

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Paul Cristian Arroyo Quispe

**Coordenação da Proteção para Topologias de Redes de
Distribuição Radiais usando a Otimização por Enxame de
Partículas Evolucionária Diferencial**

São Carlos – SP
2023

Paul Cristian Arroyo Quispe

**Coordenação da Proteção para Topologias de Redes de
Distribuição Radiais usando a Otimização por Enxame de
Partículas Evolucionária Diferencial**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Tit. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos – SP

2023

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

Q6c Quispe, Paul Cristian Arroyo
Coordenação da Proteção para Topologias de
Redes de Distribuição Radiais usando a Otimização por
Enxame de Partículas Evolucionária Diferencial / Paul
Cristian Arroyo Quispe; orientador Eduardo Nobuhiro
Asada. São Carlos, 2023.

Dissertação (Mestrado) - Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de
Concentração em Sistemas Elétricos de Potência --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2023.

1. Proteção adaptativa . 2. Reconfiguração de
Rede. 3. Metaheurísticas. 4. Geração Distribuída. 5.
Relé de Sobrecorrente. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **PAUL CRISTIAN ARROYO QUISPE**.

Título da dissertação: "Coordenação da Proteção para Topologias de Redes de Distribuição Radiais usando a Otimização por Enxame de Partículas Evolucionária Diferencial".

Data da defesa: 02/10/2023.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

A P R O V A D O

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

A P R O V A D O

Prof. Dr. Kleber Melo e Silva
(Universidade de Brasília/UnB)

A P R O V A D O

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

AGRADECIMENTOS

A Deus, por minha vida, família e amigos.

Aos meus pais Paulo e Emperatriz, pelo amor, apoio e confiança demonstrados todos os dias.

Ao meu orientador Prof. Eduardo Asada pela orientação, aconselhamento e oportunidade de desenvolver este trabalho. Também o apoio de Antonio Momesso, pelos artigos científicos publicados.

Aos meus companheiros de laboratório e amigos de universidade. Pelos conhecimentos e apoio durante o curso.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pelos conhecimentos transmitidos nas disciplinas durante a pós-graduação.

“Primeiro diga a si mesmo o que você seria; e então faça o que você tem que fazer.”

Epicteto

RESUMO

QUISPE, P. A.. **Coordenação da Proteção para Topologias de Redes de Distribuição Radiais usando a Otimização por Enxame de Partículas Evolucionária Diferencial**. 111 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

A reconfiguração da rede ótima visa aumentar a disponibilidade da rede e otimizar o seu funcionamento, melhorando os perfis de tensão e reduzindo as perdas de potência. Porém, isso pode prejudicar o desempenho do sistema de proteção, e por isso, deve-se adaptar às alterações causadas pela reconfiguração. Desta forma, o presente trabalho propõe uma metodologia de proteção adaptativa para determinar os grupos de ajustes dos relés de sobrecorrente para cada topologia e com a possibilidade de modificar seus ajustes de acordo com as variações da rede durante a operação da rede. Para isso, as topologias radiais são obtidas através da operação de abertura e fechamento de chaves. Essas topologias pertencerão a um grupo, e cada um desses terá um conjunto de ajustes calculados utilizando apenas uma topologia de referência. Os valores do *Time Multiplier Setting* (TMS) e da *Pickup Current* (PC) dos relés de sobrecorrente são calculados usando o algoritmo de Otimização pelo Enxame de Partículas Evolucionária Diferencial (do inglês DEPSO) modificado neste trabalho. Como resultado, é possível reduzir o número de ajustes necessários para manter a seletividade e a coordenação do sistema de proteção. Além disso, essas configurações são aplicadas durante a operação do sistema de acordo com as alterações na corrente de operação e nos pares de relés primário e de backup. Os Sistemas de Distribuição IEEE de 34 e 123 barras e o Sistema de Teste PNNL de 329 barras adicionando Geração Distribuída (GD) foram utilizados para avaliar os resultados utilizando o software Open Distribution System Simulator (OpenDSS).

Palavras-chave: Proteção adaptativa, Relé de Sobrecorrente, Reconfiguração de Rede, Metaheurísticas, Geração Distribuída.

ABSTRACT

QUISPE, P. A.. **Adaptive Protection Coordination for Radial Distribution Network Topologies using Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization**. 111 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2023.

Optimal network reconfiguration aims to increase network availability and optimize its operation by improving voltage profiles and reducing power losses. However, this can impair the performance of the protection system, and therefore, it must adapt to the changes caused by the reconfiguration. In this way, the present work proposes an adaptive protection methodology to determine the setting groups of the overcurrent relays for each topology and with the ability to modify their settings according to the variations of the network during network operation. For this, the radial topologies are obtained through switches' opening and closing operation. These topologies are grouped, each with a set of settings calculated using only one reference topology. The values of the *Time Multiplier Setting* (TMS) and the *Pickup Current* (PC) of the overcurrent relays are calculated using Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization (DEPSO) modified in this work. As a result, it is possible to reduce the number of adjustments necessary to maintain the selectivity and coordination of the protection system. In addition, these settings are applied during system operation according to changes in the operating current and the primary and backup relay pairs. The IEEE 34 and 123 bus distribution systems and the PNNL 329-bus distribution test feeder adding Distributed Generation (DG) were used to evaluate the results using the Open Distribution System Simulator (OpenDSS) software.

Keywords: Adaptive protection, Overcurrent Relay, Network Reconfiguration, Metaheuristics, Distributed Generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Conexões AC típicas de um relé de proteção e disjuntor com circuito logico DC.	29
Figura 2 – Curvas características típicas de tempo inverso. Para comparação, as curvas foram ajustadas para TMS=0.2s.	31
Figura 3 – Impacto da Geração Distribuída (GD) em um Sistema de Distribuição Radial	32
Figura 4 – Coordenação dos relés de sobrecorrente na presença de GD	34
Figura 5 – Esquema Geral de Proteção Adaptativa nos Sistemas de Distribuição (SD) .	35
Figura 6 – Fluxo das informações entre o relé e o controle adaptativo	42
Figura 7 – Influência dos níveis de curto-circuito na restrição de coordenação	43
Figura 8 – Margem da corrente do relé durante a operação	44
Figura 9 – Fluxograma do ajuste adaptativo do relé.	46
Figura 10 – Redução de Linhas em uma seção da rede	50
Figura 11 – Topologia do Sistema de Teste IEEE 34 Barras Modificado	51
Figura 12 – Topologia de 4 nós	52
Figura 13 – <i>Minimum Cycle Basis</i> (MCB) de acordo com o árvore de abrangência	53
Figura 14 – Vetores C do grafo G no espaço $\{0, 1\}^K$	54
Figura 15 – MCB found in a Topology	54
Figura 16 – Sequência de Ordenação dos Pares	58
Figura 17 – Processo de Extração dos Subgrupos de Topologias	60
Figura 18 – Fluxograma da Metodologia DEPSO modificado proposta.	69
Figura 19 – Potência Ativa do Gerador Distribuído.	72
Figura 20 – Sistema IEEE de 34 Barras	73
Figura 21 – Sistema IEEE de 123 Barras	74
Figura 22 – Sistema PNNL de 329 Barras	75
Figura 23 – Curva de Demanda	76
Figura 24 – Δt_{bp} mínimo para todas as topologias	80
Figura 25 – Potência Ativa da Subestação Principal na Fase A	81
Figura 26 – Correntes de Operação do Circuito	81
Figura 27 – Parâmetro <i>Pickup Current</i> (PC) dos Relés de Proteção	82
Figura 28 – Comportamento do PSM	82
Figura 29 – Valor do Parâmetro TMS	83
Figura 30 – Δt_{bp} mínimo durante a simulação	83
Figura 31 – Registro de eventos durante a simulação	84

Figura 32 – Δt_{bp} mínimo para todas as topologias	88
Figura 33 – Potência Ativa da Subestação Principal na Fase A	89
Figura 34 – Correntes de Operação do Circuito	89
Figura 35 – Parâmetro PC dos Relés de Proteção	90
Figura 36 – Comportamento do PSM	90
Figura 37 – Valor de Parâmetro TMS	91
Figura 38 – Δt_{bp} mínimo durante a simulação	91
Figura 39 – Registro de eventos durante a simulação	92
Figura 40 – Δt_{bp} mínimo para todas as topologias	97
Figura 41 – Potência Ativa da Subestação Principal na Fase A	98
Figura 42 – Correntes de Operação do Circuito	98
Figura 43 – Parâmetro PC dos Relés de Proteção	99
Figura 44 – Comportamento do PSM	99
Figura 45 – Valor de Parâmetro TMS	100
Figura 46 – Δt_{bp} mínimo durante a simulação	100
Figura 47 – Registro de eventos durante a simulação	101

LISTA DE ALGORITMOS

Algoritmo 1 – Redução de Linhas com 2 vizinhas da Topologia	50
Algoritmo 2 – Uma estrutura algébrica para o cálculo do MCB	53
Algoritmo 3 – Restauração das linhas simplificadas da Topologia	55
Algoritmo 4 – Busca de Topologias Radiais	56
Algoritmo 5 – Algoritmo para encontrar o par de relés Principal/Backup	57
Algoritmo 6 – Ordenação dos pares P/B	58
Algoritmo 7 – Obtenção dos subgrupos candidatos das topologias	59
Algoritmo 8 – Algoritmo para Estudo de Curto-Circuito	61
Algoritmo 9 – Obtenção da partícula de teste com o Operador δ	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Constantes para curvas características de tempo inverso	31
Tabela 2 – MCB encontrado no sistema de 34 barras	77
Tabela 3 – Subgrupos obtidos em cada grupo de pares de relés	77
Tabela 4 – Subgrupos de topologias obtidos do grupo 1	78
Tabela 5 – Correntes de Curto-circuito em kA para as Topologias de Referência	78
Tabela 6 – Valores de parâmetros para as Topologias de Referência	79
Tabela 7 – MCB encontrado no sistema de 123 barras	85
Tabela 8 – Subgrupos obtidos em cada grupo de pares de relés	86
Tabela 9 – Subgrupos de topologias obtidos do grupo 1	86
Tabela 10 – Correntes de Curto-circuito em kA para as Topologias de Referência	87
Tabela 11 – Valores de parâmetros para as Topologias de Referência	87
Tabela 12 – MCB encontrado no sistema de 329 barras	93
Tabela 13 – Subgrupos obtidos em cada grupo de pares de relés	94
Tabela 14 – Subgrupos de topologias obtidos do grupo 1	94
Tabela 15 – Correntes de Curto-circuito em kA para as Topologias de Referência	95
Tabela 16 – Valores de parâmetros para as Topologias de Referência	96

