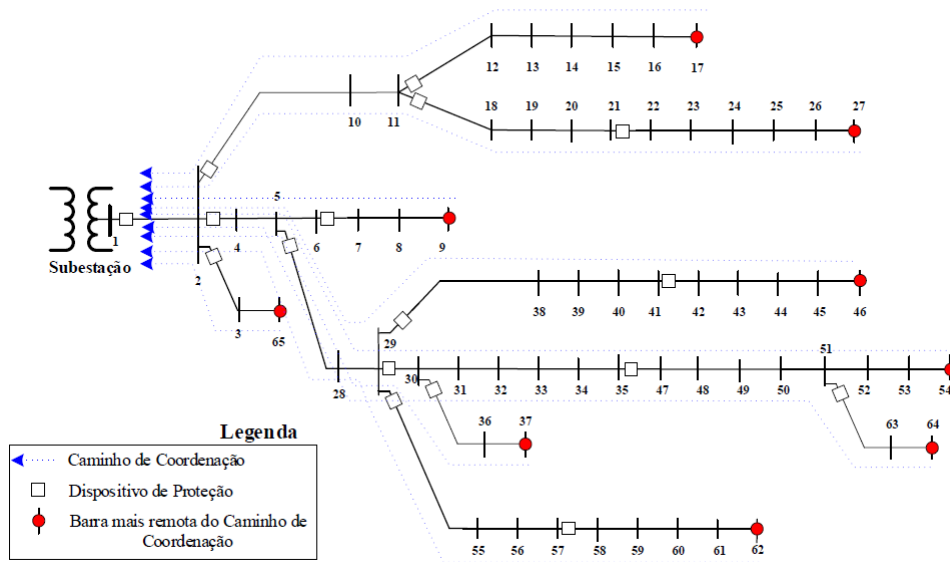
Numa trajetória imaginária que una um ponto remoto da rede à subestação, é criada uma sequência de duplas de DP . Essa sequência forma uma cadeia de pares ininterrupta que conecta todos os DP pertencentes a um determinado caminho de coordenação. A coordenação de fase e de neutro é verificada para cada par existente nesse caminho, onde, a partir das correntes nos pontos extremos do intervalo de coordenação do par considerado, o valor do CTI é calculado e avaliado segundo critério crítico de coordenação adotado. O

processo é repetido para cada ponto remoto da rede, o que gera uma lista de sequências de cadeia dual de DP para o qual a coordenação de fase e neutro sempre é verificada.

4.3.1 Exemplo da Verificação da Coordenação

Para uma demonstração do processo de verificação de coordenação, considere a rede radial de distribuição ilustrada na Figura 22 que possui 65 barras. Observa-se que a rede possui nove pontos (barras indicadas em círculo vermelho: 17, 27, 9, 46, 54, 64, 37, 62 e 65) remotos, o que corresponderá a nove diferentes caminhos de coordenação, conforme indicado pela linha tracejada em azul na Figura 22.

Figura 22 – Exemplificação de um Alimentador radial com pontos remotos.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

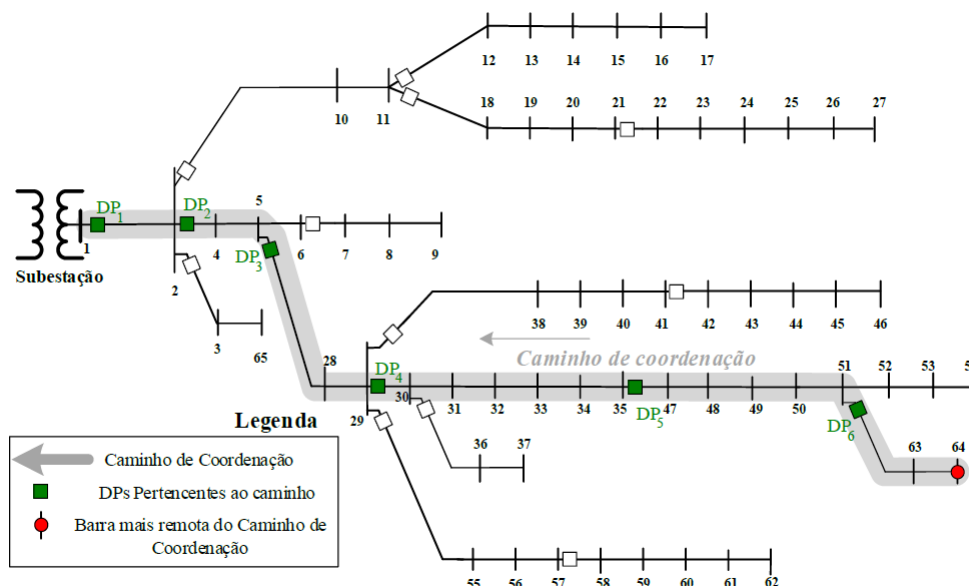
Como exemplificação do caminho de coordenação e a formação de sua sequência de pares consecutivos de dispositivos de proteção, considere agora, para a obtenção da respectiva cadeia, o ponto remoto localizado na barra 64 na Figura 22. O caminho a partir desta barra está sombreado em cinza na Figura 23, juntamente com os seis dispositivos de proteção (destacados em verde) que formarão a lista de sequências de cadeias-duplas de dispositivos.

Esta cadeia associa a sequência dos pares de dispositivos de proteção primária e secundária, na ordem protegido-protetor, e tem a seguinte forma:

$$[DP_1 - DP_2] \mid [DP_2 - DP_3] \mid [DP_3 - DP_4] \mid [DP_4 - DP_5] \mid [DP_5 - DP_6].$$

Por conseguinte, para avaliar a coordenação (via CTI) do par de dispositivos considerado, é necessário conhecer as correntes que formam o intervalo de coordenação,

Figura 23 – Caminho de coordenação entre os dispositivos de proteção.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

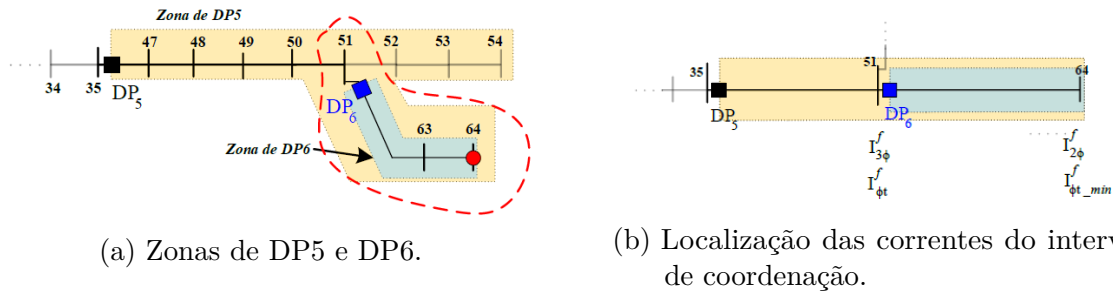
tanto de fase como de neutro, do conjunto em análise. Tais correntes, provenientes dos estudos de curto-circuito, são identificadas por meio da localização das interseções dos limites das zonas de proteção de cada dispositivo que forma o par de coordenação considerado. No estudo de proteção na configuração inicial, cada dispositivo tem sua própria zona pré-definida.

Para melhor ilustrar a zona de cada dispositivo de proteção, juntamente com as correntes que irão delimitar os intervalos de coordenação do par associado, considere a Figura 24a que analisa o par DP_5 – DP_6 pertencente a uma região destacada do alimentador da Figura 23.

Segundo Eletropaulo (2004), embora seja difícil obter coordenação para todos os valores de correntes de falta, as condições de coordenação devem ser satisfeitas para atender pelo menos à mínima corrente de falta fase-terra. Com isso, para obtenção dos intervalos de coordenação, caminha-se no sentido de *DP protegido* (em preto) → *protetor* (em azul) que formam o par (ver Figura 24b), e considera-se o primeiro e último ponto em comum entre as zonas dos respectivos dispositivos.

Com isso, de acordo com a Figura 24b, o primeiro e último ponto correspondem às barras 51 e 64, respectivamente. Isto é, a depender do tipo de proteção (FASE ou NEUTRO), o primeiro ponto corresponderá a uma corrente de falta que será limite superior do intervalo, e o segundo, a uma outra corrente tida como limite inferior deste. Isto faz com que toda a região seja protegida pelos dispositivos do par e tenha, ao mesmo tempo, proteção primária e de retaguarda.

Figura 24 – Zona e o intervalo de coordenação.



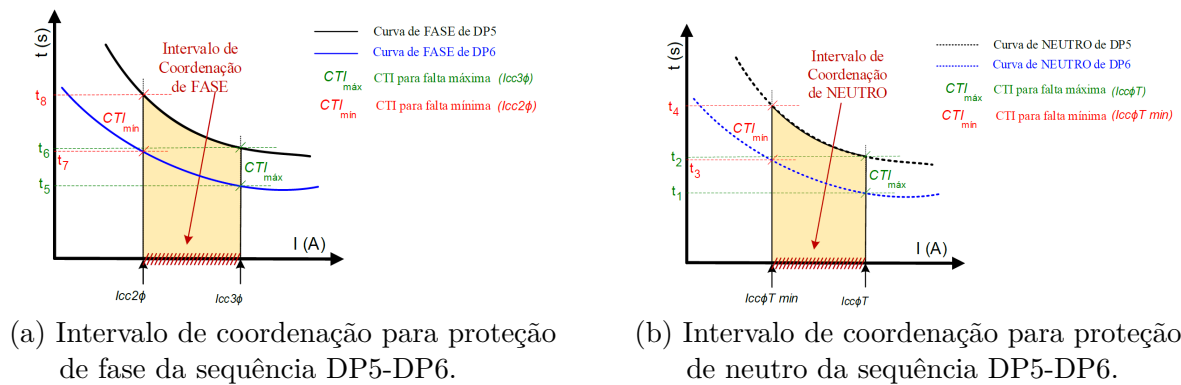
Fonte: (VIEIRA, 2020).

Sendo assim, a proteção de *fase* terá como limite superior do intervalo a máxima corrente de falta entre fases (trifásica) localizada no primeiro ponto de encontro entre as zonas, já o limite inferior corresponderá à menor falta entre fases (bifásica) localizada no último ponto de encontro entre as zonas, conforme Figura 24b.

Do mesmo modo, a proteção de *neutro* terá como limite máximo a maior falta entre uma fase e o terra (monofásica) no primeiro ponto, e, no segundo, a menor falta entre uma fase e o terra (monofásica mínima) correspondente ao limite mínimo.

Os detalhes da proteção de fase e neutro são apresentados nas Figuras 25a e 25b, respectivamente.

Figura 25 – Intervalo de coordenação de fase e neutro.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

4.4 Cálculo do Número de Manobras

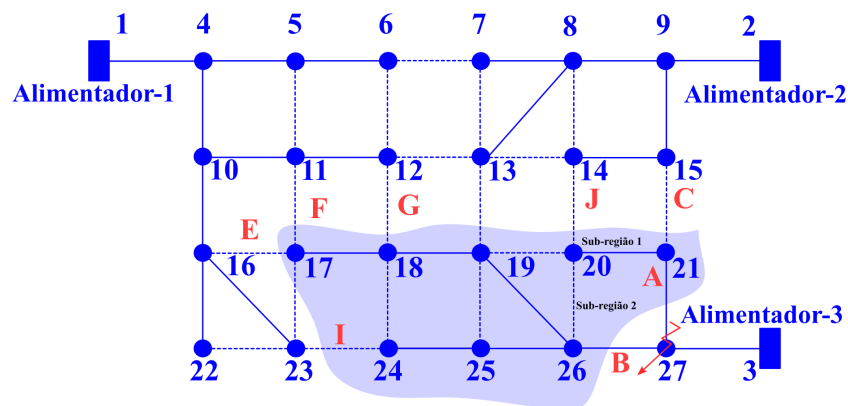
Para avaliar a qualidade de cada configuração gerada pela aplicação dos operadores PAO ou CAO na rede elétrica, são necessários quatro procedimentos: execução de fluxo de carga, análise de curto-circuito, verificação da proteção e cálculo do número de manobras

necessárias para implementar a nova configuração. Em geral, determina-se o número de manobras a partir de comparações entre vetores binários que armazenam o estado das chaves (aberta ou fechada) de cada configuração. O custo computacional deste procedimento é relativamente alto, pois requer a criação de um vetor de estado atual das chaves para cada nova configuração gerada e realiza-se uma comparação deste com o vetor da configuração inicial. O tamanho de cada vetor é equivalente ao número de chaves (m) do Sistema de Distribuição (SANCHES, 2013).

Neste trabalho, foram utilizados dois vetores: um com o estado das chaves na configuração inicial e outro, de tamanho $G_{\text{máx}}$ (n° máximo de gerações), que armazena a quantidade de chaves alteradas em relação à configuração inicial.

Considerando uma falta, o procedimento de isolar o setor sob falta e conectar os setores mais afastados ao sistema de distribuição exige manobras de chaves que nem sempre ocorrerão aos pares. Para mostrar esse procedimento, o sistema de distribuição apresentado na Figura 3 foi reproduzido na Figura 26 como exemplo, onde o setor/barra 27 sofreu uma falta. Neste caso, deve-se isolar o setor em falta, que pode ser realizado abrindo-se as chaves A e B, realizando assim 2 manobras. Com este procedimento, os setores/barras 21, 20, 26, 19, 18, 17, 25 e 24 ficaram desconectados do sistema de distribuição, o que ocasionou uma área desligada. A região desligada subdividiu-se em duas sub-regiões 1 e 2 como mostram as áreas sombreadas da Figura 26.

Figura 26 – Operações de Manobras Necessárias para Isolar o Setor/Barra 27 em Falta e Religar a Região Desligada.



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2009).