LISTA DE SIGLAS

ANM	<i>Active Network Management</i>
CTI	<i>Coordination Time Interval</i>
DE	<i>Differential Evolution</i>
DEPSO	<i>Differential Evolution Particle Swarm Optimization</i>
DPL	<i>DigSILENT Programming Language</i>
DP	<i>Dispositivo de Proteção</i>
ETAP	<i>Electrical Transient Analysis Program</i>
FO	<i>Função Objetivo</i>
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MCB	<i>Minimum Cycle Basis</i>
PA	<i>Proteção Adaptativa</i>
P/B	<i>Primário/Backup</i>
PC	<i>Pickup Current</i>
PNNL	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i>
PSM	<i>Plug Setting Multiplier</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PSO-TVAC	<i>Particle Swarm Optimization with Time-Varying Acceleration Coefficients</i>
SD	<i>Sistemas de Distribuição</i>
TMS	<i>Time Multiple Setting</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Considerações Iniciais	23
1.2	Justificativa e Objetivos	24
1.3	Organização do Trabalho	25
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	A Proteção em Sistemas de Distribuição	27
2.2	Proteção Principal e Backup	27
2.3	Elementos de Proteção considerados	28
2.3.1	Disjuntores	28
2.3.2	Relé de sobrecorrente	29
2.3.2.1	Sobrecorrente Instantâneo	30
2.3.2.2	Sobrecorrente temporizado	30
2.4	Sistemas de Proteção na Presença da GD	32
2.4.1	Impacto na Coordenação de Dispositivos de Proteção (DPs) de Sobrecorrente	33
2.5	Esquemas de Coordenação de Proteção Adaptativa	34
2.6	Proteção Adaptativa considerando a Reconfiguração da Rede	38
2.7	Considerações Finais	40
3	METODOLOGIA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA PROPOSTA	41
3.1	Ajuste <i>Offline</i> dos Relés	41
3.2	Ajuste <i>Online</i> dos Relés	42
3.2.1	Margem das Correntes de Curto-circuito	42
3.2.2	Margem da Corrente de Operação	43
3.2.3	Fluxograma do Esquema Adaptativo	45
3.3	Considerações Finais	47
4	BUSCA DE SUBGRUPOS DE TOPOLOGIAS	49
4.1	Considerações Iniciais	49
4.2	Busca de Topologias Radiais	49
4.2.1	O Problema da Base do Ciclo Mínimo.	51
4.3	Classificação de Topologias Radiais	56
4.3.1	Classificação por Pares P/B	56

4.3.1.1	Definição de relés Principal/backup	57
4.3.2	Classificação pelas Correntes de Operação	59
4.4	Estudo de Curto-Circuito	61
4.5	Considerações Finais	62
5	METAHEURÍSTICA PARA A OTIMIZAÇÃO DA COORDENAÇÃO	63
5.1	O Problema da Coordenação da Proteção	63
5.2	Formulação Matemática	64
5.2.1	Função Objetivo	64
5.2.2	Restrições de PC	65
5.2.3	Restrições de Coordenação	65
5.3	Metaheurísticas	65
5.4	Enxame de Partículas (PSO)	66
5.5	Evolução Diferencial com Enxame de Partículas	67
5.6	DEPSO Modificado Proposto	68
5.7	Considerações Finais	70
6	RESULTADOS	71
6.1	Considerações Iniciais	71
6.2	O <i>software</i> <i>OpenDSS</i>	71
6.3	Especificações e Simulações do Sistema	72
6.3.1	Sistema IEEE 34 Barras	73
6.3.2	Sistema IEEE 123 Barras	74
6.3.3	Sistema PNNL 329 Barras	75
6.3.4	Demanda do Sistema	76
6.4	Resultados	76
6.4.1	Sistema IEEE 34 Barras	76
6.4.2	Sistema IEEE 123 Barras	85
6.4.3	Sistema PNNL 329 Barras	92
7	CONCLUSÃO	103
	REFERÊNCIAS	105

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O contínuo desenvolvimento da sociedade é acompanhado pelo aumento da dependência da energia elétrica, e por isso é necessário ter um fornecimento confiável e de qualidade. Por sua vez, o sistema elétrico deve ser planejado e proporcionar um abastecimento constante aos usuários. Para manter o funcionamento do sistema, é necessário contar com um sistema de proteção, com o objetivo principal de minimizar a duração de uma falta e minimizar o número de consumidores afetados pela falta (GÖNEN, 2014).

Os sistemas de proteção eficientes devem levar em conta os seguintes princípios (GERS; HOLMES, 2021):

- **Confiabilidade:** A capacidade do sistema de proteção operar corretamente. Possui dois elementos – confiabilidade, que é a certeza de uma operação correta na ocorrência de uma falta, e segurança, que é a capacidade de evitar operação incorreta durante faltas.
- **Velocidade:** Tempo mínimo de operação para eliminar uma falta a fim de evitar danos ao equipamento.
- **Seletividade:** Deve-se garantir a continuidade do fornecimento desconectando a seção mínima da rede necessária para isolar a falta.
- **Custo:** Máxima proteção com o menor custo.

O sistema de proteção é composto por o DP, que pode ser relé, religador ou fusível. Em uma rede de distribuição, os DPs mais utilizados são os religadores e fusíveis, que eliminam os diversos tipos de faltas que ocorrem nas redes de distribuição, que em sua maioria são transitórias, para que o sistema possa continuar sua operação sem a necessidade de desabilitar o fornecimento.

Os DPs são configurados através de estudos de curto-circuito, com o objetivo de minimizar o tempo de operação da proteção, considerando o Intervalo de Tempo de Coordenação (do inglês *Coordination Time Interval* (CTI)), a topologia adotada pela rede e os valores nominais determinados pelos limites do equipamento (BOTTURA *et al.*, 2017).

No caso das redes de distribuição, estas caracterizam-se por terem uma configuração radial, ou seja, possuem um fluxo de potência unidirecional. No entanto, o aumento do número da Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição pode afetar a radialidade da rede. Embora a GD melhore os níveis de tensão e reduza as perdas na rede, eles podem ter efeitos negativos, como alterações na capacidade de curto-circuito, fluxo de potência bidirecional, operação de proteção desnecessária, perda da capacidade de proteção, perda de alimentação principal e integração de muita GD (SENARATHNA; HEMAPALA, 2019).

Os esquemas de proteção devem mudar de acordo com a nova configuração da rede, portanto, uma solução alternativa para mitigar os impactos da GD nas redes de distribuição é a Proteção Adaptativa (PA) (RAZAVI *et al.*, 2019). A abordagem de PA na atualização da configuração pode ser pré-configurada (Offline) ou sem pré-configuração (Tempo Real). (KHALID; SHOBOLE, 2021; BISHEH *et al.*, 2021).

Vale ressaltar que a maioria dos avanços na reconfiguração da rede nas redes de distribuição estão focados na minimização das perdas elétricas e na melhoria do perfil de tensão (FRIEND *et al.*, 2014). Além disso, reconfiguração de rede e coordenação de relés são 2 tipos diferentes de problemas, porém é possível que ambos os problemas possam ser representados como um único modelo de otimização considerando restrições de proteção (KHORSHID-GHAZANI *et al.*, 2017; SHARMA *et al.*, 2018). Também é possível que o sistema de PA seja capaz de atuar de acordo com as mudanças de topologia da rede, comparando os dois estados antes e depois e analisando a mudança na configuração da proteção (GANA *et al.*, 2020).

1.2 Justificativa e Objetivos

A principal justificativa para a realização deste trabalho é a ausência significativa de estudos de coordenação da proteção durante a fase operativa após a reconfiguração da rede. Isso afeta a confiabilidade, velocidade e seletividade da proteção no caso de uma condição anormal. Como as metodologias de reconfiguração da rede não consideram o sistema de proteção, é importante desenvolver um sistema de proteção adaptativo capaz de detectar eventos específicos na rede de distribuição e adequar a configuração dos DPs.

Neste primeiro momento, os DPs implementados não serão simulados em um circuito com a inserção de GD. No entanto, a implementação da GD está prevista de forma a garantir a confiança na metodologia proposta.

Nesta perspectiva, este trabalho visa propor uma metodologia de PA para calcular os

parâmetros dos DPs para diversas reconfigurações na rede de distribuição. A função de proteção analisada será a de sobrecorrente. Isso se deve ao fato de que dentro das redes de distribuição com sistema radial é a função mais característica e mais utilizada pelas concessionárias. Para isso, serão alcançados os seguintes itens:

- Estudar a operação e modelagem computacional da função de sobrecorrente em sistemas de distribuição;
- Buscar na literatura, técnicas adaptativas de proteção de relés de sobrecorrente durante a reconfiguração da rede, além de sua modelagem computacional;
- Revisão e elaboração de uma metodologia de PA;
- Aplicação de PA para várias configurações de rede;
- Analisar a coordenação da proteção na rede de distribuição, e o tempo de operação de cada caso.

1.3 Organização do Trabalho

Com o objetivo de facilitar a assimilação do conteúdo proposto ao leitor, este documento foi organizado da seguinte forma:

- No **Capítulo 2** os conceitos gerais do sistema de PA e os relés de sobrecorrente, além das suas características principais e desafios, bem como uma revisão bibliográfica acerca das principais técnicas e metodologias desenvolvidas com respeito à PA são apresentados.
- No **Capítulo 3** a metodologia empregada neste trabalho é apresentada.
- No **Capítulo 4** a busca de subgrupos de topologias é mostrada.
- No **Capítulo 5** a metaheurística empregada para a otimização dos parâmetros dos DPs é apresentada.
- Já no **Capítulo 6** os resultados obtidos para cada um dos sistemas de distribuição usando a metodologia neste trabalho são expostos.
- No **Capítulo 7** as conclusões do trabalho são apresentadas.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados os conceitos gerais de sistemas de Proteção Adaptativa e os relés de sobrecorrente, além das principais características e desafios, bem como uma revisão bibliográfica acerca das técnicas e metodologias desenvolvidas com respeito à PA, e como os pesquisadores abordam o problema com a inclusão da GD na rede de distribuição. Também são discutidos os impactos da reconfiguração da rede na PA.

2.1 A Proteção em Sistemas de Distribuição

A proteção dos Sistemas de Distribuição (SDs) é realizada por alguns elementos encarregados de diagnosticar e atuar em caso de falta na região supervisionada por eles. As ações do sistema de proteção devem manter a operação do sistema com o menor número de equipamentos afetados, levando em consideração que o objetivo da proteção é minimizar a duração da falta e não a prevenir.

Os SD, comparadas às redes de transmissão, são geralmente sistemas radiais, para evitar a presença de fluxos bidirecionais de potência na rede, e podem ter cargas ao longo da linha e não apenas nos terminais, elas também estão expostas na maioria das oportunidades a faltas causadas por descargas atmosféricas, árvores, acidentes de trânsito e outros acidentes causados por homem ou natureza, e a maioria dessas faltas são de natureza temporária (ANDERSON, 1999). Em caso de falha da proteção primária no sistema radial, será necessário que o relé de retaguarda a montante funcione.

2.2 Proteção Principal e Backup

A confiabilidade do sistema de proteção requer pelo menos uma proteção principal e uma proteção de backup no sistema de proteção em caso de falta. A proteção principal atribuída a uma

zona é a encarregada de eliminar uma falta sem danificar outras zonas de proteção, entretanto, a proteção de retaguarda é responsável por eliminar a falta caso a proteção principal não consiga isolar a falta. Para isso, a proteção de retaguarda tem um atraso na atuação para dar tempo de atuação da proteção primária. Um relé pode fornecer backup para várias proteções primárias e pode ter várias proteções de backup ao mesmo tempo (GERS; HOLMES, 2021).

Tanto a proteção de backup quanto a proteção redundante são elementos que visam garantir o correto funcionamento da proteção, e a coordenação entre a proteção primária e a proteção de backup deve respeitar o CTI.

2.3 Elementos de Proteção considerados

Os elementos de proteção comuns nas redes radiais de distribuição são os disjuntores, relés de sobrecorrente, fusíveis e religadores automáticos. Estes são responsáveis por detectar faltas que ocorrem em suas zonas de proteção e isolar a região afetada. Os DPs que estão sendo utilizados nesta investigação, disjuntor e relé, serão detalhados a seguir.

2.3.1 Disjuntores

Os disjuntores são DPs que se encarregam da interrupção da corrente que circula no local onde estão instalados, podendo ser capazes de abrir e religar um circuito. Os disjuntores são utilizados tanto na operação anormal quanto na operação normal do sistema, e seu principal objetivo é extinguir o arco elétrico produzido pela operação de separação dos contatos em um meio isolante como ar, vácuo, óleo ou hexafluoreto de enxofre (SF₆). Esses disjuntores são frequentemente localizados na subestação principal para proteger contra faltas nos alimentadores de distribuição (GÖNEN, 2014).

Atualmente, os disjuntores são classificados com base na corrente simétrica efetiva, ou seja, na componente de regime permanente sem considerar a componente exponencial da corrente (também conhecida como componente CC). Em relação aos tempos médios de operação, os disjuntores possuem uma operação em torno de 5 ciclos. Apesar de suas características, os disjuntores são mais caros que os religadores, e considerando que 2 fatores importantes no projeto da proteção de distribuição são custo e confiabilidade, é comum a escolha de religadores em vez de disjuntores (GÖNEN, 2014).

No sistema de proteção, os disjuntores constituem a força, enquanto os relés de proteção são o cérebro por trás da operação. Conforme mostrado na figura 1, o relé de proteção realiza as medições dos transformadores de medição (corrente e tensão) e é frequentemente associado ao disjuntor. Quando a proteção opera, o contato do relé fecha para energizar a bobina de abertura do disjuntor 52T e abre os contatos do disjuntor para desenergizar o circuito (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Dentre as características dos disjuntores, o tempo de abertura pode estar entre 33 e 60 ms e o tempo de fechamento pode estar entre 30 e 60 ms. E o tempo do arco é geralmente entre 10 e 15ms (ABB, 2021).

2.3.2 Relé de sobrecorrente

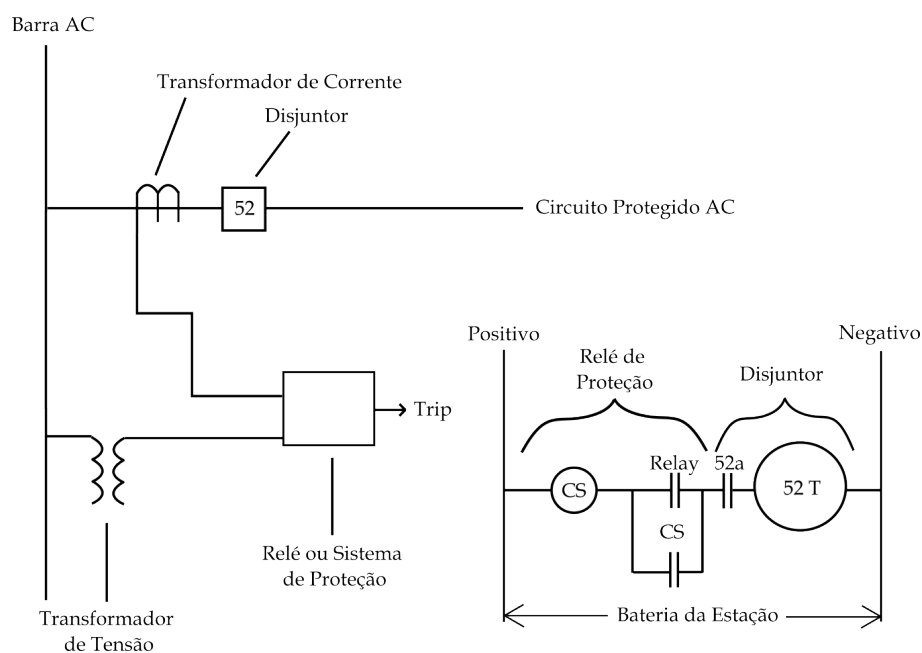
A proteção de sobrecorrente é um dos tipos de proteção mais antigos e utilizado em todo SD, é possível ter 3 tipos de relés de sobrecorrente nos SD (IEEE-PES, 2021).

1. Sobrecorrente de Fase
2. Sobrecorrente de Terra
3. Sobrecorrente de Sequência Negativa

Os relés podem ser direcionais ou não direcionais dependendo da configuração do sistema. Para distribuição radial, podem ser usados relés de sobrecorrente não direcionais, enquanto em SD em anel os relés de sobrecorrente direcionais são mais aconselháveis. (IEEE-PES, 2021).

Os relés de sobrecorrente operam assim que há um aumento da corrente medida por eles, tanto em uma falta no sistema de distribuição quanto em um aumento de corrente causado por um vazamento ou uma sobrecarga na própria rede. Sob essas características operacionais, os relés de sobrecorrente podem ser classificados em 3 grupos: Corrente Definida ou Instantânea, Tempo Definido e Tempo Inverso (GERS; HOLMES, 2021). Tanto a atuação de tempo instantâneo quanto o de tempo definido são conhecidos como proteção 50, enquanto a atuação de tempo inverso é

Figura 1 – Conexões AC típicas de um relé de proteção e disjuntor com circuito logico DC.



Fonte: Adaptada de Blackburn e Domin (2014)

conhecida como proteção 51, aplicável para fase e terra (ANSI, 2022). Normalmente, ambos juntos formam apenas uma curva característica 51/50(N), que estão estabelecidas com o Padrão de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) ou *International Electrotechnical Commission* (IEC) como o mostrado na tabela 1.

2.3.2.1 Sobrecorrente Instantâneo

As unidades de proteção instantânea são utilizadas quando é necessária uma atuação imediata em caso de eventualidade no sistema, ou também podem ser utilizadas como detector de faltas. Para a configuração deste tipo de relé, diferentes tempos de operação podem ser utilizados para diferentes níveis de corrente. Sempre considerando que o relé mais próximo da falta deve atuar instantaneamente ou no menor tempo possível, enquanto os seguintes atuam sucessivamente considerando uma margem de tempo para sua coordenação.

Como eles podem ser ajustados em etapas fixas, a proteção pode ser seletiva. No entanto, a grande desvantagem desta proteção é que ela pode ter longos tempos de disparo quando a falta está localizada próxima à fonte, de modo que não seria tão eficaz contra grandes correntes de curto-circuito. Os relés são frequentemente utilizados quando a impedância da fonte é muito grande em relação ao elemento protegido, ou seja, quando os níveis de falta na posição do relé e no final do elemento protegido são semelhantes (GERS; HOLMES, 2021).