Nesse caso, a finalidade é encontrar outro caminho de forma imediata que forneça energia a esses setores/barras sem violar as restrições operacionais do sistema. Para isso, o exemplo apresenta a existência de várias possibilidades de reconexão da região (sub-regiões) desligada. A saber:

- a Fecha-se as chaves C e F para conectar a área desligada. Religamento das sub-regiões 1 e 2 separadamente aos alimentadores 2 e 1, respectivamente;
- b Fecha-se as chaves C e I para conectar a área desligada. Religamento das sub-regiões 1 e 2 separadamente aos alimentadores 2 e 1, respectivamente;
- c Fecha-se as chaves E e J para conectar a área desligada. Religamento das sub-regiões 1 e 2 separadamente aos alimentadores 2 e 1, respectivamente;
- d Fecha-se as chaves G e J para conectar a área desligada. Religamento das sub-regiões 1 e 2 separadamente aos alimentadores 2 e 1, respectivamente;

Para reconectá-las novamente, é necessário fechar duas chaves dentre as várias possibilidades que os conectam a algum alimentador, isto custará duas manobras de chave. Desta maneira, na primeira alteração de topologia foram necessárias 4 manobras de chaves.

Após essa manobra descrita acima, as chaves alteradas sempre ocorrerão aos pares, isto é, quando uma chave for aberta, outra deve ser fechada. Considerando o estado das chaves em 3 configurações específicas, torna-se possível determinar o número de manobras para originar uma determinada configuração:

1. Configuração inicial (o);
2. Configuração alterada (x);
3. Configuração final (y);

Considerando que uma determinada configuração (y) provém de alterações numa dada configuração (x), haverá três possibilidades para o cálculo do número de chaves alteradas da configuração (y):

1. Os estados das duas chaves alteradas em (y), em relação a (x), são diferentes dos estados dessas chaves em (o). Desta maneira, o número de chaves alteradas de (x) será o número de chaves alteradas de (x) **mais 2**, conforme a Tabela 5;
2. Os estados das duas chaves alteradas em (y), em relação a (x), são iguais aos estados dessas chaves em (o). Deste modo, o número de chaves alteradas de (y) será o número de chaves alteradas de (x) **menos 2**, como mostra a Tabela 6;
3. O estado de uma das chaves alteradas em (y), em relação a (x), é igual ao estado dessa mesma chave em (o), enquanto o da outra é diferente. Dessa forma, o número de chaves alteradas de (y) será igual ao número de chaves alteradas de (x), como ilustra a Tabela 7.

Tabela 5 – Manobras de Chaves - Caso 1

		Configurações		
		o	x	y
Chaves / estados	1	1	1	0
	2	1	0	0
	3	0	1	1
	4	0	0	1
	5	1	1	1

Tabela 6 – Manobras de Chaves - Caso 2

		Configurações		
		o	x	y
Chaves / estados	1	1	1	1
	2	1	0	1
	3	0	1	0
	4	0	0	0
	5	1	1	1

Tabela 7 – Manobras de Chaves - Caso 3

		Configurações		
		o	x	y
Chaves / estados	1	1	1	1
	2	1	0	1
	3	0	1	1
	4	0	0	0
	5	1	1	0

Dado isso, para todos os casos acima, serão sempre necessárias mudanças em duas das chaves de (x) para gerar (y) . No entanto, não há como garantir que as mudanças sejam efetivamente realizadas em relação à configuração inicial (o) . Por isso, não há como garantir que o número de manobras necessárias para conceber (y) seja sempre o número de manobras para implantar (x) mais 2.

Os detalhes dos algoritmos específicos para Sistemas de Distribuição (SD), incluindo o algoritmo de fluxo de carga em SDRs baseado no modelo de corrente constante, foram apresentados na Seção 4.1. Essa seção enfatiza a natureza radial das redes de distribuição e a forma como os nós são organizados pela RNP, o que permite um algoritmo de fluxo de carga mais eficiente. Também são abordados a análise de curto-circuito (Seção 4.2) e a verificação

da proteção (Seção 4.3) e o cálculo do número de manobras. Uma abordagem eficiente para determinar esse número de manobras é descrita na Seção 4.4. Com a implementação desses algoritmos é possível avaliar os parâmetros operacionais e de proteção de redes elétricas radiais, conforme demonstrado no Capítulo 6.

5 ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO

Neste Capítulo, apresenta-se uma breve introdução às metaheurísticas e suas divisões, bem como as características do algoritmo MEAN-PC, utilizadas na avaliação dos parâmetros operacionais e de proteção de redes elétricas radiais.

5.1 Algoritmos Evolutivos

Pesquisadores tem explorado os métodos de otimização e de busca estocástica nas últimas décadas, principalmente os baseados em princípios da teoria da evolução. O desenvolvimento de modelos computacionais inspirados nos mecanismos evolutivos caracteriza-se pela configuração de algoritmos de otimização robustos e sistemas adaptativos. Algoritmos Evolutivos (AEs) são algoritmos computacionais pertencentes a uma classe de métodos regidos por princípios evolutivos. Tais princípios são oriundos do mundo biológico e baseados na teoria da evolução Darwiniana. Os AEs tentam abstrair e imitar mecanismos evolutivos para resolução de problemas que requerem adaptação, busca e otimização (SUN et al., 1982).

Em um AE, um conjunto de soluções (população) modelado computacionalmente é manipulado em cada iteração de modo a melhorar a adequação média dos indivíduos que formam essa população em relação ao ambiente em que está. Os indivíduos da população são avaliados e as soluções com maior aptidão são selecionadas para a reprodução, formando uma nova geração. Com o decorrer das gerações, as soluções mais adequadas acabam dominando a população, resultando em um aumento na qualidade das soluções (SANTOS, 2009).

Os AEs apresentam algumas vantagens em relação a outras técnicas de busca e otimização: (i) trabalham em paralelo com um conjunto de soluções (população de indivíduos em potencial), em contraste com vários outros métodos de busca e otimização que analisam apenas uma solução para o problema a cada iteração; (ii) não requerem o conhecimento prévio das características do problema e não dependem de certas propriedades da função objetivo tais como convexidade ou diferenciabilidade; (iii) são guiados pela aptidão dos indivíduos, avaliados por uma função adequação; (iv) a estrutura do AE possui certa independência do tipo de problema que está sendo resolvido; (v) possuem maior capacidade de escapar de ótimos locais (por isso são muito utilizados em problemas que envolvem otimização global); (vi) resolvem problemas com modelos matemáticos complexos de modo simples; (vii) apresentam fácil acoplamento com outras técnicas (hibridização) ou aplicações. Por essa razão, os AEs são aptos a resolver, dentre eles, um amplo campo de problemas não lineares, descontínuos, discretos, multivariáveis e de otimização

combinatorial de grande escala, como é o caso dos problemas de reconfiguração (SANTOS, 2009).

5.2 O Problema de Otimização Multiobjetivo

A necessidade de encontrar uma ou várias soluções que minimize (ou maximize) um ou mais objetivos específicos, e que satisfaça, quando existir, às restrições de um determinado problema é chamada de otimização. Em linhas gerais, um problema de otimização pode ser dividido em diferentes categorias, dependendo do tipo de variáveis de decisão, uma ou algumas funções objetivo e restrições (BRANKE, 2008). Elas são:

- **Programação Linear (LP - *Linear Programming*):** As funções objetivo e restrições são lineares. Os parâmetros são escalares e contínuos;
- **Programação Não Linear (NLP - *Non Linear Programming*):** As funções objetivo e restrições não são lineares. Os parâmetros são escalares e contínuos;
- **Programação Inteira (IP - *Integer Programming*):** Os parâmetros são escalares e inteiros;
- **Programação Inteira e Linear (MILP - *Mixed Integer Linear Programming*):** As funções objetivo e restrições são lineares. Os parâmetros são escalares, alguns deles são inteiros e outros são variáveis contínuas;
- **Programação Inteira e Não Linear (MINLP - *Mixed Integer Nonlinear Programming*):** Um problema de programação não linear envolvendo parâmetros inteiros e contínuos;
- **Otimização discreta:** Problemas envolvendo parâmetros discretos (inteiros). O que inclui: IP, MILP e MINLP;
- **Controle otimizado:** Os parâmetros são vetores;
- **Programação estocástica, ou otimização estocástica:** Também conhecida como otimização sob incerteza. Existe a presença de variáveis aleatórias nas funções objetivo e/ou parâmetros de entrada. Todas as categorias citadas podem ser implementadas de maneira estocástica;
- **Otimização Multi-Objetivo:** Problemas envolvendo mais que um objetivo. Todas as categorias citadas podem contemplar múltiplos objetivos.

Diversos problemas que envolvem a otimização de múltiplos objetivos simultaneamente apresentam características conflitantes. Por conta disso, esse tipo de problema é conhecido como Problema de Otimização Multiobjetivo (MOOP, do inglês *Multi-Objective*

Optimization Problem). Um MOOP é composto por um conjunto de funções-objetivo a serem otimizadas (maximizadas ou minimizadas). Além disso, inclui restrições que devem ser satisfeitas para que uma solução seja considerada factível (DEB; SUNDAR, 2006). A formulação geral de um MOOP 42 pode ser expressa da seguinte forma:

$$\text{Maximizar ou minimizar} \left\{ \begin{array}{l} \text{sujeito a} \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{ll} f_m(x), & m = 1, 2, \dots, N_{obj}, \\ g_j(x) \leq 0, & j = 1, 2, \dots, NR_{des}, \\ h_k(x) = 0, & k = 1, 2, \dots, NR_{igu}, \\ x_i^{(inf)} \leq x_i \leq x_i^{(sup)}, & i = 1, 2, \dots, N_{var}. \end{array} \right. \quad (42)$$

onde x é um vetor de N_{var} variáveis de decisão,

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_{N_{var}})^T,$$

também denominado de solução.

Os valores $x_i^{(inf)}$ e $x_i^{(sup)}$ representam os limites inferior e superior, respectivamente, para a variável x_i . Esses limites definem o espaço de variáveis de decisão ou espaço de decisão S_{dec} . As NR_{des} desigualdades (g_j) e as NR_{igu} igualdades (h_k) são chamadas de funções de restrição.

Uma solução x factível satisfaz as $NR_{igu} + NR_{des}$ funções de restrição e os $2N_{var}$ limites. Caso contrário, a solução não será factível. O conjunto de todas as soluções factíveis formam a região factível ou espaço de busca S_{fact} .

Cada função $f_m(x)$ pode ser maximizada ou minimizada. Porém, para trabalhar com os Algoritmos de Otimização, é necessário converter todas as funções para serem apenas de maximização ou minimização. O vetor de funções objetivo

$$f(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_{N_{obj}}(x)]$$

compõe um espaço multidimensional chamado espaço de objetivos S_{obj} . Para cada solução x , no espaço de decisão, existe uma $f(x)$ em S_{obj} . Esta é uma diferença fundamental em relação à otimização de objetivos simples, cujo espaço de objetivos é unidimensional.

5.3 Algoritmos Evolutivos para Otimização Multiobjetivo

Dentre as meta-heurísticas utilizadas para o problema de reconfiguração, os AEs mostram-se mais promissores para o tratamento de MOOP, em razão de apresentarem as seguintes características:

1. Trabalham com mais de uma função simultaneamente;

2. Não necessitam de informações adicionais;
3. São robustos para escapar de ótimos locais.

Entre as abordagens de AEs para MOOPs, há uma que utiliza um procedimento para ordenação de soluções baseado no conceito de dominância. Neste método, o valor de *fitness* para uma solução i é proporcional ao número de soluções que i domina. Desta forma, as soluções não dominadas são enfatizadas obtendo maior quantidade de cópias na lista de reprodução. O autor (GOLDBERG, 1989), com a finalidade de manter a diversidade das soluções, adotou o emprego de um método de compartilhamento que permite levar em conta a densidade de soluções em uma vizinhança no espaço de busca. Desse modo, para (BORGES, 2013) as soluções que estiverem melhor espalhadas na fronteira de Pareto terão também um melhor valor de compartilhamento.

Outro aspecto importante é que a aplicação dos AEs para MOOP já apresenta resultados em problemas reais, notadamente no setor elétrico, em problemas de planejamento e operação de sistemas de energia elétrica. Algumas aplicações incluem: Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Na próxima subseção será apresentada um AE para MOOP já empregado com sucesso para o tratamento do problema de reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

5.3.0.1 NSGA-II

O “*Non-dominated Sorting Genetic Algorithms*” (NSGA) foi um dos primeiros AEMOs a tratar separadamente cada objetivo sem a necessidade de utilização de uma função ponderação (SRINIVAS; DEB, 1994). Porém, esse método possuía algumas características que o levou a receber várias críticas, a saber:

- (i) alta complexidade computacional $O(N_{obj}N^3)$ ao ordenar as soluções não dominadas (N_{obj} é o número de objetivos e N é o tamanho da população);
- (ii) ausência de um método de elitismo;
- (iii) necessidade da especificação pelo usuário de um parâmetro externo.

Devido a essas limitações, a pesquisa de (DEB et al., 2000) apresentaram uma versão melhorada do NSGA, onde as dificuldades do primeiro método foram amenizadas. Esse método foi denominado NSGA-II.

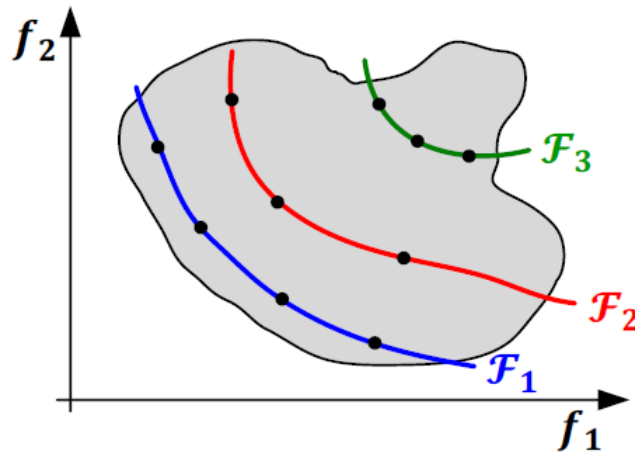
O NSGA-II baseia-se na ordenação elitista por dominância chamada de *Pareto Ranking*. Esse procedimento consiste em classificar as soluções de um conjunto M em diversas fronteiras ($F_1, F_2, \dots, F_k$, onde k é o número de fronteiras), conforme o grau de

dominância de cada solução. Deste modo, a fronteira F_1 contém as soluções não dominadas de todo o conjunto de soluções M , F_2 contém as soluções não dominadas de $M - F_1$, F_3 contém as soluções não dominadas de $M - (F_1 \cup F_2)$ e assim sucessivamente. A Figura 27 ilustra as soluções nas fronteiras F_1, F_2 e F_3 que minimizam dois objetivos quaisquer f_1 e f_2 .