2.3.2.2 Sobrecorrente temporizado

O princípio fundamental de operação desta função é que o tempo de operação é inversamente proporcional à corrente de falta. Ou seja, com correntes de falta relativamente pequenas, haverá uma resposta mais lenta, enquanto que com correntes de falta altas, os tempos de disparo serão menores sem desprezar a seletividade.

Para a representação dessas curvas, é utilizada a curva característica definida por IEC (2009), que é representada pela equação 2.1.

$$t_{at} = TMS \left[\frac{k}{\left(\frac{I_{cc}}{PC} \right)^\alpha - 1} + c \right] \quad (2.1)$$

Dado que:

I_{cc} é o valor medido da corrente de curto circuito;

t_{at} é o tempo teórico de atuação;

k, c, α são constantes que caracterizam a curva;

PC é o valor da corrente pick-up;

TMS é o multiplicador de tempo ou Dial.

As constantes k , c e α irão variar de acordo com a tabela 1, essas constantes influenciam na inclinação da curva conforme mostrado na figura 2, o multiplicador de tempo TMS permite movimento vertical da curva característica.

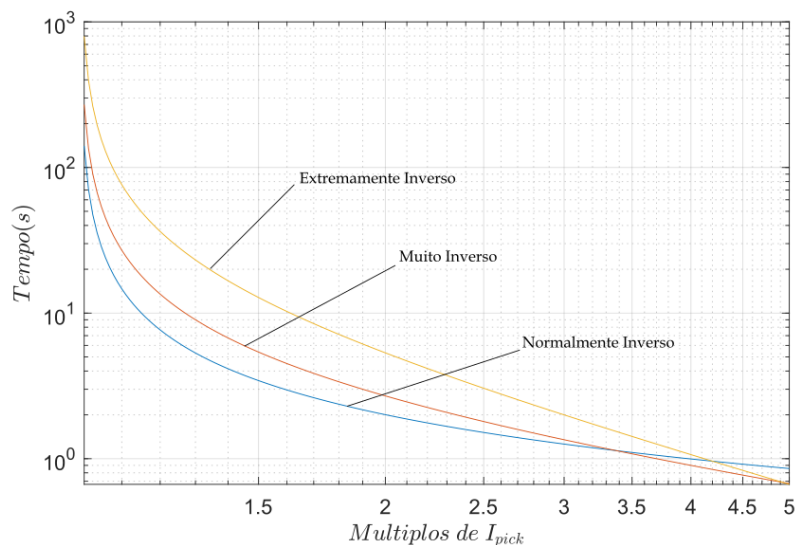
Tabela 1 – Constantes para curvas características de tempo inverso

Tipo da Curva	Tempo de Operação			Nome comumente usado
	k s	c s	α	
A	0.14	0	0.02	Inverso
B	13.5	0	1	Muito Inverso
C	80	0	2	Extremadamente Inverso
D	0.0515	0.1140	0.02	IEEE Moderadamente Inverso
E	19.61	0.491	2	IEEE Muito Inverso
F	28.2	0.1217	2	IEEE Extremadamente Inverso

Fonte: Adaptada de IEC (2009).

A corrente pick-up (PC) é a corrente mínima que o relé começa a atuar em um tempo infinito, a PC escolhida deve permitir que o relé atue para todas as correntes de falta que aparecem em sua zona de proteção. A coordenação dessas curvas pode ser dada usando a configuração do TMS que permite uma margem de coordenação entre ambas as curvas. Para a PC , a corrente de carga máxima e a corrente de falta mínima são levadas em consideração em termos da corrente primária, após por meio da relação do transformador de medição a corrente secundária pode ser calculada (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Figura 2 – Curvas características típicas de tempo inverso. Para comparação, as curvas foram ajustadas para $TMS=0.2s$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

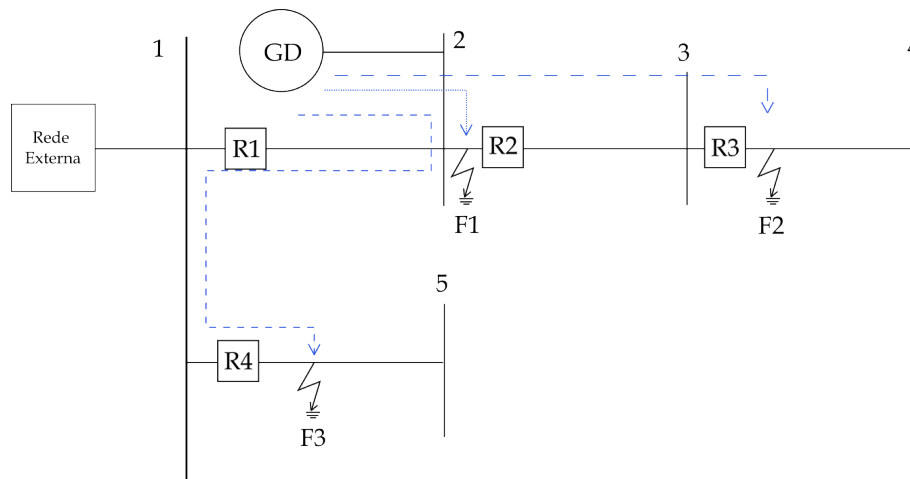
2.4 Sistemas de Proteção na Presença da GD

As configurações adotadas pelos relés podem ser mantidas constantes quando o SD é mantida sem grandes alterações em sua topologia, de modo que os tempos de coordenação e operação sejam mantidos dentro da margem. No entanto, a expansão do sistema elétrico levou a uma mudança dentro da rede, tornando-a mais complexa e dinâmica. Essas mudanças nas condições de operação são causadas principalmente pela GD, que inclui recursos energéticos distribuídos, mudanças contínuas de carga e a reconfiguração permanente da topologia para que o sistema mantenha eficiência e confiabilidade (GERS; HOLMES, 2021).

Existem diferentes consequências da inserção da GD no SD e que afetam os sistemas de proteção. De acordo com Meskin *et al.* (2020), Bhattarai *et al.* (2015), os possíveis impactos negativos da GD podem ser classificados da seguinte forma:

- **Fluxo de Potência Reverso:** Nos SD convencionais a direção do fluxo de potência é unidirecional, porém a integração da GD pode alterar a direção do fluxo de potência dependendo do tamanho da unidade de GD. A figura 3 (sem considerar a falta do F3) exemplifica este problema, sem a GD o fluxo de potência vai da rede externa para as barras, enquanto a presença da GD pode afetar o sentido do fluxo no relé R1, se o GD for muito grande, a corrente reversa pode fazer com que R1 opere.

Figura 3 – Impacto da GD em um Sistema de Distribuição Radial



Fonte: Adaptada de Bhattarai *et al.* (2015)

- **Disparo Errado:** Também conhecido como disparo indesejado, é uma condição em que um DP inadequado opera ou um backup opera antes do primário. O disparo errado pode fazer com que um alimentador sem falta fique off-line. Um exemplo disso é a figura 3, onde a falta F3 pode fazer com que o relé R1 atue incorretamente, desconectando a região sem falta da rede.

- **Proteção Cega:** É uma situação que ocorre quando um dos DPs encarregados de eliminar uma falta não opera adequadamente. Por exemplo, se a corrente de falta medida por um relé de sobrecorrente diminuir para fora de sua zona de operação devido a mudanças na configuração da rede, o relé não detectará a falta e não atuará. Na figura 3, a corrente medida pelo relé R1 durante a falta do F1 será reduzida pela GD e estará R1 em sub-alcance. Enquanto durante a falta F2, a GD aumentará a corrente em R2, então o relé pode estar em sobre-alcance.
- **Ilhamento Não Intencional:** É uma condição em que uma parte do sistema de distribuição, sem intenção e sem planejamento prévio, fica isolada do restante do sistema. Em os SD convencionais, o sistema é totalmente desenergizado sem problemas. No entanto, o GD permite a existência de um sistema isolado e, como a GD não possui alta potência, os níveis de curto-circuito diminuem e as faltas podem não ser detectadas pelos DPs.
- **Religamento Não Sincronizado:** A maioria das faltas do sistema são temporárias, portanto, o religador pode remover temporariamente a energia para interromper o curto sem desligar permanentemente o sistema. No entanto, a GD pode continuar a alimentar a falta para que a falta não seja eliminada. Isso é chamado de religamento não sincronizado ou fora de fase.
- **Perda de Potência Principal:** Se a rede principal for desconectada, uma parte do sistema estará em modo ilha. A capacidade da GD não será capaz de suprir as cargas e em caso de falta, a contribuição da GD será menor e a proteção não atuará porque a magnitude da corrente ficará abaixo de sua configuração.