No processo de ordenação por não dominância, para cada solução i , contida em uma população P , são calculados dois valores:

- nd_i , o número de soluções que dominam a solução i ;
- U_i , o conjunto de soluções que são dominadas pela solução i .

Figura 27 – Ordenação por não dominância.



Fonte: Adaptado de (DEB; SUNDAR, 2006).

As soluções com $nd_i = 0$ são aquelas que estão contidas na fronteira F_1 . Logo depois, para determinar as soluções contidas na fronteira F_2 , um algoritmo percorre o conjunto de soluções dominadas U_i (ou seja, as soluções que são dominadas pelas soluções contidas em F_1), e cada solução j não contida em F_1 tem seu contador nd_j decrementado em 1. Assim, ao final desse processo, as soluções j que possuírem $nd_j = 0$ serão aquelas localizadas na fronteira F_2 . O mesmo procedimento é feito para encontrar as soluções contidas em $F_3, \dots, F_k$ (MARQUES; DELBEM; LONDON, 2018).

O algoritmo NSGA-II trabalha com duas populações, denotadas por P e Q , ambas de tamanho N_{ind} . As populações P e Q em cada iteração $t = 1, 2, \dots, N_{iter}$ são denotadas por P_t e Q_t , respectivamente. Na primeira geração, os indivíduos iniciais da população P_1 , que são gerados aleatoriamente, geram as soluções em Q_1 , através da aplicação dos operadores genéticos. Em seguida, estabelece-se um processo competitivo para preencher

N_{ind} vagas para a solução P_{t+1} , entre $2 \times N_{ind}$ indivíduos contidos em $R_t = P_t \cup Q_t$. Esta operação é realizada utilizando a ordenação por não dominância em R_t , encaminhando as soluções não dominadas contidas nas fronteiras diretamente para a próxima geração (elitismo). Para garantir a diversidade na fronteira, o NSGA-II emprega uma estimativa de densidade das soluções que rodeiam cada indivíduo da população. Assim, calcula-se a média da distância das duas soluções adjacentes a cada indivíduo para todos os objetivos. Esse valor é denominado distância de multidão (MANSOUR, 2009).

O *fitness* de cada solução i é determinado pelos seguintes valores:

1. $rank_i = k$, o valor de *ranking* i corresponde ao número da fronteira F_k à qual i pertence;
2. $crowdist_i$, o valor de distância de multidão de i .

O cálculo da distância de multidão permite que as soluções melhores espalhadas passem a ocupar as últimas vagas disponíveis de P_{t+1} , garantindo a diversidade das soluções. A população Q_{t+1} é gerada utilizando os operadores de seleção por torneio, recombinação e mutação em P_{t+1} . O NSGA-II continua por N_{iter} iterações e as soluções finais encontram-se em $P_{N_{iter}} \cup Q_{N_{iter}}$.

5.4 Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo em Tabela - AEMT

As funções objetivo dos problemas de otimização multi-objetivo são, em geral, conflitantes entre si. Nesse caso, torna-se difícil definir uma prioridade entre elas e, consequentemente, dizer qual das soluções candidatas possui a melhor adequação considerando paralelamente todos os objetivos. Por esse motivo, é difícil também definir pesos que ponderem os objetivos a fim de converter o problema Multi-Objetivo em um Mono-Objetivo e penalizar soluções que violem as restrições do problema.

O Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo em Tabelas (AEMT), foi desenvolvido para trabalhar com várias subpopulações em paralelo e armazenadas em tabelas, onde os melhores indivíduos para cada característica do problema são armazenados em suas respectivas subpopulações. Uma característica importante do AEMT é o uso de uma subpopulação para armazenar indivíduos avaliados por uma função agregação (soma ponderada) (DEB et al., 2000). O indivíduo selecionado para reprodução pode ser proveniente de qualquer subpopulação ou tabela. Essa estratégia de seleção aumenta a diversidade entre os indivíduos que se reproduzem de forma que as características de um indivíduo, lotado em uma subpopulação, possa migrar para as demais subpopulações da tabela. Como resultado, aumenta-se a possibilidade de o algoritmo escapar de ótimos locais, aproximando-se de soluções com avaliações próximas de um ótimo global na fronteira Pareto-ótima.

Alguns parâmetros são importantes para o desempenho do AEMT:

1. O tamanho de cada subpopulação S_{pi} , que representa o número máximo de indivíduos que podem permanecer em cada subpopulação P_i de uma geração para outra;
2. O número máximo de gerações (g_{max}).

As soluções produzidas pelo AEMT podem ser mantidas ou descartadas, de acordo com o grau de adaptação do indivíduo em relação a cada objetivo do problema (que caracteriza uma subpopulação P_i).

Durante o processo de seleção de sobreviventes, um novo indivíduo é inserido em uma subpopulação P_i se sua aptidão em relação ao objetivo dessa subpopulação for superior à de pelo menos um dos indivíduos já existentes. O mesmo indivíduo pode ser incluído em mais de uma tabela, conforme esse critério de seleção. Vale destacar que, como a população é estacionária, os novos indivíduos substituem os menos adaptados. Nesta pesquisa, o AEMT usado foi modificado pela adição das restrições de proteção de fase e neutro que se impõe ao problema de reconfiguração. Por essa razão, a ferramenta foi denominada de MEAN-PC por (VIEIRA, 2020).

Neste Capítulo 5, foram discutidas as características das funções objetivo conflitantes do AEMT, as quais servem de base para a avaliação dos parâmetros operacionais e da proteção de redes elétricas radiais de pequeno e médio porte.

6 TESTES E RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Esta seção apresenta os sistemas testes utilizados e os resultados do MEAN-PC, avaliados tanto na topologia inicial quanto na topologia alterada. Em ambos os casos, a rotina incluiu as restrições de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro no problema da reconfiguração.

Além de analisar os resultados finais da solução, que contém os objetivos (o número de manobras e redução de perdas elétricas totais), proteção e as restrições operacionais gerado pelo algoritmo, também será analisado o tempo de execução da rotina.

Todos os algoritmos e o fluxo de carga foram implementados na linguagem Python 2.7 e executados no interpretador PyPy, sem o uso de bibliotecas adicionais. Os testes foram executados num computador intel core *i7*, 3,1 GHz, SSD 512 GB, 6 GB de memória *RAM* e sistema operacional Linux Mint 18.1. Para cada um dos testes 15 simulações foram realizadas para analisar sua convergência e os parâmetros utilizados correspondem a $G_{max} = 5000$ e a população que tem tamanho de 140.

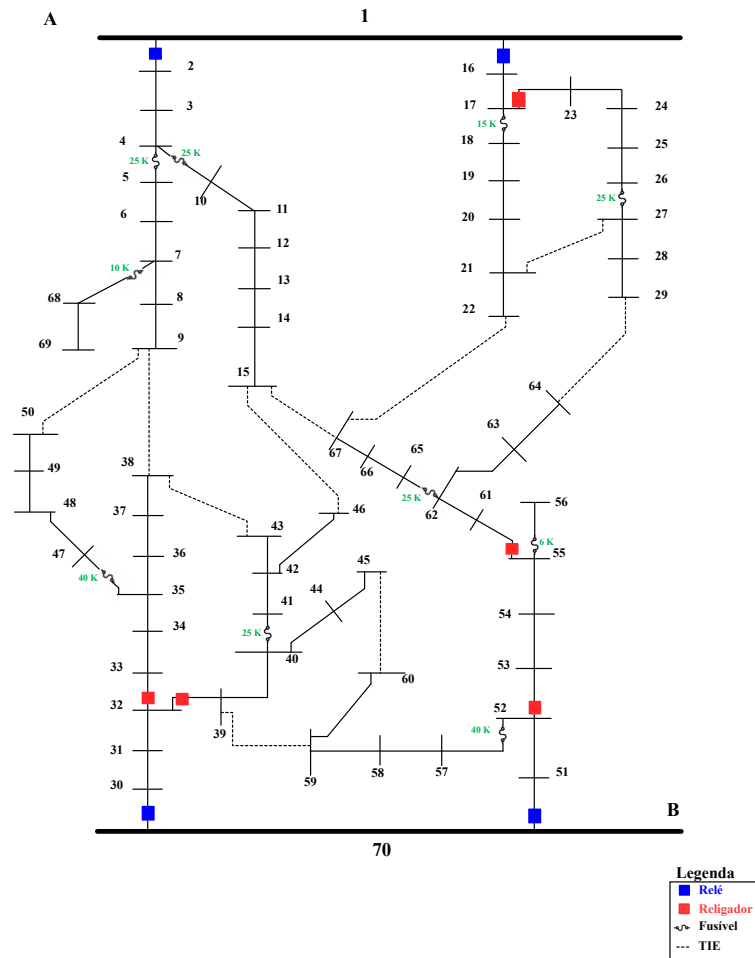
6.1 Sistemas de distribuição utilizados em testes

Para a realização dos testes computacionais, quatro sistemas radiais de distribuição foram usados: 70, 84, 119 e 135 barras. As quatro redes elétricas são de pequeno e médio porte e sem simplificações. Ou seja, todas as suas barras foram consideradas, assim como cada um de seus trechos (linhas). Em todas as linhas considera-se a existência de uma chave, que pode ser aberta (NA) ou fechada (NF). Nos diagramas unifilares, as chaves fechadas são representadas por linhas contínuas, e as abertas, pelas tracejadas.

6.1.1 Caso 1 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 70 barras na topologia inicial

A solução para o caso 6.1.1, considera todos os objetivos e todas as restrições (operacionais e de proteção) inseridos na função agregação, como ilustra a Tabela 8, onde o objetivo é minimizar tanto o número de manobras quanto as perdas ativas totais. Para tal, 15 testes foram realizados no diagrama inicial da Figura 28, em que todas as 15 simulações convergiram para uma única solução com um tempo médio de processamento de 230,92 segundos. Esta solução obtida também apresenta todas as 15 combinações possíveis de pares de coordenação entre todos os DP após os procedimentos de reconfiguração, nos quais o MEAN-PC calcula eficientemente o fluxo de carga, curto-circuito e a proteção (ajustes, coordenação e seletividade) entre os DP em série posicionados estrategicamente na rede elétrica, como mostra a Tabela 9.

Figura 28 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 70 barras na Topologia inicial.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Embora a solução para o cenário 6.1.1, atenda satisfatoriamente ao carregamento da linha e subestação e não tenha afetado a coordenação e seletividade entre os DP consecutivos posicionados na rede elétrica radial, como mostra a Figura 29, é possível

Tabela 8 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-70 do caso 6.1.1.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	70 barras	13-14 49-50 66-67	9-50 22-67 67-15	6	0,218	0,909; Barra 66	31,14%; 70-51	79,61%; A	230,92

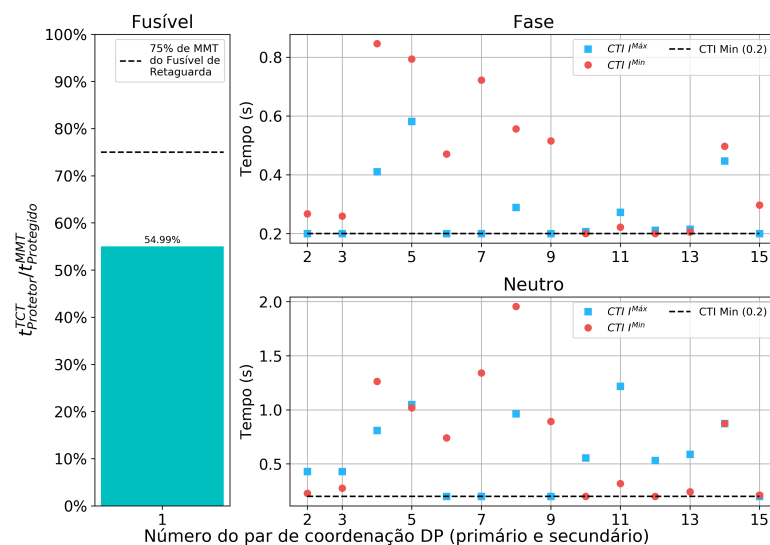
Tabela 9 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.1.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Fusível (4-5)	Fusível (7-68)	9	Relé (70-51)	Religador (52-53)
2	Relé (1-2)	Fusível (4-5)	10	Religador (17-23)	Fusível (26-27)
3	Relé (1-2)	Fusível (4-10)	11	Religador (32-33)	Fusível (35-40)
4	Relé (1-16)	Fusível (17-18)	12	Religador (32-39)	Fusível (40-41)
5	Relé (70-51)	Fusível (52-57)	13	Religador (55-61)	Fusível (62-65)
6	Relé (1-16)	Religador (17-23)	14	Religador (52-53)	Fusível (55-56)
7	Relé (70-30)	Religador (32-33)	15	Religador (52-53)	Religador (55-61)
8	Relé (70-30)	Religador (32-39)			

observar que houve queda de tensão de 0,909 p.u na barra 66, este valor é tido como precário, já que está entre a faixa 0,9 p.u a 0,93 p.u, conforme a (ANEEL, 2010).

Portanto, avalia-se que a solução não promoveu melhores condições operativas na rede, já que ocorreu queda de tensão na barra 66, o que, adicionalmente, impacta na capacidade de operação dos equipamentos instalados na rede operarem de forma segura e eficiente.

Figura 29 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 70 barras (topologia inicial).