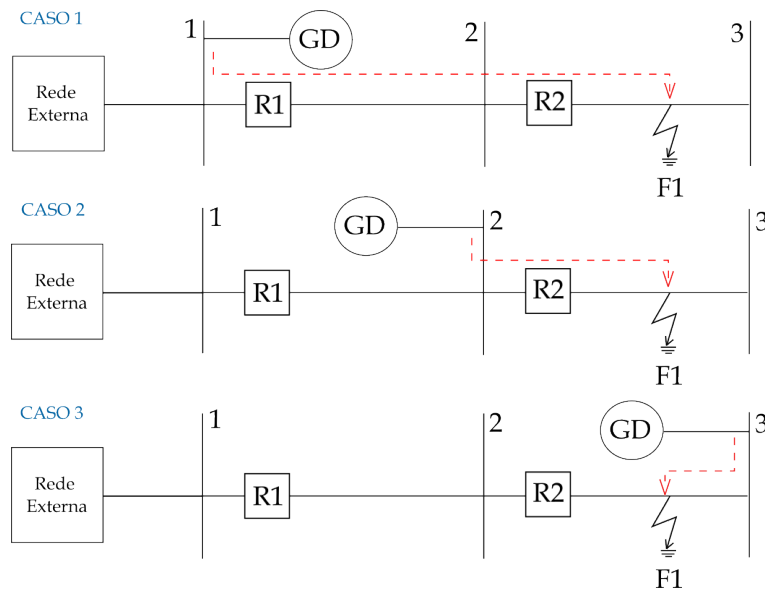
2.4.1 Impacto na Coordenação de DPs de Sobrecorrente

A radialidade dos SD é afetada pela inclusão da GD, e da mesma forma é afetada a operação dos relés de sobrecorrente. Devido à variação de topologia, a coordenação entre o relé principal e o de backup pode ser prejudicada. De acordo com [Bisheh et al. \(2021\)](#), usando a figura 4, 3 casos podem ser considerados:

- Caso 1: A conexão do gerador GD na mesma barra da rede como mostrado na figura 4, aumenta a corrente medida pelos relés R1 e R2, de modo que o tempo de operação durante um evento de curto-circuito no alimentador 2 diminuirá em ambos os casos. Dessa forma, o CTI entre esses relés diminuirá e pode causar a falta de coordenação entre esses relés.
- Caso 2: A conexão do gerador GD na barra alimentadora 2 provoca o aumento da corrente de falta medida por R2, e também diminui a contribuição da rede para a falta. Fazendo com que a proteção de backup R1 seja ativada em mais tempo.

- Caso 3: A conexão do GD no final do alimentador 2 não afeta a corrente medida pelos relés R1 e R2 durante um curto-circuito e não pode perturbar a operação desses DPs.

Figura 4 – Coordenação dos relés de sobrecorrente na presença de GD



Fonte: Adaptada de Bisheh *et al.* (2021)

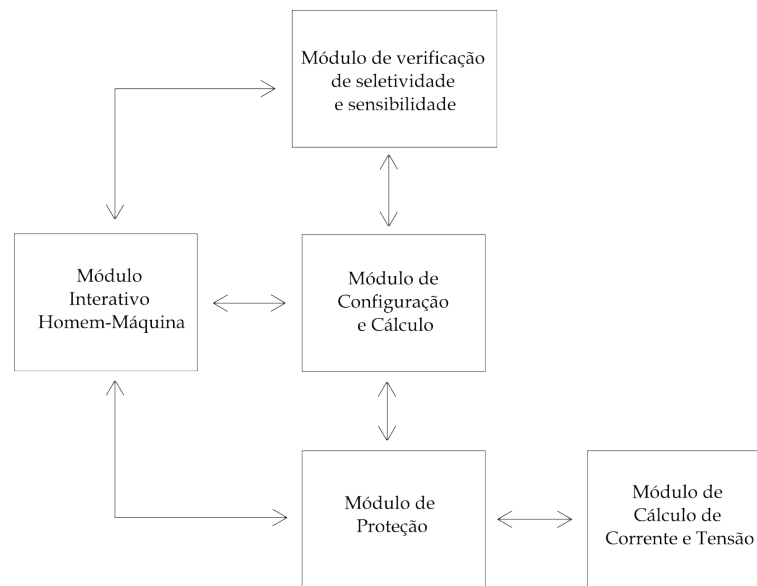
De acordo com esses casos, é possível observar a importância da localização da GD nos SD, pois no caso 1 e no caso 2 a GD causa a descoordenação dos relés de sobrecorrente e no caso 3 a GD não afeta a coordenação. Além disso, o tamanho ou dimensionamento da GD influencia na contribuição da GD para a corrente de curto-circuito, pois na presença de pouca inserção da GD, a corrente de falta será desprezível e a coordenação dos relés não será muito afetada enquanto uma maior penetração de GD causará um aumento na corrente de falta e será mais difícil manter a coordenação. Portanto, é necessário desenvolver um esquema de proteção que possa manter a eficiência da proteção contra os efeitos da presença de GD.

2.5 Esquemas de Coordenação de Proteção Adaptativa

Em resposta a essas mudanças, a PA permite a modificação em tempo real da operação de proteção para garantir sua correta operação e eficiência de proteção. Em outras palavras, a PA permite a mudança de configuração de acordo com o estado atual do sistema (AKILA *et al.*, 2015).

O esquema representado na figura 5 é a estrutura geral da PA onde podem ser definidas suas funções e relações entre os elementos. De acordo com Chandraratne *et al.* (2018), as principais funções dos módulos são:

Figura 5 – Esquema Geral de Proteção Adaptativa nos SD



Fonte: Adaptada de Chandraratne *et al.* (2018)

1. Módulo Interativo Homem-Máquina: Os parâmetros operacionais, modos de operação, topologia, etc., são alimentados e consultados enquanto cenários do dispositivo de PA são mostrados.
2. Módulo de verificação de seletividade e sensibilidade: Confirma se a configuração está de acordo com os parâmetros de sensibilidade e seletividade. A função de sensibilidade verifica o desempenho dentro de sua zona de proteção. A função de seletividade verifica a ação confiável para faltas fora de sua zona de proteção.
3. Módulo de Configuração e Cálculo: É um dos sistemas chave. Verifica se há mudanças no sistema como na topologia e nos modos de operação de acordo com as informações do SCADA. Se houver alterações, a configuração é calculada e modificada.
4. Módulo de Cálculo de Corrente e Tensão: Calcula com precisão a tensão e a corrente da fonte de alimentação e as informações são roteadas para o Módulo de Proteção.
5. Módulo de Proteção: Determina se a condição de disparo é cumprida ou não, de acordo com as informações do módulo Configuração e Cálculo e do módulo de cálculo de tensão e corrente. Se houver uma condição de disparo, a operação de proteção prossegue e as informações de falta são enviadas ao módulo interativo homem-máquina para exibição.

O relé de sobrecorrente adaptativo é um relé digital com configuração automática, diferente do relé convencional (eletromecânico ou estático) que requer intervenção humana. Portanto, o relé adaptativo pode adaptar sua configuração devido ao fato de possuir um microprocessador e operar em tempo real, essas características permitem um funcionamento quase perfeito

durante uma falta. Portanto, a PA é mais eficiente do que os métodos tradicionais de proteção de sobrecorrente (CHANDRARATNE *et al.*, 2021).

Nos esquemas de PA, os parâmetros de proteção que podem ser alterados são a *PC* e o *Time Dial Setting* (TDS), também conhecido como *Time Multiplier Setting* (TMS). Por exemplo, no trabalho Sookrod e Wirasanti (2018), é apresentada uma ferramenta desenvolvida em *DigSILENT Programming Language* (DPL), que pode calcular a coordenação dos relés levando em consideração o CTI e permite alterar o TMS e a *PC*. Além disso, as medições em tempo real permitem a configuração ideal dos parâmetros de proteção contra alterações na rede sem a necessidade de grupos de configurações pré-calculados. Também, o trabalho de Coffele *et al.* (2015) realiza os cálculos dos parâmetros TMS e *PC* de fase e terra comparando as matrizes de tempo de operação. Este esquema é desenvolvido em uma arquitetura de 3 camadas, que permite a comunicação entre dispositivos, e possui uma abordagem centralizada, de forma que os comandos de modificação sejam realizados por apenas uma unidade de processamento. O artigo Chandraratne *et al.* (2021) consegue implementar o algoritmo de PA usando o *Electrical Transient Analysis Program* (ETAP) de acordo com as mudanças feitas na carga e na conexão da GD.

Os relés de sobrecorrente podem ter a característica direcional, cujo princípio depende da direção da corrente. Se a corrente for maior que a *PC* e tiver o mesmo sentido que o configurado, o relé atuará. No entanto, se a corrente fluir na outra direção, o relé não atuará. Com este recurso, o trabalho de Ates *et al.* (2016) apresenta um esquema de proteção considerando os modos de operação conectados à rede e na ilha que determinam a forma como o tempo de operação e o TMS são calculados. E, com mais relevância para a operação em tempo real, o Shobole *et al.* (2020) consegue obter os valores da *PC* e do TMS determinando os relés críticos e os terminais de cada ramificação e seguindo a montante, dependendo se a corrente medida está aumentando ou não. Da mesma forma, Tambun *et al.* (2021) calcula os parâmetros do relé mais distante, e o processo depende se a GD está conectada ou não. Se a GD estiver conectada, sua contribuição para a corrente de curto-circuito é calculada para obter a *PC* e TMS.

Nos trabalhos citados, as curvas características dos relés de sobrecorrente seguem a equação 2.1, e para a determinação de uma proteção ótima são calculados a *PC* e o TMS. No entanto, é possível ter outra abordagem e ter uma curva característica modificada. Nos trabalhos de Sharaf *et al.* (2015) e Fani *et al.* (2018), os valores de k e α da equação 2.1 são os que vão determinar o formato da proteção curva característica de tempo inverso, ao invés de utilizar o TMS e *PC* convencionais.

Em Momesso *et al.* (2019) é proposta uma configuração adaptativa através da utilização de uma curva característica corrente-tensão de tempo inverso que permite uma atuação mais rápida em relação ao relé convencional. Os ajustes são feitos com a lógica Fuzzy e utilizando 2 variáveis: a corrente pré-falta e a variação da corrente. Com este método, à medida que a corrente de operação aumenta, a *PC* também aumenta, da mesma forma quando a corrente

diminui. No entanto, no caso de uma falta, a *PC* diminui à medida que a corrente de falta aumenta. Desta forma o sistema Fuzzy permite que a configuração seja modificada de acordo com o funcionamento da rede.

Outro trabalho onde a curva é modificada é o de [Bisheh et al. \(2021\)](#) onde analisa os impactos da presença de GD no SD e os classifica em 3 casos de acordo com sua localização. Em seguida, descreve o método de coordenação proposto, onde define a corrente de falta com GD como a soma da corrente fornecida pela rede externa e a contribuição da GD, que é função da localização e da potência fornecida. Com isso, propõe uma curva característica modificada do relé de backup para manter a coordenação dos relés principal e de backup. Este método é aplicado para o caso de alta penetração de GD, uma vez que a baixa penetração de GD não causa nenhum efeito no nível de curto-circuito da rede. Além disso, este método não requer comunicação para determinar os ajustes do relé de backup e, controlando esses parâmetros, é possível que a alimentação fornecida pela GD não seja restrita. Assim, você pode aproveitar todos os benefícios da GD.

Uma característica importante nos esquemas de proteção é o tempo de atuação de todas as proteções, que deve ser o menor possível. Para a minimização do tempo de ação, os esquemas de PA precisam realizar um processo de otimização. No trabalho de [Bottura et al. \(2017\)](#) a otimização da configuração de relés direcionais de sobrecorrente é realizada utilizando o algoritmo Genético Híbrido em sistemas de transmissão em malha. Para isso, propõe um algoritmo que determina os relés primários e de backup com os quais proceder para otimizar. A função objetivo é a soma dos tempos de operação da proteção primária de todos os relés, restringida por: a margem de coordenação CTI, TMS dentro das margens do fabricante, o limite de operação da linha de transmissão com fator de segurança de 20 % . O algoritmo Genético Híbrido consiste em 2 fases: a fase de Programação Linear, inicializando com uma *PC* aleatória, calcula o TMS ótimo, e a fase de Algoritmo Genético onde define a *PC* ótima. Este algoritmo apresenta uma estrutura flexível para alterar a lógica de busca e a capacidade de armazenamento de potenciais soluções aplicáveis ao problema.

[Alam \(2019\)](#) propõe um esquema de PA online usando relés de sobrecorrente direcionais numéricos e um solucionador de Otimização de Ponto Interior baseado em linguagem de programação matemática, do inglês *A Mathematical Programming Language (AMPL) based Interior Point OPTimization (IPOPT) solver*. O esquema utiliza dispositivos eletrônicos inteligentes e canais de comunicação para obter informações em tempo real e assim atualizar a configuração dos relés. Para o problema de otimização, é utilizada uma nova função objetivo, onde o autor propõe incorporar o tempo de operação dos relés primário e de backup na função convencional. Será utilizado um estimador de estado dinâmico, que verificará mudanças no sistema e caso haja alguma variação, será realizado um estudo de falta para verificar se a coordenação da proteção é mantida. Em caso de falta de coordenação, o processo de otimização é realizado para calcular os valores da configuração do relé. Este método fornece bons resultados em um tempo

consideravelmente curto, o que se encaixa em um esquema de PA em tempo real.

Além disso, existem outros trabalhos com diferentes tipos de otimização como Ensino-Aprendizagem (SINGH; PANIGRAHI; ABHYANKAR, 2013), evolução diferencial caótica baseada em oposição (CHELLIAH *et al.*, 2014), evolução diferencial informativa (SINGH *et al.*, 2014), Harris Hawk (IRFAN *et al.*, 2021), a escola modificada (ABDELHAMID *et al.*, 2021), etc.

Em conclusão, as abordagens citadas nesta seção apresentam esquemas de PAs para realizar ajustes de proteção, utilizando os dados fornecidos pela rede em tempo real. Onde os principais parâmetros a serem modificados são o TMS e a PC. Embora esses esquemas de PA sejam em grande parte métodos de resolução do impacto da GD na rede, eles não apresentam uma certa profundidade nas mudanças de topologia causadas pela reconfiguração da rede. Na próxima seção será discutido o impacto da reconfiguração da rede na proteção e propostas para resolver este problema serão apresentadas.

2.6 Proteção Adaptativa considerando a Reconfiguração da Rede

A reconfiguração de rede é a modificação da topologia de SD através da operação de chaves normalmente fechadas e normalmente abertas, ou religadores. Pode ser realizada para fazer uma mudança permanente ou temporária no sistema para melhorar as condições de operação. Os fatores mais importantes são a melhoria do perfil de tensão, redução de perdas de energia, manutenção ou reparo de componentes do circuito ou alívio de uma sobrecarga temporária no sistema. Pode ser manual, por controle supervisão ou por automação. Por exemplo, o FLISR (do inglês *Fault Location, Isolation and Service Restoration*), requer o controle automático local ou remoto e alguma inteligência para analisar a falta e decidir a configuração para restaurar o serviço para o número máximo de consumidores (FRIEND *et al.*, 2014).

Uma das soluções para o gerenciamento ideal dos SD, como controle de tensão, gerenciamento de fluxo de potência, gerenciamento do lado da demanda, minimização de perdas e restauração automática, é a adoção do gerenciamento ativo de rede, do inglês *Active Network Management* (ANM). No entanto, a combinação de GD, ANM e isolamento pode ser muito prejudicial para a operação dos relés de sobrecorrente (COFFELE *et al.*, 2015).

Vale ressaltar que a reconfiguração da rede considera manter a topologia radial da rede devido a diversos motivos técnicos como a facilidade de coordenação da proteção e a redução da corrente de curto-circuito na rede (SHARMA *et al.*, 2018). Além da radialidade da topologia, os trabalhos de Khorshid-Ghazani *et al.* (2017), Rahim *et al.* (2019), Sangcar *et al.* (2021) apresentam novas restrições da proteção na função objetivo de otimização para a reconfiguração da rede a fim de manter o correto funcionamento da proteção. Dessa forma, além do impacto

causado pela inserção da GD, as alterações de topologia causadas pela reconfiguração da rede afetam o sistema de proteção.

No trabalho de [Bhattarai et al. \(2015\)](#), o ANM é levado em consideração para realizar a proteção de sobrecorrente adaptativa. O artigo propõe um esquema de proteção detectando o estado operacional da rede, como modo ilha/rede conectada, estado da GD e reconfiguração da rede. Primeiramente, é realizada uma análise de falta off-line para encontrar os valores de TMS e *PC* para diferentes cenários. Em seguida, essas configurações são armazenadas na memória, podendo ser recalculadas em caso de nova GD ou expansão da rede. Em segundo lugar, um algoritmo de detecção de estado baseado em uma abordagem zonal modificada é implementado para identificação online de estados operacionais. Através da decomposição do sistema de distribuição em várias zonas, com a qualidade de que a contribuição da GD de qualquer zona não causará qualquer impacto no funcionamento dos relés das restantes zonas. Cada relé dentro de cada zona será capaz de detectar o estado da GD e, além disso, uma unidade de proteção centralizada ficará encarregada de detectar grandes mudanças na rede, como reconfiguração da rede, modo ilha ou rede conectada, etc. O autor verifica que o método discrimina faltas e estabelece a coordenação dos relés durante as mudanças topológicas da rede.

Por outro lado, [Gangwar e Sarangi \(2017\)](#) propõem um esquema para evitar o mau funcionamento do relé medindo a corrente em diferentes ramos, modificando os parâmetros de tempo e corrente do relé. Para isso, é utilizada a corrente nominal da linha e a configuração do relé é realizada em 2 etapas: Uma análise de curto-circuito off-line para calcular a corrente de falta e um algoritmo para adaptar a configuração do relé. Os autores descrevem o problema de reconfiguração em 2 casos diferentes. O caso 1 implica na violação da *PC* do relé, onde após a reconfiguração é possível que a corrente que circula nas linhas aumente até ultrapassar o ajuste de *PC*, levando a operação errônea da proteção. Portanto, é necessário modificar a *PC* do relé de acordo com a nova corrente de operação, considerando-se um fator de segurança de 50% para a *PC*. O caso 2 ocorre quando há violação na coordenação dos relés, pois o relé primário deve atuar mais rápido que o relé de backup, com certa diferença de tempo (CTI). Se este princípio não for respeitado, é necessário alterar o tempo de operação modificando o TMS do relé. Este esquema necessita de um canal de comunicação e também de uma subestação automatizada, com sistemas avançados de comunicação, *Intelligent Electronic Device (IED)* para transferência de dados na rede e atualização da configuração.

Outro trabalho onde as mudanças de topologia são consideradas como um fator a ser analisado é o realizado por [Silva et al. \(2018\)](#). É proposta uma arquitetura onde está localizado o módulo de comunicação, que realiza a interface entre o sistema de proteção e os relés. O módulo de ativação é responsável por verificar a ocorrência de 3 situações: Mudança na topologia da rede, Conexão ou desconexão da Geração e mudança no nível de corrente, estes eventos são armazenados na memória interna dos relés. Em seguida, o módulo de diagnóstico é executado para determinar se a coordenação dos relés está correta, caso contrário verifica-se se existe um

grupo de ajuste na memória que permita a coordenação. Se não existir, o módulo de cálculo é usado para as novas configurações do relé. Este sistema de PA melhora a seletividade e velocidade do sistema de proteção, mas a possibilidade de enviar ajustes em tempo real permitiria maior velocidade.

2.7 Considerações Finais

O presente capítulo foi apresentado no sentido de proporcionar ao leitor um entendimento sobre o sistema de proteção em SD. De modo que foi apresentado os conceitos gerais do Sistema de Proteção. Na sequência, foram apresentados os conceitos dos relés de sobrecorrente, mostrando a curva tempo-corrente durante a operação de Tempo Inverso. Finalmente, foi feita uma explicação do sistema de PA e como a reconfiguração da rede pode prejudicar a coordenação da proteção. Assim, o objetivo deste trabalho é apresentar um novo esquema de PA de SD considerando as mudanças de topologia causadas pela reconfiguração da rede para manter um desempenho de proteção correto. Nos capítulos seguintes, será apresentada a implementação computacional e a metodologia, bem como a lógica para o ajuste dos parâmetros de TMS e PC com os resultados de sua utilização.