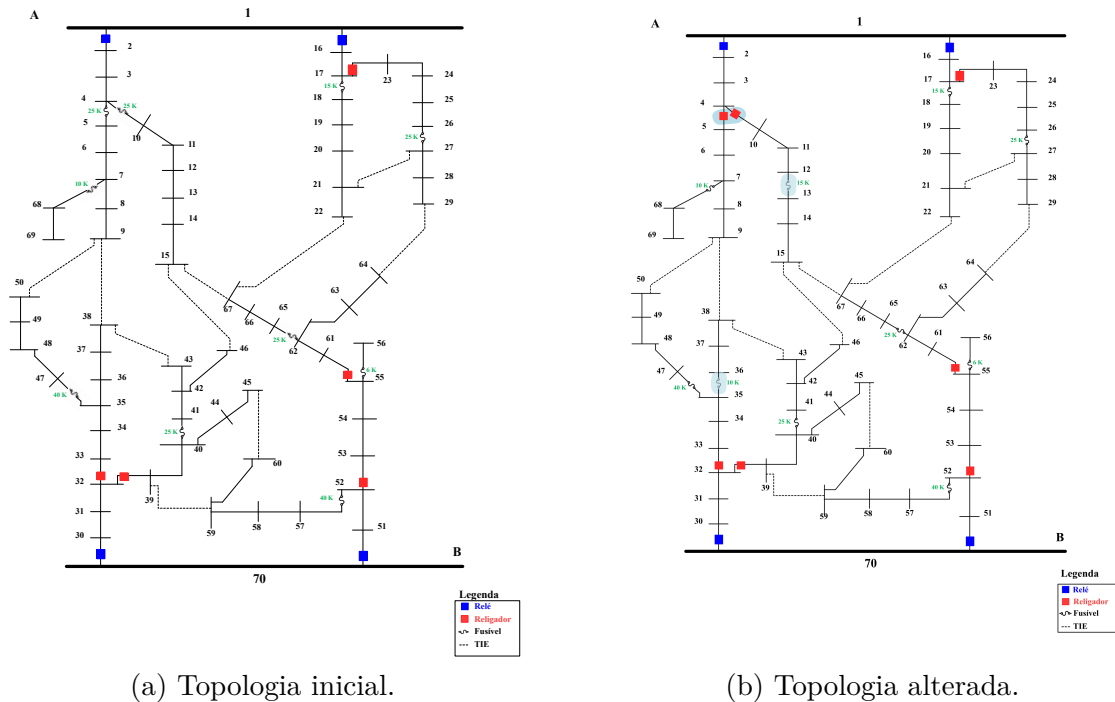


Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

6.1.2 Caso 2 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 70 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.

Para o segundo caso 6.1.2, os DP foram realocados (ver Figura 30b) e submetidos a 15 testes que apresentaram convergência para apenas uma única solução com um tempo médio de execução de 234,52 seg., como ilustra a Tabela 10, onde a finalidade é minimizar os objetivos da função matemática abordada. Observa-se que esta nova solução apresentou um esforço computacional maior de 234,52 segundos em relação ao primeiro caso 6.1.1, assim como as perdas resistivas totais e ao novo carregamento de linha. Esse impacto no tempo revela que o tempo médio de execução é proporcional ao número de pares de combinações posicionados na rede, ou seja, quanto maior o número de pares de combinações possíveis, mais demorada é a busca pela solução do problema de reconfiguração. No caso em específico do novo carregamento de linha, apesar do aumento no que se refere ao caso 6.1.1, o mesmo é satisfatório, isso porque a barra não opera sobrecarregada, o que violaria um dos critérios operacionais. Todavia, a solução encontrada pelo MEAN-PC, revela a redução do número de manobras com relação ao primeiro caso 6.1.1, bem como a redução do novo carregamento da subestação. Esta solução também apresenta a nova combinação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente, onde os novos pares de coordenação são destacados, conforme a Tabela 11.

Figura 30 – Topologias do sistema teste IEEE-70 barras.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

A mudança de posição dos DP para esta condição 6.1.2 não provocou descoordenação nos esquemas de proteção (ajustes, coordenação e seletividade), como mostra a Figura 31,

Tabela 10 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-70.

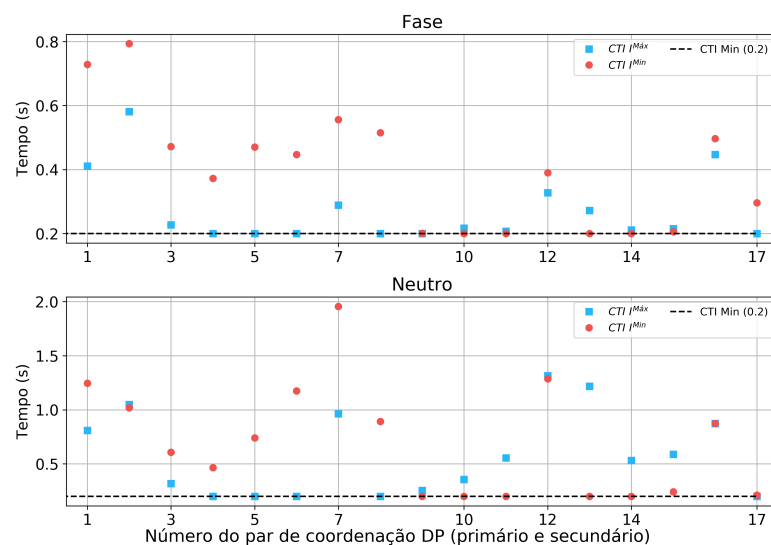
Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	70 barras	13-14 49-50 66-67	9-50 22-67 67-15	6	0,218	0,909; Barra 66	31,14%; 70-51	79,61%; A	230,92
Alterada	70 barras	66-67	22-67	2	0,2241	0,909; Barra 66	34,71%; 70-30	74,07%; A	234,52

Tabela 11 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.2.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Relé (1-16)	Fusível (17-18)	10	Religador (4-10)	Fusível (12-13)
2	Relé (70-51)	Fusível (52-57)	11	Religador (17-23)	Fusível (26-27)
3	Relé (1-2)	Religador (4-5)	12	Religador (32-33)	Fusível (35-36)
4	Relé (1-2)	Religador (4-10)	13	Religador (32-33)	Fusível (35-47)
5	Relé (1-16)	Religador (17-23)	14	Religador (32-39)	Fusível (40-41)
6	Relé (70-30)	Religador (32-33)	15	Religador (55-61)	Fusível (62-65)
7	Relé (70-30)	Religador (32-39)	16	Religador (52-53)	Fusível (55-56)
8	Relé (70-51)	Religador (52-53)	17	Religador (52-53)	Religador (55-61)
9	Religador (4-5)	Fusível (7-68)			

em que é possível observar que todas as 17 combinações possíveis dos DP consecutivos atenderam ao intervalo de coordenação CTI, com margem mínima acima de 0,2 segundos para todos os pares de dispositivos.

Figura 31 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 70 barras (topologia alterada).



Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

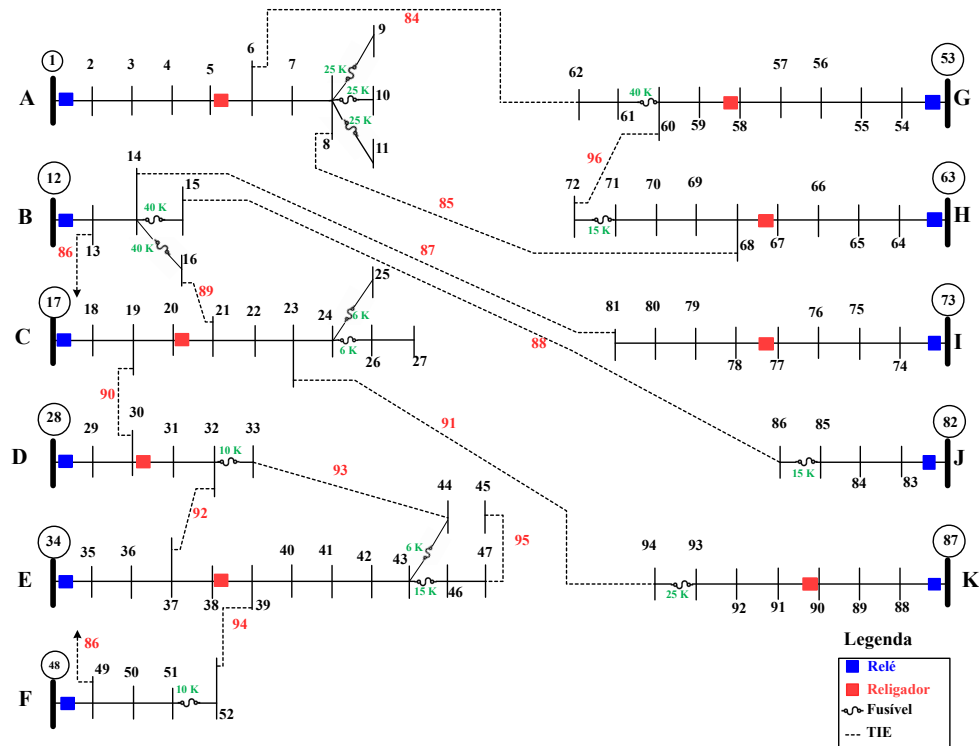
Portanto, mesmo atendendo as restrições de proteção (coordenação e seletividade) e

algumas restrições operacionais (i.e, carregamento da linha, carregamento da subestação), a solução é tida como indesejada, isso porque não promoveu melhores condições operativas na rede, pois ocorreu queda de tensão de 0,909 p.u na barra 66, em que esta tensão é tida como precária, já que a mesma está dentro da faixa regulamentar entre 0,90 p.u a 0,93 p.u, como aponta a (ANEEL, 2010), o que incorre em custos adicionais com os equipamentos instalados na rede operarem de forma eficiente.

6.1.3 Caso 3 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 84 barras na topologia inicial

A rotina é aplicada no diagrama inicial da Figura 32, nas mesmas condições que o alimentador da seção anterior e depois de um tempo médio de processamento de 277,8 seg., o algoritmo evolutivo que calcula eficientemente o fluxo de carga, curto-circuito e coordenação e seletividade, apresenta uma solução, em que o propósito é minimizar os objetivos inseridos na função agregação para o estudo de caso 6.1.3, como ilustra a Tabela 12. Tal técnica, após resolver eficientemente um problema de otimização, apresenta os 23 pares de combinações possíveis, como destaca a Tabela 13.

Figura 32 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 84 barras na Topologia inicial.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Nota-se na Tabela 12, que ocorre a minimização do carregamento da linha e da subestação, assim como a minimização dos objetivos contidos na função agregação. Com relação aos ajustes, coordenação e seletividade, observa-se que não houve violação do intervalo de coordenação CTI para os 23 pares de combinações possíveis, como evidencia

Tabela 12 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-84 do caso 6.1.3.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	84 barras	80-81	14-81	2	0,5281	0,9285; Barra 10	36,71%; 34-35	55,15%; K	277,8

Tabela 13 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.3.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Relé (12-13)	Fusível (14-15)	13	Religador (5-6)	Fusível (8-9)
2	Relé (12-13)	Fusível (14-16)	14	Religador (5-6)	Fusível (8-10)
3	Relé (48-49)	Fusível (51-52)	15	Religador (5-6)	Fusível (8-11)
4	Relé (82-83)	Fusível (85-86)	16	Religador (20-21)	Fusível (24-25)
5	Relé (1-2)	Religador (5-6)	17	Religador (20-21)	Fusível (24-26)
6	Relé (17-18)	Religador (20-21)	18	Religador (30-31)	Fusível (32-33)
7	Relé (28-29)	Religador (30-31)	19	Religador (38-39)	Fusível (43-44)
8	Relé (34-35)	Religador (38-39)	20	Religador (38-39)	Fusível (43-46)
9	Relé (53-54)	Religador (58-59)	21	Religador (58-59)	Fusível (60-61)
10	Relé (63-64)	Religador (67-68)	22	Religador (67-68)	Fusível (71-72)
11	Relé (73-74)	Religador (77-78)	23	Religador (90-91)	Fusível (93-94)
12	Relé (87-88)	Religador (90-91)			

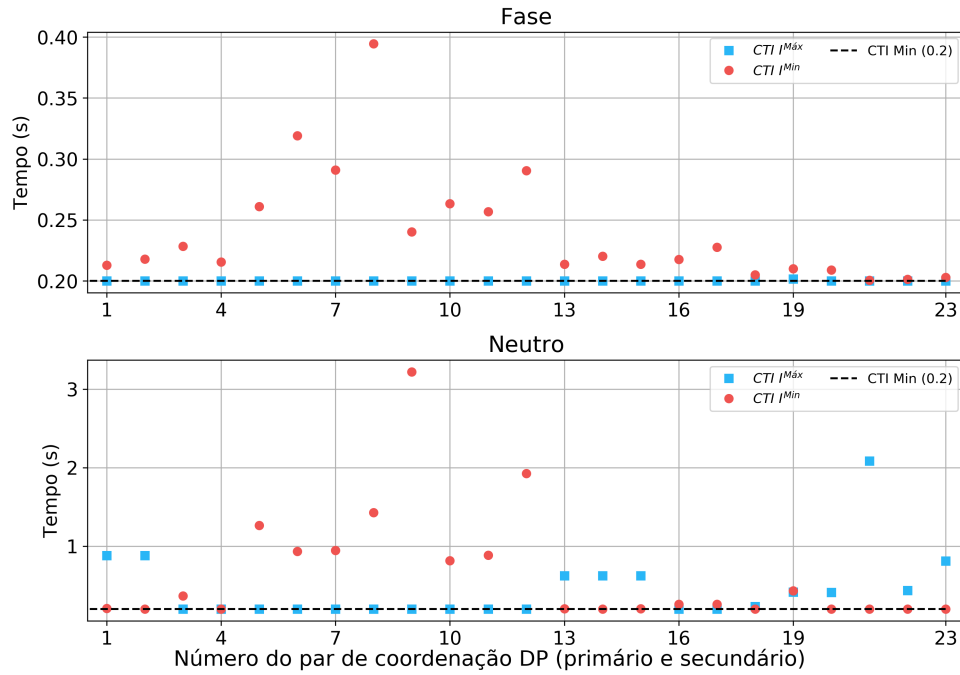
a Figura 33, o que mostra a margem de tempo mínima acima de 0,2 segundos para todos os 23 pares.

Apesar da reconfiguração não afetar a proteção (ajustes, coordenação e seletividade) na rede elétrica avaliada 6.1.3, esta solução se mostra indesejada, isso é justificado porque ocorreu afundamento de tensão de 0,9285 p.u na barra 10, onde a mesma é tida como precária, já que se encontra dentro da faixa de 0,90 p.u a 0,93 p.u, conforme determina a (ANEEL, 2010) no seu módulo 8 PRODIST. Portanto, essa solução não promoveu melhores condições operativas na rede, já que teve um dos critérios operacionais violados.

6.1.4 Caso 4 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 84 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.