METODOLOGIA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA PROPOSTA

O sistema de proteção pode estar exposto a diferentes tipos de circunstâncias ao longo de sua operação e portanto deve atuar corretamente dependendo de cada uma dessas condições. As mudanças podem ser de diferentes tipos, como mudanças na topologia da rede, à inserção da geração distribuída e também à variação da corrente de carga. Por estas razões, os parâmetros PC e TMS dos relés terão que variar. Para isso, o esquema de proteção adaptativa é dividido em duas etapas, uma parte *off-line* e outra *online*.

3.1 Ajuste *Offline* dos Relés

No cenário pré-calculado, as configurações calculadas são salvas no relé de sobrecorrente e por meio de um sinal externo a configuração correspondente será ativada. Este sinal pode ser produzido por mudanças de topologia causadas pelo estado das chaves (MESKIN *et al.*, 2020). O ajuste adaptativo *off-line* que será proposto neste trabalho é comumente relacionado em diversos trabalhos ao uso de grupos de ajustes (SINGH; VISHNUVARDHAN; SRIVANI, 2016; GANGWAR; SARANGI, 2017; CHABANLOO; SAFARI; ROSHANAGH, 2018; SAMADI; Mohammadi Chabanloo, 2020; SAMPAIO *et al.*, 2020).

Em primeiro lugar, o principal objetivo do esquema adaptativo é encontrar as possíveis topologias obtidas pela combinação dos estados das chaves instalados na rede. Com as topologias encontradas, a classificação dessas topologias em subgrupos é realizada utilizando a metodologia proposta no Capítulo 4.

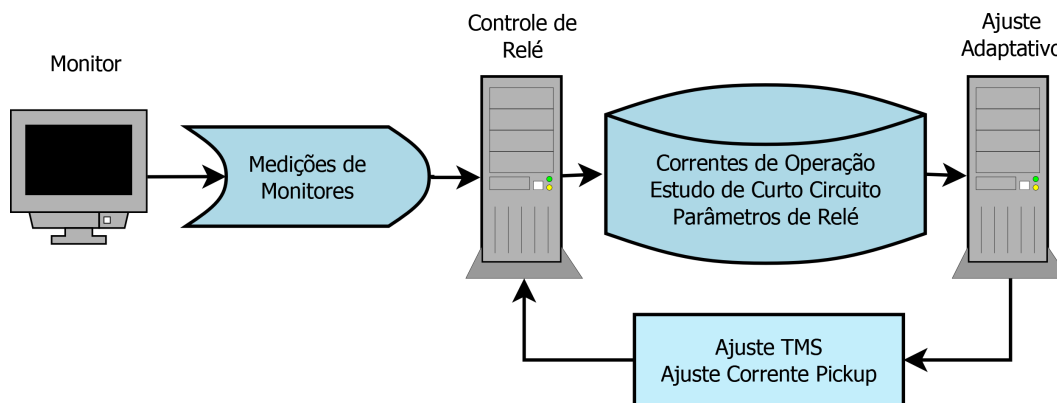
Com os subgrupos obtidos de acordo com os grupos de relés Primário/Backup (P/B) e da corrente, a primeira topologia de cada subgrupo é escolhida para ser considerada como referência. O cálculo dos parâmetros ótimos PC e *Time Multiple Setting* (TMS) da função de sobrecorrente temporizada é realizado utilizando a metodologia proposta no Capítulo 5 para

cada topologia de referência. Em seguida, os parâmetros calculados são atribuídos a todas as topologias do mesmo subgrupo e dessa forma, todas as topologias possíveis vão ter configurações de parâmetros pré-calculadas no caso que essas topologias sejam utilizadas durante a operação *online* do esquema de proteção adaptativa.

3.2 Ajuste *Online* dos Relés

Não apenas as mudanças na topologia da rede afetam diretamente a configuração da proteção do sistema, porque o aumento da demanda ou a inserção da geração distribuída pode afetar o correto funcionamento da proteção, pois é possível que as correntes de operação estejam fora dos limites sem serem causadas por uma falta na o sistema, ativando a operação do relé de sobrecorrente. De acordo com isso, para uma topologia identificada na parte *Off-line* será atribuída uma configuração pré-calculada. Para qualquer outra configuração da rede, uma nova configuração será calculada utilizando as metaheurísticas propostas no Capítulo 5.

Figura 6 – Fluxo das informações entre o relé e o controle adaptativo



Fonte: Elaborada pelo autor.

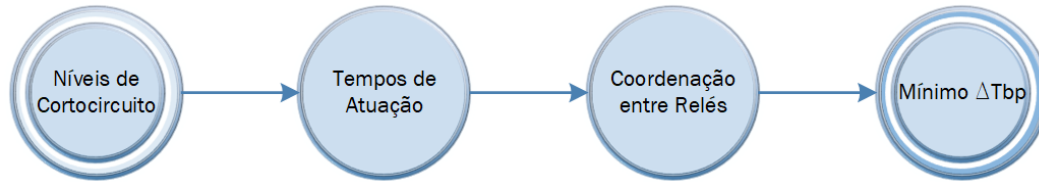
Conforme mencionado na parte *Off-line*, à lógica do ajuste automático é baseado em 2 configurações: o TMS e a PC do relé. Este processo requer as medições da corrente de operação, os ajustes atualizados e um estudo prévio de curto-circuito da forma mostrada na figura 6. Após este processo, a nova PC e o novo TMS são obtidos como saídas, que atualizam a configuração do relé.

3.2.1 Margem das Correntes de Curto-circuito

As matrizes de curto-circuito calculadas na parte *off-line* são armazenadas e utilizadas no momento que uma topologia é usada. No entanto, esses níveis de curto-circuito podem ser afetados pela GD conforme explicado na seção 2.4. De acordo com a Figura 7, um aumento ou diminuição nas correntes de curto-circuito medidas pelos relés impacta diretamente em

seus tempos de atuação e, portanto, na coordenação dos relés. Vale ressaltar que a principal contribuição para a corrente de curto-circuito é a subestação principal, pois a pequena GD contribui com um fator bem menor. Por isso, os pares P/B calculados da forma explicada na subseção 4.3.1 ainda são válidos para o reajuste dos parâmetros. Com esta consideração, é possível calcular a diferença dos tempos de atuação entre os relés Primário e de Backup Δt_{bp} para avaliar se para todas as barras essa diferença é aceitável.

Figura 7 – Influência dos níveis de curto-circuito na restrição de coordenação



Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\Delta t_{min} < \Delta t_{bp} \quad (3.1)$$

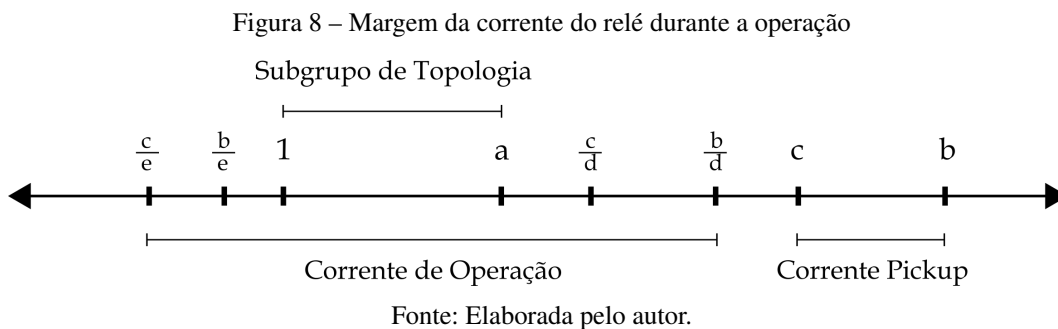
A restrição de coordenação, explicada na subseção 5.2.3, tem como parâmetro determinante o CTI. Porém, neste caso é possível ter uma margem na hora de avaliar a coordenação. Vários trabalhos consideram um CTI menor, chegando a ser considerado 0.2 (KHESHTI; TEK-PETI; KANG, 2016; ABEID; HU, 2020; SINGH *et al.*, 2014), portanto estabelecer um CTI de 0.3 é bastante conservador conforme explicado nas recomendações IEEE (IEEE, 2001), onde 0.3 é o valor adotado para relés eletromecânicos. Conseqüentemente, incorporar uma margem de coordenação não subestima os critérios de coordenação e também permite flexibilidade na operação do sistema de proteção para evitar muitos cálculos ou reajustes. Neste trabalho, para cada circuito o valor de Δt_{min} pode ser definido entre 0.2 e 0.3. Tendo em conta que esta variação está apenas sujeita a mudanças topológicas, apenas será avaliada em caso de mudança.

3.2.2 Margem da Corrente de Operação

A corrente de operação estará sujeita à variação devido às diferentes circunstâncias na rede expostas acima. Esta corrente é a medida mais importante a ser considerada, pois impacta diretamente na PC dos relés. E como será explicado no Capítulo 5, a PC está ligada ao tempo de operação e, portanto, à coordenação dos relés.

As configurações pré-calculadas serão designadas nesta parte do esquema adaptativo. No entanto, a corrente medida pelos relés em uma topologia nem sempre será igual à estimada durante o estágio off-line, pois para uma mesma topologia pode haver variação na corrente de carga ou interferência da geração distribuída. Neste ponto, a ideia principal é manter os ajustes atribuídos ao relé para que o sistema de proteção não fique sujeito a variações frequentes, além disso, exigirá um número menor de cálculos de novos parâmetros e assim garantir maior estabilidade das proteções

Portanto, a corrente medida pelos relés ficará restrita a uma certa margem de operação, dentro da qual os ajustes do sistema de proteção permanecerão constantes. Cada um dos relés terá diferentes correntes medidas, portanto não será realizada a monitoração da corrente em si, mas da relação que existe entre a PC e a corrente de operação. Desta forma é possível estabelecer os mesmos critérios para todos os relés instalados no sistema. Caso a corrente ultrapasse os limites, a proteção será modificada e novos limites para a corrente também serão estabelecidos.