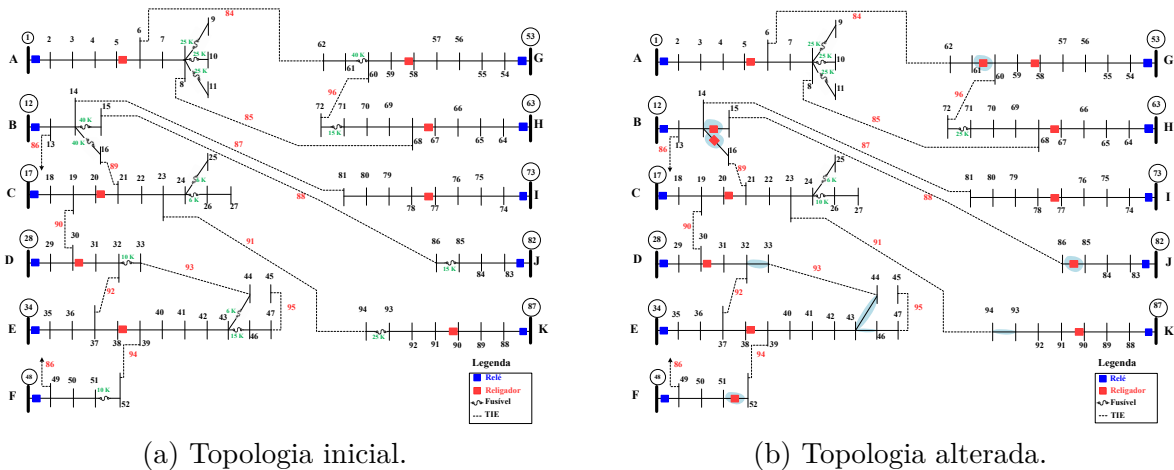
Os dispositivos de proteção para o caso 6.1.4, foram realocados na rede elétrica, como mostra a Figura 34b. Em sequência, foram realizadas 15 simulações, nos quais todos os 15 testes apresentaram uma única solução com um tempo médio de execução de 259,12 seg., no qual o objetivo é minimizar tanto o número de operações de chaveamentos quanto as perdas ativas totais, como ilustra a Tabela 14. Além disso, a solução encontrada pelo MEAN-PC também destaca os novos 19 pares de combinações possíveis, do mesmo modo que apresenta o intervalo de coordenação CTI, conforme a Tabela 15 e Figura 35,

Figura 33 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 84 barras (topologia inicial).



respectivamente. Observa-se que esta solução apresentou 6 operações de chaveamentos a mais que o caso 6.1.3, assim como provocou impacto no carregamento da rede e subestação.

Figura 34 – Topologias do sistema teste IEEE-84 barras.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Nota-se também que a solução reduziu as perdas resistivas totais e o tempo médio computacional no que se refere ao caso 6.1.3. O impacto no tempo médio de execução é justificado pela redução do número de pares de combinações posicionados na rede, como este resultado teve 19 pares de combinações possíveis (quatro pares de combinações a menos que o caso 6.1.3), consequentemente o processo de cálculo do CTI tanto para

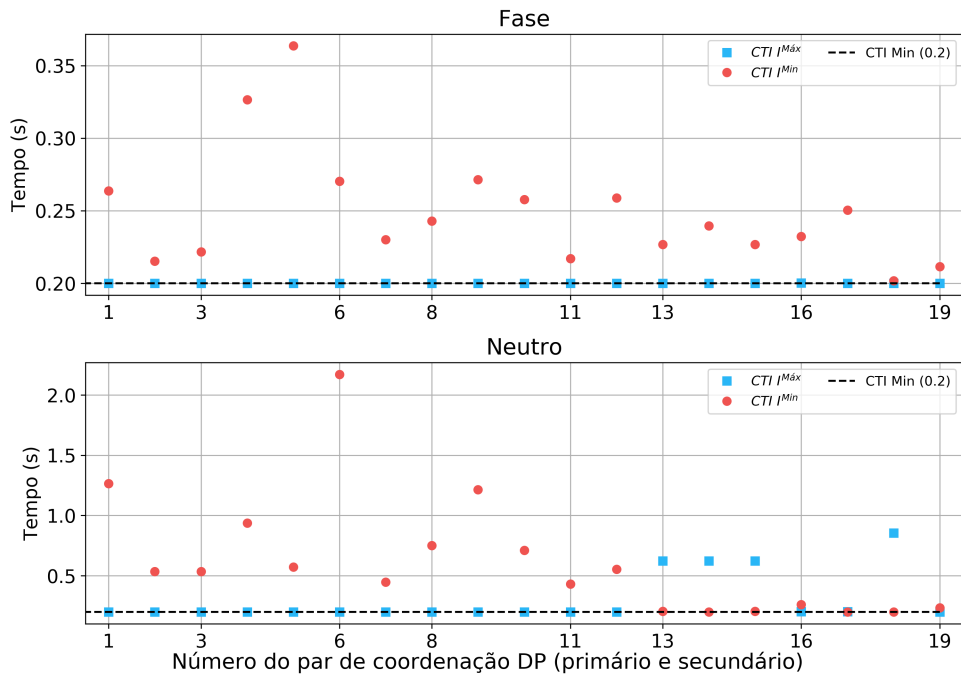
Tabela 14 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-84.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	84 barras	80-81	14-81	2	0,5281	0,9285; Barra 10	36,71%; 34-35	55,15%; K	277,8
Alterada	84 barras	39-40 43-46 80-81 93-94	14-81 23-24 33-44 45-47	8	0,52	0,9285; Barra 10	40,36%; 17-18	61,70%; C	259,12

Tabela 15 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.4.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Relé (1-2)	Religador (5-6)	11	Relé (82-83)	Religador (85-86)
2	Relé (12-13)	Religador (14-15)	12	Relé (87-88)	Religador (90-91)
3	Relé (12-13)	Religador (14-16)	13	Religador (5-6)	Fusível (8-9)
4	Relé (17-18)	Religador (20-21)	14	Religador (5-6)	Fusível (8-10)
5	Relé (28-29)	Religador (30-31)	15	Religador (5-6)	Fusível (8-11)
6	Relé (34-35)	Religador (38-39)	16	Religador (20-21)	Fusível (24-25)
7	Relé (48-49)	Religador (51-52)	17	Religador (20-21)	Fusível (24-26)
8	Relé (53-54)	Religador (58-59)	18	Religador (67-68)	Fusível (71-72)
9	Relé (63-64)	Religador (67-68)	19	Religador (58-59)	Religador (60-61)
10	Relé (73-74)	Religador (77-78)			

Figura 35 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 84 barras (topologia alterada).



Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

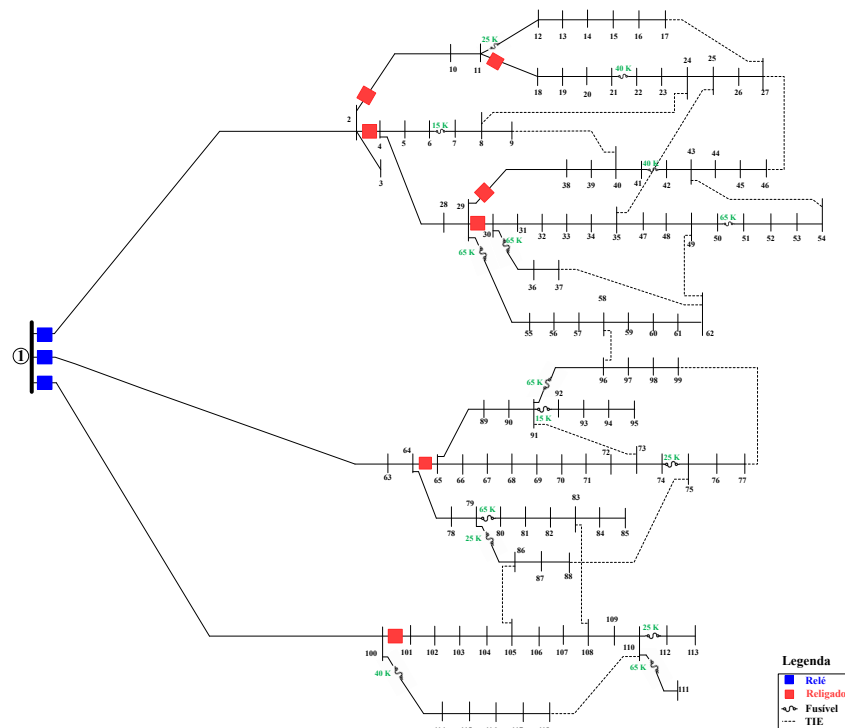
proteção de fase quanto para a proteção de neutro obtido foi mais rápido, conforme a Figura 35, onde mostra que o critério de tempo da margem mínima acima de 0,2 segundos foi atendida para todos os 19 pares de combinações na rede.

Por fim, mesmo que a reconfiguração não tenha afetado a proteção (ajustes, coordenação e seletividade) dos DPs realocados em pontos estratégicos na rede elétrica, e tenha atendido satisfatoriamente ao novo carregamento das linhas e ao novo carregamento da subestação, ocorreu afundamento de tensão de 0,9285 p.u na barra 10, já que a faixa de 0,90 p.u a 0,93 p.u, é tida como precária, conforme classificação da (ANEEL, 2010). Portanto, a solução não promoveu melhores condições de eficiência na rede.

6.1.5 Caso 5 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 119 barras na topologia inicial

Os testes para este caso, foram simulados nas mesmas condições que as seções anteriores e consideraram todos os objetivos e todas as restrições (operacionais e de proteção) contidos na função agregação, no qual todos os 15 testes de fluxo de carga, curto-circuito e o intervalo de coordenação e seletividade entre os DP em sequência no diagrama da Figura 36, convergiram para apenas uma única solução com um tempo médio computacional de 951,28 segundos, onde o objetivo leva em consideração a redução no número de chaveamentos e perdas técnicas na rede, como mostra a Tabela 16.

Figura 36 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 119 barras na Topologia inicial.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Tabela 16 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-119 do caso 6.1.5.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	119 barras	26-27 42-43	46-27 17-27	4	1,28674	0,8688; Barra 77	99,16%; 2-10	81,12%; A	951,28

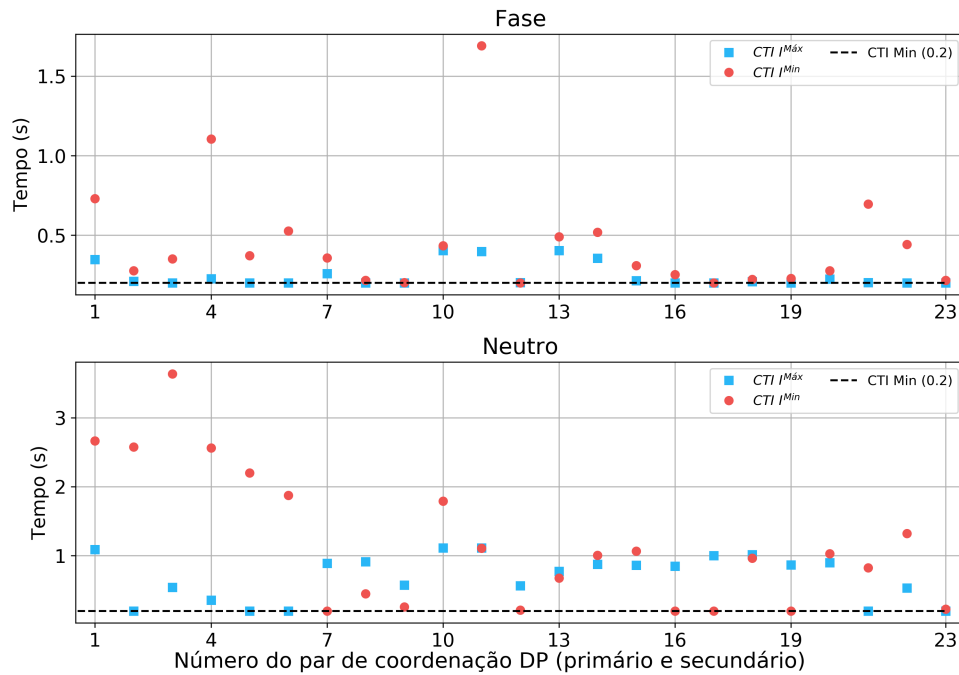
A solução, após a geração de 5000 indivíduos, também apresenta os 23 pares de combinações possíveis, assim como o intervalo de coordenação entre todos os DP consecutivos na rede radial de distribuição de 119 barras, como ilustra a Tabela 17 e Figura 37, respectivamente. Esta solução obtida, após a geração de 5 mil soluções radiais, apresenta o intervalo de coordenação para os 23 pares de combinações na rede elétrica, onde todos os pares em sequência respeitaram o CTI, isto é, a margem mínima de 0,2 segundos foi atendida, como mostra a Figura 37.

Tabela 17 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.5.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Relé (1-100)	Fusível (100-114)	13	Religador (2-10)	Fusível (11-12)
2	Relé (1-2)	Religador (2-4)	14	Religador (64-65)	Fusível (74-75)
3	Relé (1-2)	Religador (2-10)	15	Religador (64-65)	Fusível (91-92)
4	Relé (1-63)	Religador (64-65)	16	Religador (64-65)	Fusível (91-96)
5	Relé (1-63)	Religador (64-78)	17	Religador (64-78)	Fusível (79-80)
6	Relé (1-100)	Religador (100-101)	18	Religador (64-78)	Fusível (79-86)
7	Religador (29-30)	Fusível (50-51)	19	Religador (100-101)	Fusível (110-111)
8	Religador (29-30)	Fusível (30-36)	20	Religador (100-101)	Fusível (110-112)
9	Religador (29-38)	Fusível (41-42)	21	Religador (2-4)	Religador (29-30)
10	Religador (2-4)	Fusível (6-7)	22	Religador (2-4)	Religador (29-38)
11	Religador (2-4)	Fusível (29-55)	23	Religador (2-10)	Religador (11-18)
12	Religador (11-18)	Fusível (21-22)			

Apesar de a reconfiguração ter atendido satisfatoriamente a proteção (coordenação e seletividade), avalia-se que a solução candidata viola uma das restrições técnico-operacionais, isso porque ocorreu queda de tensão de 0,8688 na barra 77, tido como crítico pela (ANEEL, 2010), com a tensão menor que 0,93 p.u. Esta solução também apresentou, comparado a seções anteriores, maiores perdas de potência ativas totais e sobrecarga na linha de 99,16% no trecho 2-10. Por esses motivos, este cenário sob o ponto de vista operacional é tido como impraticável, tendo em vista que não promove boas condições operacionais na rede, já que impacta na condição dos equipamentos instalados na rede de operarem com eficiência.

Figura 37 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 119 barras (topologia inicial).



Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

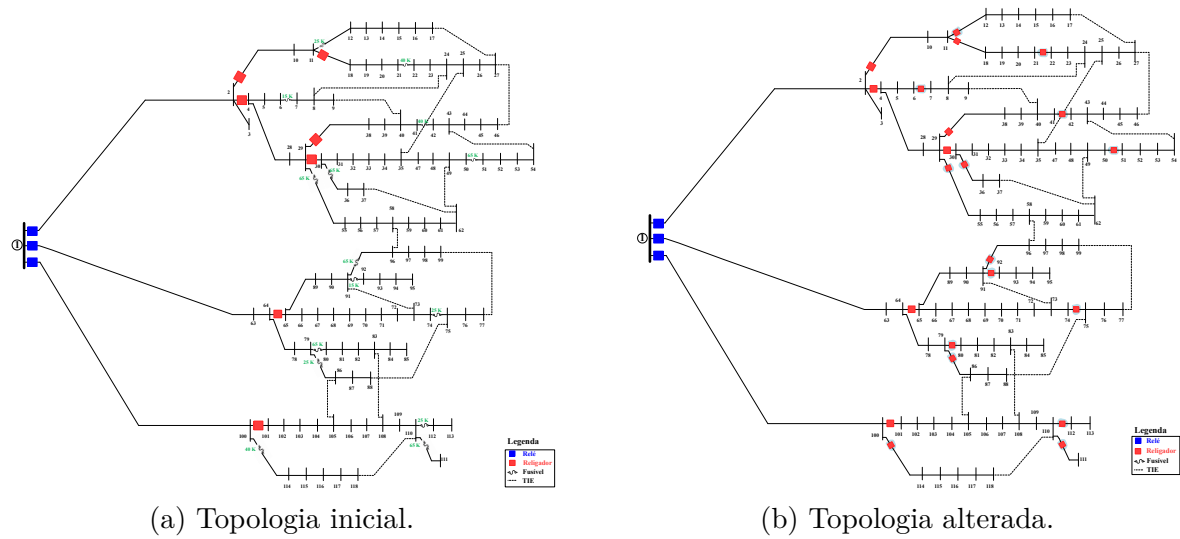
6.1.6 Caso 6 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 119 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.

As simulações com o MEAN-PC para este caso 6.1.6, tiveram apenas relés e religadores reposicionados na rede, como mostra a Figura 38. Em seguida, foram executados 15 testes sob as mesmas condições das seções anteriores, considerando todos os objetivos e restrições (operacionais e de proteção) incluídos na função agregação, onde a rotina calcula o fluxo de carga, curto-circuito e a proteção (coordenação e seletividade) entre os dispositivos de proteção. Todas as 15 simulações apresentaram convergência para uma única solução com um tempo de execução de 1030,6 segundos, na qual o objetivo principal é a redução do número de chaveamentos e perdas ativas totais do alimentador radial de distribuição de 119 barras, conforme a Tabela 18. A solução também destaca os 23 pares de combinações possíveis, como mostra a Tabela 19, assim como apresenta o intervalo de coordenação CTI, conforme a Figura 39.

Tabela 18 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-119.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	119 barras	26-27 42-43	46-27 17-27	4	1,28674	0,8688; Barra 77	99,16%; 2-10	81,12%; A	951,28
Alterada	119 barras	76-77	99-77	2	1,28397	0,8729; Barra 76	99,41%; 90-91	81,12%; A	1030,6

Figura 38 – Topologias do sistema teste IEEE-119 barras.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

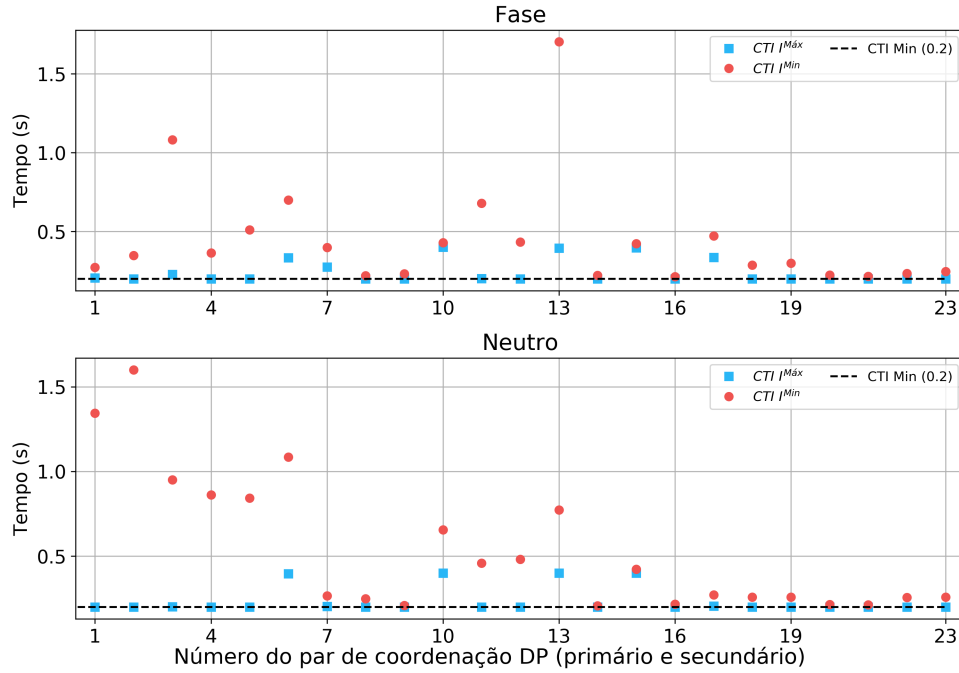
Tabela 19 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.6.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Relé (1-2)	Religador (2-4)	13	Religador (2-4)	Religador (29-55)
2	Relé (1-2)	Religador (2-10)	14	Religador (11-18)	Religador (21-22)
3	Relé (1-63)	Religador (64-65)	15	Religador (2-10)	Religador (11-12)
4	Relé (1-63)	Religador (64-78)	16	Religador (2-10)	Religador (11-18)
5	Relé (1-100)	Religador (100-101)	17	Religador (64-65)	Religador (74-75)
6	Relé (1-100)	Religador (100-114)	18	Religador (64-65)	Religador (91-92)
7	Religador (29-30)	Religador (50-51)	19	Religador (64-65)	Religador (91-96)
8	Religador (29-30)	Religador (30-36)	20	Religador (64-78)	Religador (79-80)
9	Religador (29-38)	Religador (41-42)	21	Religador (64-78)	Religador (79-86)
10	Religador (2-4)	Religador (6-7)	22	Religador (100-101)	Religador (110-111)
11	Religador (2-4)	Religador (29-30)	23	Religador (100-101)	Religador (110-112)
12	Religador (2-4)	Religador (29-38)			

Foi observado que esta solução apresentou duas operações de chaveamentos a menos que o caso 6.1.5, bem como provocou impacto no carregamento da rede. Observa-se que a realocação dos DP reduziu as perdas resistivas totais, porém o tempo médio de processamento subiu comparativamente ao caso 6.1.5, isso é justificado porque a topologia alterada 38b apresenta 15 religadores a mais que a topologia inicial 38a, o que exige um esforço computacional maior entre a diferença de tempo entre os pares de combinações relé/religador e religador/religador.

Embora os procedimentos de reconfiguração tenham atendido satisfatoriamente à proteção (coordenação e seletividade), avalia-se que a solução viola uma das restrições técnico-operacionais. Isso é justificado porque ocorreu afundamento de tensão de 0,8729 p.u na barra 76, tido como crítico pela (ANEEL, 2010), em decorrência da tensão ser

Figura 39 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 119 barras (topologia alterada).



Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

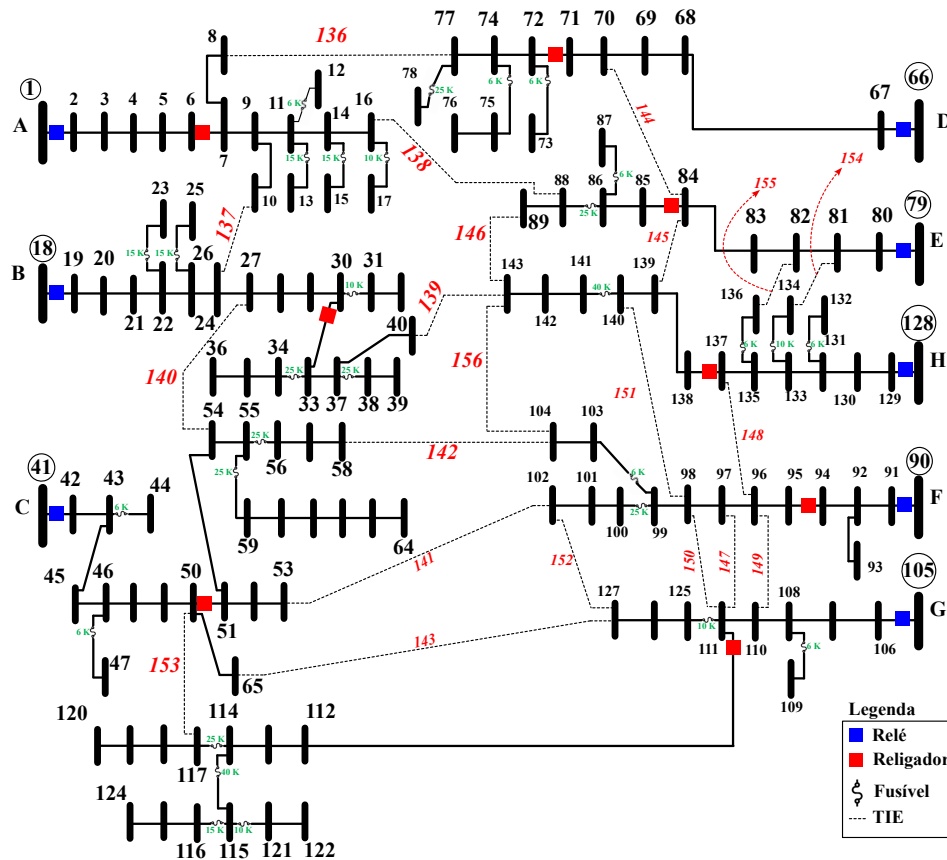
menor que 0,90 p.u, com isso, não promovendo melhores condições de eficiência operacional com os equipamentos. Esta solução também apresentou, comparado ao caso 6.1.5, menor perdas resistivas totais e sobrecarga na rede de 99,41% no trecho 90-91. Portanto, este cenário 6.1.6 do lado da ótica operacional é tido como impraticável.

6.1.7 Caso 7 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 135 barras na topologia inicial

A solução para este caso, considera todos os objetivos e todas as restrições (operacionais e de proteção) inseridos na função agregação, como ilustra a Tabela 20, onde o objetivo é minimizar tanto o número de manobras quanto as perdas ativas totais. Com esse propósito, 15 testes foram realizados na rede radial de distribuição IEEE-135 barras na topologia inicial, como mostra a Figura 40, no qual todas as 15 simulações convergiram para apenas uma única solução com um tempo médio de processamento de 544,8 segundos. Esta solução também apresenta todas as 36 combinações possíveis de pares de coordenação entre todos os DP após os procedimentos de reconfiguração, nos quais o MEAN-PC calcula eficientemente o fluxo de carga, curto-circuito e a proteção (ajustes, coordenação e seletividade) entre os DP em sequência localizados em pontos estratégicos na rede elétrica, como mostra a Tabela 21.

Nota-se neste cenário, que não houve violação da coordenação, pois todos os 36 pares de combinação tiveram o intervalo de coordenação atendido, isto é, com margem

Figura 40 – Diagrama do Sistema de Distribuição Radial de 135 barras na Topologia inicial.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Tabela 20 – Resultado da reconfiguração para o sistema teste IEEE-135 do caso 6.1.7.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	135 barras	114-117 111-125	65-127 117-50	4	0,30005	0,942; Barra 123	72,77%; 92-93	82,32%; SE C	544,8

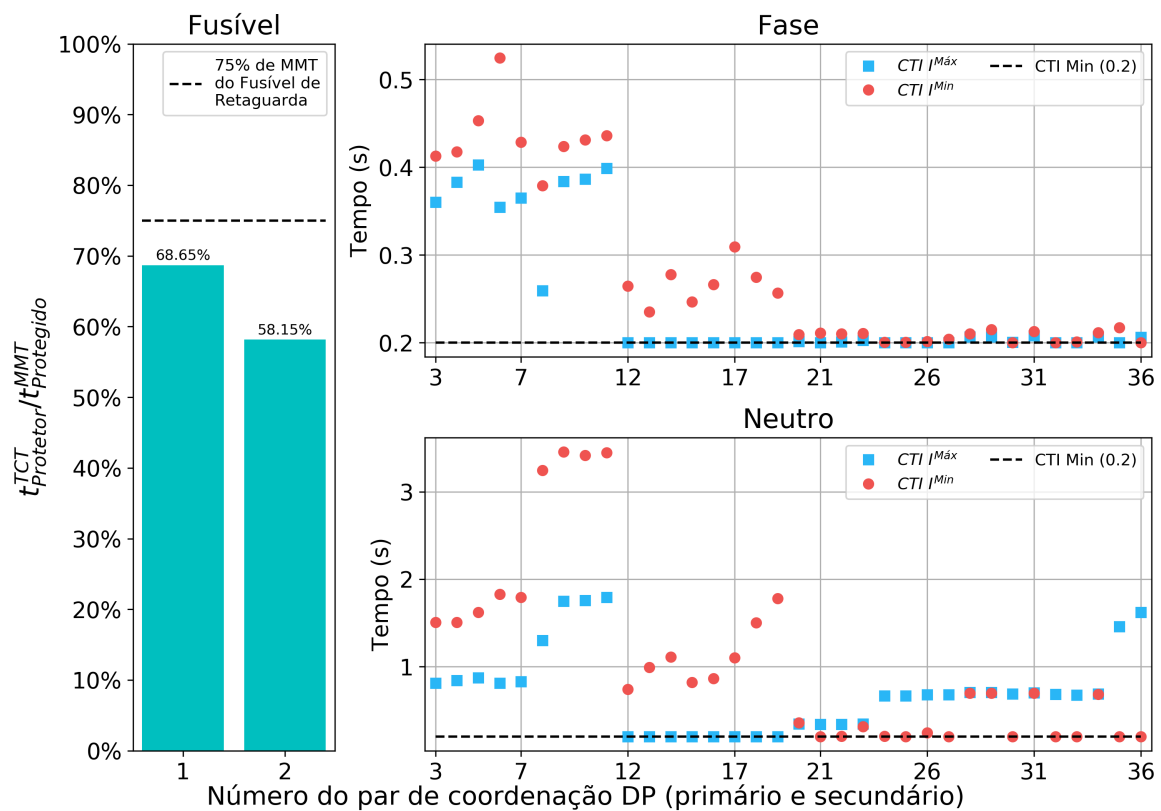
mínima acima de 0,2 segundos, como se pode observar na Figura 41. Além disso, essa solução minimiza os objetivos da função agregação, bem como opera dentro dos padrões das restrições operacionais.

Portanto, este caso 6.1.7 é tido como desejável, porque promove boa condição de operação por parte dos equipamentos operarem de forma segura e eficiente.

Tabela 21 – Combinações dos pares de dispositivos na configuração inicial do caso 6.1.7.

Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Fusível (114 - 115)	Fusível (115 - 116)	19	Relé (128 - 129)	Religador (137 - 138)
2	Fusível (114 - 115)	Fusível (115 - 121)	20	Religador (6 - 7)	Fusível (11 - 12)
3	Relé (18 - 19)	Fusível (22 - 23)	21	Religador (6 - 7)	Fusível (11 - 13)
4	Relé (18 - 19)	Fusível (24 - 25)	22	Religador (6 - 7)	Fusível (14 - 15)
5	Relé (18 - 19)	Fusível (30 - 31)	23	Religador (6 - 7)	Fusível (16 - 17)
6	Relé (41 - 42)	Fusível (43 - 44)	24	Religador (30 - 33)	Fusível (33 - 34)
7	Relé (41 - 42)	Fusível (46 - 47)	25	Religador (30 - 33)	Fusível (37 - 38)
8	Relé (105 - 106)	Fusível (108 - 109)	26	Religador (50 - 51)	Fusível (55 - 56)
9	Relé (128 - 129)	Fusível (131 - 132)	27	Religador (50 - 51)	Fusível (55 - 59)
10	Relé (128 - 129)	Fusível (135 - 136)	28	Religador (71 - 72)	Fusível (72 - 73)
11	Relé (128 - 129)	Fusível (133 - 134)	29	Religador (71 - 72)	Fusível (74 - 75)
12	Relé (1 - 2)	Religador (6 - 7)	30	Religador (71 - 72)	Fusível (77 - 78)
13	Relé (18 - 19)	Religador (30 - 33)	31	Religador (84 - 85)	Fusível (86 - 87)
14	Relé (41 - 42)	Religador (50 - 51)	32	Religador (84 - 85)	Fusível (86 - 88)
15	Relé (66 - 67)	Religador (71 - 72)	33	Religador (94 - 95)	Fusível (99 - 100)
16	Relé (79 - 80)	Religador (84 - 85)	34	Religador (94 - 95)	Fusível (99 - 103)
17	Relé (90 - 91)	Religador (94 - 95)	35	Religador (111 - 112)	Fusível (114 - 115)
18	Relé (105 - 106)	Religador (111 - 112)	36	Religador (137 - 138)	Fusível (140 - 141)

Figura 41 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 135 barras (topologia inicial).



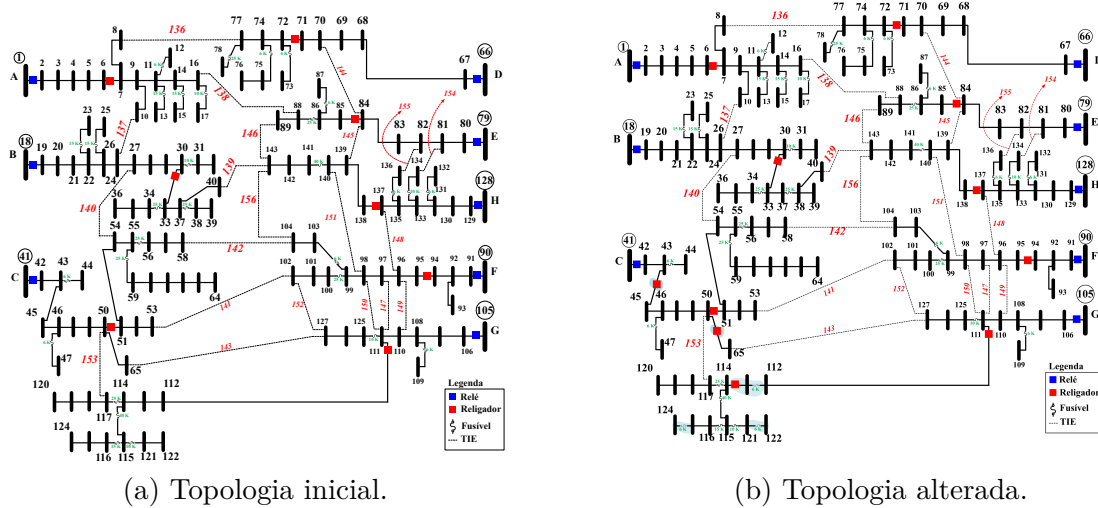
Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

6.1.8 Caso 8 - Alimentador radial IEEE de distribuição de 135 barras com realocação de DP em relação a topologia inicial.

Quinze testes no alimentador da Figura 42b foram realizados com a realocação estratégica dos DP com tempo médio de processamento de 1054,2 seg., onde a finalidade é minimizar o número de manobras e perdas resistivas totais, como mostra as soluções na Tabela 22, em que mostra o comparativo entre os resultados na topologia inicial e alterada. Uma vez atingido o critério de parada $G_{max} = 5000$ o MEAN-PC apresenta uma solução, na qual, os 42 pares de combinação possíveis, como ilustra a Tabela 23.

Note que, essa solução apresentou duas operações a menos que o caso 6.1.7, assim como teve minimização das perdas resistivas totais em relação a topologia inicial 6.1.7. Nota-se também, que a tensão de 0,958 p.u na barra 113 se encontra na faixa adequada entre 0,95 p.u a 1,05 p.u como determina a (ANEEL, 2010). Além disso, o novo carregamento da linha e da subestação foi satisfatório. Finalmente, o tempo médio de processamento da topologia modificada, comparativamente ao caso 6.1.7, apresentou um tempo médio de 1054,2 segundos, pois, à medida que os sistemas de distribuição se tornam maiores, mais complexa e demorada é a busca pela solução do problema de reconfiguração.

Figura 42 – Topologias do sistema teste IEEE-135 barras.



Fonte: (VIEIRA, 2020).

Tabela 22 – Resultado da reconfiguração para ambos os sistemas teste IEEE-135.

Topologia	Sistema teste IEEE	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Nº Total de Manobras	Perdas Ativas Totais (W)	Tensão (p.u)	Máx. Carreg. da Linha (%); Trecho	Máx. Carreg. da Sub. (%); SE	Tempo (s)
Inicial	135 barras	114-117 111-125	65-127 117-50	4	0,30005	0,942; Barra 123	72,77%; 92-93	82,32%; SE C	544,8
Alterada	135 barras	113-114	117-50	2	0,28814	0,958; Barra 113	72,77%; 92-93	92,52%; SE C	1054,2

Tabela 23 – Combinações dos pares de dispositivos com alocação de DP do caso 6.1.8.

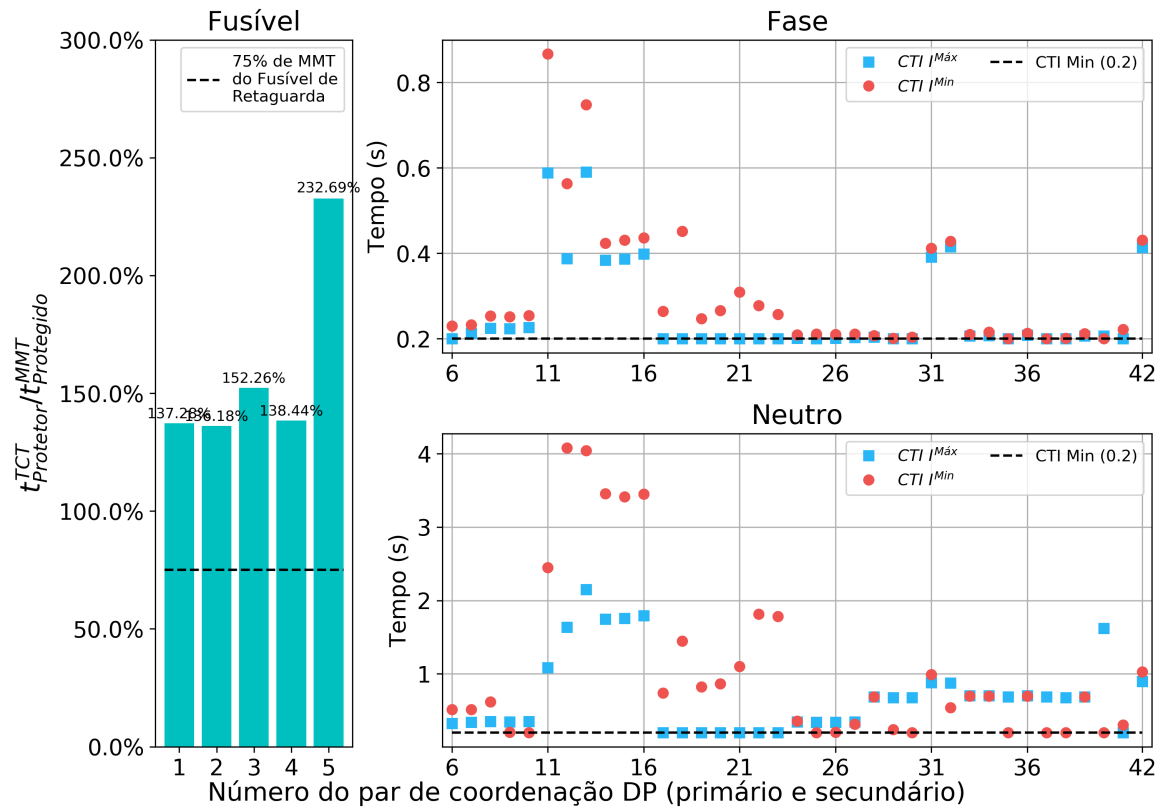
Nº do	Combinação de DP		Nº do	Combinação de DP	
Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)	Par de DP	Protegido (de - para)	Protetor (de - para)
1	Fusível (114 - 115)	Fusível (115 - 116)	22	Relé (105 - 106)	Religador (111 - 112)
2	Fusível (115 - 121)	Fusível (121 - 122)	23	Relé (128 - 129)	Religador (137 - 138)
3	Fusível (114 - 115)	Fusível (115 - 116)	24	Religador (6 - 7)	Fusível (11 - 12)
4	Fusível (114 - 115)	Fusível (115 - 121)	25	Religador (6 - 7)	Fusível (11 - 13)
5	Fusível (114 - 117)	Fusível (114 - 115)	26	Religador (6 - 7)	Fusível (14 - 15)
6	Relé (18 - 19)	Fusível (22 - 23)	27	Religador (6 - 7)	Fusível (16 - 17)
7	Relé (18 - 19)	Fusível (24 - 25)	28	Religador (50 - 51)	Fusível (52 - 53)
8	Relé (18 - 19)	Fusível (30 - 31)	29	Religador (50 - 51)	Fusível (55 - 56)
9	Relé (18 - 19)	Fusível (33 - 34)	30	Religador (50 - 51)	Fusível (55 - 59)
10	Relé (18 - 19)	Fusível (37 - 38)	31	Religador (43 - 45)	Fusível (46 - 47)
11	Relé (41 - 42)	Fusível (43 - 44)	32	Religador (43 - 45)	Fusível (114 - 117)
12	Relé (105 - 106)	Fusível (108 - 109)	33	Religador (71 - 72)	Fusível (72 - 73)
13	Relé (105 - 106)	Fusível (111 - 125)	34	Religador (71 - 72)	Fusível (74 - 75)
14	Relé (128 - 129)	Fusível (131 - 132)	35	Religador (71 - 72)	Fusível (77 - 78)
15	Relé (128 - 129)	Fusível (135 - 136)	36	Religador (84 - 85)	Fusível (86 - 87)
16	Relé (128 - 129)	Fusível (133 - 134)	37	Religador (84 - 85)	Fusível (86 - 88)
17	Relé (1 - 2)	Religador (6 - 7)	38	Religador (94 - 95)	Fusível (99 - 100)
18	Relé (41 - 42)	Religador (43 - 45)	39	Religador (94 - 95)	Fusível (99 - 103)
19	Relé (66 - 67)	Religador (71 - 72)	40	Religador (137 - 138)	Fusível (140 - 141)
20	Relé (79 - 80)	Religador (84 - 85)	41	Religador (43 - 45)	Religador (50 - 51)
21	Relé (90 - 91)	Religador (94 - 95)	42	Religador (43 - 45)	Religador (50 - 65)

A Figura 43 ilustra a coordenação verificada para cada par de DP, sendo que os cinco primeiros pares pertencem à combinação fusível-fusível (gráfico de barras) e obedecem ao critério da curva TCT do fusível protetor não exceder em 75% a curva do MMT do fusível protegido, e os 37 pares restantes são analisados com base no CTI mínimo. A Figura 44 apresenta os coordenogramas que indicam a falta de coordenação para o par de fusível 1 (15k-40k) 44a, fusível 2 (10k-40k) 44b, fusível 3 (25k-40k) 44c, fusível 4 (6k-15k) 44d e fusível 5 (6k-10k) 44e. O critério de dimensionamento para os pares de fusíveis em sequência de 1 a 5, exige que o fusível protetor tenha, no mínimo, capacidade de interrupção inferior ao fusível protegido. Para todos os casos, as relações de tempo entre as curvas TCT protetor e MMT protegido para os pares de 1 a 5 foram de 137,28%, 136,18%, 152,26%, 138,44% e 232,69%, respectivamente, excedendo o limite de 75%. Os demais 37 pares restantes não tiveram seu intervalo de coordenação afetado após o procedimento de reconfiguração.

Portanto, avalia-se que essa solução apenas promoveu boas condições operativas

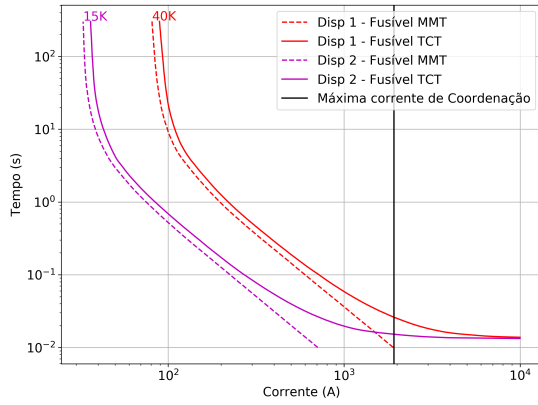
em relação as restrições operacionais, já que as restrições de proteção (ajuste, coordenação e seletividade) foram violadas, assim onerando a capacidade dos equipamentos operarem com máxima eficiência.

Figura 43 – Coordenação da proteção de fase/neutro atendida para todos os pares de DP no sistema de 135 barras (topologia alterada).

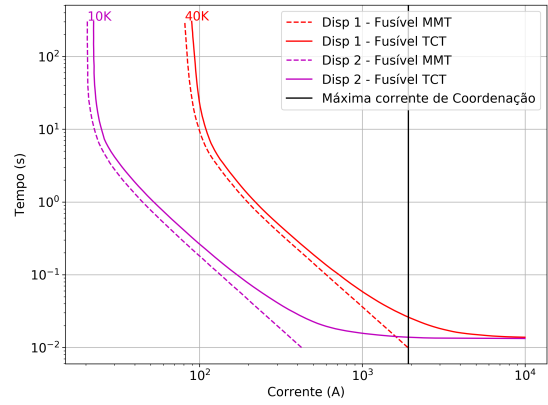


Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

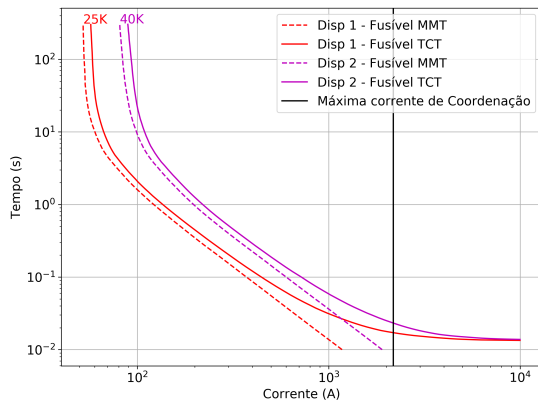
Figura 44 – Coordenogramas dos cinco pares de fusíveis em sequência violados.



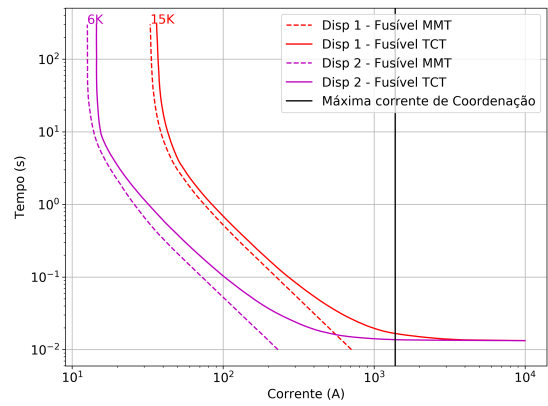
(a) Fusível (115 - 116) e fusível (123 - 124).



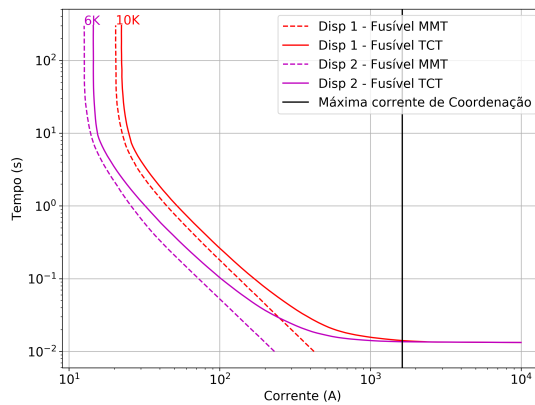
(b) Fusível (115 - 121) e fusível (121 - 122).



(c) Fusível (114 - 115) e fusível (115 - 116).



(d) Fusível (114 - 115) e fusível (115 - 121).



(e) Fusível (114 - 117) e fusível (114 - 115).

Fonte: Obtida da ferramenta MEAN-PC.

7 CONCLUSÃO

7.1 Conclusões

O presente trabalho utilizou a ferramenta MEAN-PC para avaliar os parâmetros operacionais e de proteção de redes radiais de distribuição de pequeno e médio porte (alimentadores de 70, 84, 119 e 135 barras), tanto na topologia inicial quanto na topologia alterada. Nos dois cenários, a rotina considerou as restrições de proteção de sobrecorrente de fase e neutro no problema da reconfiguração. A ferramenta utilizada é composta de um algoritmo de otimização junto a RNP que garante soluções radiais. O problema da reconfiguração foi modelado como um problema de otimização, com objetivos e restrições, no qual foram avaliados: minimização do número de manobras, minimização de perdas resistivas totais, queda de tensão, carregamento das linhas, carregamento da subestação. Além disso, foram avaliadas as restrições de proteção (intervalo de coordenação) e o tempo de execução.

Os resultados evidenciaram impactos relevantes nas restrições operacionais e de proteção. O MEAN-PC encontrou soluções em que ocorreram quedas de tensão em níveis precários e críticos, bem como violações de coordenação e seletividade. Apesar disso, os testes demonstraram que a metodologia é capaz de avaliar adequadamente esses efeitos, mostrando-se positiva para o estudo da relação entre reconfiguração e proteção. Observou-se também que o tempo de processamento cresce conforme as redes se tornam maiores e mais complexas, o que exige maior esforço computacional.

Na comparação entre topologias, verificou-se que o número de operações de chaveamento tende a diminuir à medida que aumentam as combinações possíveis, aspecto que merece estudos futuros. Entre os sistemas testados, apenas o alimentador de 135 barras, em sua configuração inicial, apresentou condição operacional viável sem violar os limites de proteção, garantindo operação segura e eficiente dos equipamentos.

Por fim, a inclusão das restrições de proteção no problema de reconfiguração mostrou-se positiva, ao ampliar a compreensão dos limites práticos de operação em sistemas de distribuição. Apesar dos desafios ainda existentes, como o maior esforço computacional em redes de maior porte, os resultados indicam que pesquisas como esta podem apoiar engenheiros de concessionárias na identificação de oportunidades de melhoria. Além disso, a ferramenta MEAN-PC permite detectar gargalos na rede e evidenciar problemas que podem ser mais bem explorados e aprofundados, direcionando soluções que contribuam para uma operação cada vez mais eficiente e segura.

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros destacam-se:

1. Explorar o MEAN-PC para outros problemas de reconfiguração de redes: alocação ótima de capacitores, planejamento da expansão do sistema e balanceamento entre cargas;
2. Investigar o comportamento do MEAN-PC para sistemas radiais de distribuição de larga-escala e desequilibrados;
3. Adição de Geração Distribuída (GD);
4. Realizar análise de desempenho da ferramenta MEAN-PC com outras meta-heurísticas empregadas com sucesso nos problemas de otimização;
5. Incluir o índice multiobjetivo de desempenho (*IMO*) para mensuração numérica diante dos impactos da reconfiguração na coordenação dos esquemas de proteção da rede elétrica.

Referências

- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway: IEEE Press Editorial Board, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 53.
- ANEEL, A. d. E. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (prodist) módulo 8: Qualidade da energia elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional-PRODIST*, p. 1–76, 2010. Citado 8 vezes nas páginas 27, 73, 76, 77, 80, 81, 83 e 87.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989. Citado na página 27.
- BARBOSA, C. H. N. D. R. *Reconfiguração e Restauração Ótima de Sistemas de Distribuição Primária de Energia Elétrica*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, dez. 2012. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 45.
- BHATTACHARYA, S. K.; GOSWAMI, S. K. Distribution network reconfiguration considering protection coordination constraints. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 36, n. 11, p. 1150–1165, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15325000802084463>>. Citado na página 18.
- BORGES, H. F. *Otimização do Processo de Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição de Grande Porte Utilizando Chaves Automáticas*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, set. 2013. Citado na página 67.
- BRANKE, J. *Multiobjective optimization: Interactive and evolutionary approaches*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2008. v. 5252. Citado na página 65.
- CIVANLAR, S. et al. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, 1988. Citado na página 18.
- DEB, K. et al. A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: Nsga-ii. In: SPRINGER. *International conference on parallel problem solving from nature*. [S.l.], 2000. p. 849–858. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 69.
- DEB, K.; SUNDAR, J. Reference point based multi-objective optimization using evolutionary algorithms. In: *Proceedings of the 8th annual conference on Genetic and evolutionary computation*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 635–642. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 68.
- ELETROPAULO. *Norma Técnica - Proteção de Redes de Distribuição Aérea Primária - ND-3001*. São Paulo, 2004. Citado na página 58.
- FREITAS, F. D.; ALMEIDA, W. G. *Circuitos Polifásicos*. Brasília: Finatec, 1995. Citado na página 52.
- GARCIA, V. J. *Metaheurísticas Multiobjetivo para o Problema da Restauração do Serviço em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, nov. 2005. Citado na página 45.

- GERS, J. M.; HOLMES, E. J. *Protection of electricity distribution networks*. [S.l.]: IET, 2004. v. 47. Citado na página 24.
- GOLDBERG, D. E. *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Reading, MA: Addison-Wesley, 1989. Citado na página 67.
- HSU, Y.-Y.; YI, J.-H. Planning of distribution feeder reconfiguration with protective device coordination. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 1340–1347, 1993. Citado na página 18.
- KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2002. Citado na página 53.
- KHORSHID-GHAZANI, B. et al. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 11, n. 1, p. 82–92, 2017. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2016.0539>>. Citado na página 18.
- KHORSHID-GHAZANI, H. B. et al. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017. Citado na página 16.
- KIM, J. C. et al. Advanced power distribution system configuration for smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, p. 1–6, 2013. Citado na página 25.
- KINDERMANN, G. *Curto-Circuito*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. Citado na página 52.
- KUMAR, Y.; SHARMA, B. D. J. Multiobjective, multiconstraints service restoration of electric power distribution system with priority customers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, p. 261–270, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 33.
- MACEDO, L. H. et al. A contribution to the optimization of the reconfiguration problem in radial distribution systems. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 29, n. 6, p. 756–768, 2018. Citado na página 16.
- MAHDAVI, M. R.; ROMERO, R. Reconfiguration of radial distribution systems: An efficient mathematical model. *IEEE Latin America Transactions*, v. 19, p. 1172–1181, 2021. Citado na página 17.
- MANSOUR, M. R. *Algoritmo para obtenção de planos de restabelecimento para sistemas de distribuição de grande porte*. Dissertação (Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2009. Acesso em: 2025-09-03. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/D.18.2009.tde-06052009-100440>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 69.
- MARQUES, L. T.; DELBEM, A. C. B.; LONDON, J. B. A. Service restoration with prioritization of customers and switches and determination of switching sequence. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 3, p. 2359–2370, 2018. Citado na página 68.
- PEPONIS, G.; PAPADOPULOS, M.; HATZIARGYRIOU, N. Optimal operation of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1, p. 59–67, 1996. Citado na página 23.

- R., D.; MANTOVANI, J. R. S. Reconfiguration of radial electric power distribution system via a scatter search algorithm. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, p. 1022–1028, 2015. Citado na página 17.
- RAHIM, M. N. A. et al. Protection coordination toward optimal network reconfiguration and dg sizing. *IEEE Access*, v. 7, p. 163700–163718, 2019. Citado na página 19.
- SANCHES, D. S. *Algoritmos Evolutivos Multi-Objetivo para Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Energia*. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 60.
- SANCHES, D. S.; London Junior, J. B. A.; DELBEM, A. C. B. Multi-objective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 110, p. 144–153, 2014. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614000212>>. Citado na página 33.
- SANTOS, A. C. et al. Node-depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 3, p. 1254–1265, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- SANTOS, A. C. D. *Algoritmo Evolutivo Computacionalmente Eficiente para Reconfiguração de Sistemas de Distribuição*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009. Citado 14 vezes nas páginas 25, 32, 38, 40, 41, 42, 45, 47, 48, 49, 50, 60, 64 e 65.
- SHORT, T. A. *Electric Power Distribution Handbook*. [S.l.]: CRC Press, 2018. Citado na página 22.
- SRINIVAS, N.; DEB, K. Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms. *Evolutionary computation*, MIT Press, v. 2, n. 3, p. 221–248, 1994. Citado na página 67.
- SU, C. T.; LEE, C. S. Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 3, p. 1022–1027, 2003. Citado na página 27.
- SUN, D. I. et al. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 3, p. 602–609, 1982. Citado na página 64.
- TLEIS, N. *Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice*. Burlington, USA: Newnes, 2008. Citado na página 53.
- VIEIRA, A. R. *Incorporação de restrições de proteção ao problema da restauração de serviço em redes radiais de distribuição de energia*. Tese (Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)) — Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2020. Orientador: João Paulo Abreu Vieira. Citado 19 vezes nas páginas 17, 21, 32, 47, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 70, 72, 74, 76, 78, 80, 83, 85 e 87.

VIEIRA, A. R. et al. Integrating protection constraints to a mean-based method for service restoration in radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 191, 2021. ISSN 03787796. Citado 3 vezes nas páginas [19](#), [25](#) e [33](#).