A Figura 8 mostra os limites e a margem onde a corrente de operação deve operar sem a necessidade de recalculer os parâmetros. Deve-se levar em consideração que esta variação é monitorada em todos os relés, e que o objetivo principal é manter uma correta relação entre a PC, que será constante, e a corrente de operação, que será variável. Também em um mesmo subgrupo, a corrente pode variar entre o valor mais baixo do subgrupo e a vezes este valor.

Leva-se em consideração que na Figura 8, os valores estão em relação à corrente de operação da topologia de referência. Com esta consideração, a PC estará na faixa de c e b . Além disso, as correntes em um subgrupo estão entre 1 e a . Inicialmente pode-se considerar que a corrente só pode variar entre 1 e a , pois pertencem ao mesmo subgrupo. No entanto, esse intervalo pode ser muito estreito e também pode-se precisar atualizar seus parâmetros com mais frequência, especialmente em topologias próximas a 1 e a . Por este motivo, serão estabelecidos 2 parâmetros adicionais d e e , que permitirão expandir a margem operacional da corrente. O parâmetro d define o limite máximo b/d para a corrente, enquanto o parâmetro e define o limite mínimo c/e .

Para obtenção destes valores, deve se lembrar que durante a otimização da proteção da topologia de referência, a PC é restrita dentro de uma determinada faixa, além disso esta faixa será definida em função da corrente de operação. Portanto, para determinação da margem nesta seção, o limite da PC máxima é definido como PC_{max} e o mínimo como PC_{min} . Também pode ser definido em função da corrente de operação da topologia de referência como bI_{ref} e cI_{ref}

respectivamente. Com esses parâmetros é possível obter a margem através das desigualdades:

$$\begin{aligned} \frac{PC_{max}}{I_{op}} &> d & \frac{PC_{min}}{I_{op}} &< e \\ PC_{max} &> dI_{op} & PC_{min} &< eI_{op} \\ bI_{ref} &> dI_{op} & cI_{ref} &< eI_{op} \\ \frac{b}{d} &> \frac{I_{op}}{I_{ref}} & \frac{c}{e} &< \frac{I_{op}}{I_{ref}} \end{aligned}$$

Desta forma, a relação entre a corrente de operação da topologia atual I_{op} e a topologia de referência I_{ref} é delimitada conforme mostrado na Equação 3.2.

$$\frac{c}{e} \leq \frac{I_{op}}{I_{ref}} < \frac{b}{d} \quad (3.2)$$

Existem algumas considerações que devem ser levadas em conta para garantir que a corrente tenha as margens certas, que são:

$$\frac{b}{e} < 1 \quad a < \frac{c}{d} \quad (3.3)$$

O recálculo dos parâmetros será realizado em duas circunstâncias específicas. Primeiro, no caso de atribuir os parâmetros pré-calculados na parte *offline* após uma mudança de topologia, o recálculo será realizado se a corrente medida naquele momento estiver fora dos limites mencionados acima. Em segundo lugar, se durante a mesma topologia, a corrente estiver fora dos limites.

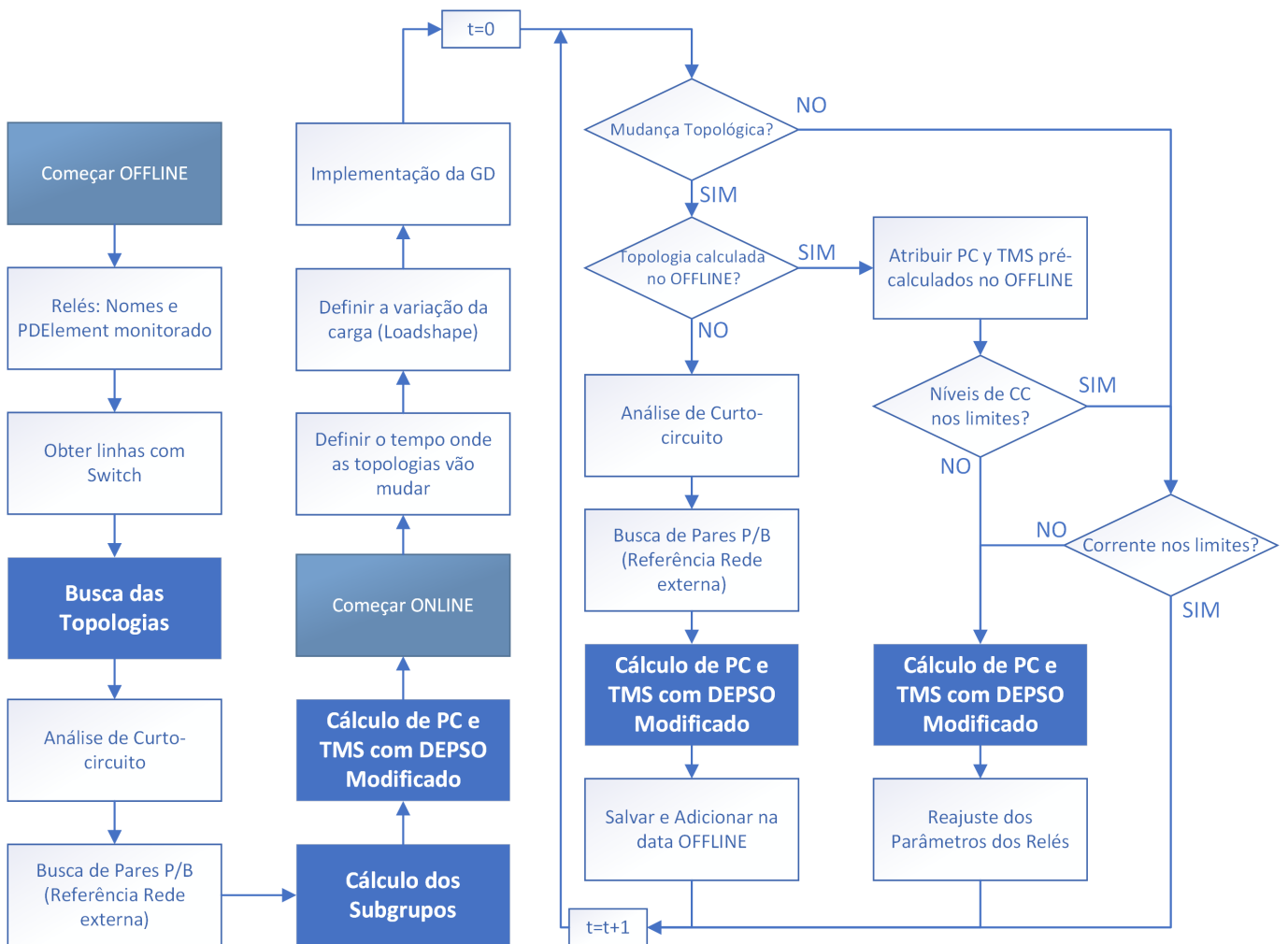
3.2.3 Fluxograma do Esquema Adaptativo

A Figura 9 explica o funcionamento do esquema de proteção adaptativa proposto, que consiste em 2 grandes etapas: a parte *off-line* e a parte *online*. A parte *offline* é metodológica e a parte *online* é aplicativa.

Na parte *off-line*, inicia-se pela definição dos relés e seu elemento monitorado, além de obter as *tie-lines* localizadas ao longo do circuito. A partir disso, será realizada a busca por topologias radiais no sistema. Com as topologias obtidas, serão calculadas as correntes de operação, correntes de curto-circuito e também os pares P/B. Esses dados serão necessários para a busca de subgrupos e posterior cálculo de PC e TMS da topologia de referência.

Na parte *online*, são definidas neste trabalho as topologias que serão adotadas pelo sistema de distribuição para testar o esquema adaptativo proposto. Além disso, as cargas instaladas no sistema estão expostas à variação ao longo da simulação seguindo uma curva de demanda. Com essas considerações, a parte *online* monitora a topologia do sistema, para o qual existem diversas condições que vão determinar se é necessário recalculá-los os parâmetros ou não.

Figura 9 – Fluxograma do ajuste adaptativo do relé.



Fonte: Elaborada pelo autor.

No caso de mudança de topologia, é necessário identificar se a topologia está dentro das topologias pré-calculadas na parte *off-line* ou não. Caso não esteja, será necessário realizar a respectiva análise para obter os novos parâmetros do PC e TMS para finalmente armazená-los na memória. Se a topologia for pré-calculada, será simplesmente necessário atribuir os valores calculados na parte *off-line*, embora também será necessário um cálculo adicional.

A seguir, tanto para o caso em que não há mudança de topologia, quanto para o caso em que a nova topologia foi pré-calculada, será avaliado se a corrente está dentro dos limites estabelecidos. Conforme explicado na subseção 3.2.2, se a corrente estiver fora da faixa, deve ser realizado o recálculo, caso contrário, a configuração é mantida. Finalmente, o monitoramento continua durante toda a simulação. A simulação é realizada neste trabalho em passos de 15 minutos, e considera-se que durante uma mudança de topologia a probabilidade de ocorrência de falta no sistema de distribuição é nula.

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi explicado a forma que o ajuste automático dos parâmetros PC e TMS da função de sobrecorrente temporizada é realizada. Para isso, será utilizado o método de Busca do Subgrupos de Topologias e para a otimização dos parâmetros uma metaheurística DEPSO modificado (explicados detalhadamente no Capítulo 4 e no Capítulo 5). Conseqüentemente, a proteção adaptativa garantirá que os parâmetros corretos sejam mantidos para cada condição do sistema. Nos capítulos seguintes serão mostradas as duas metodologias para o funcionamento do esquema explicado.

BUSCA DE SUBGRUPOS DE TOPOLOGIAS

4.1 Considerações Iniciais

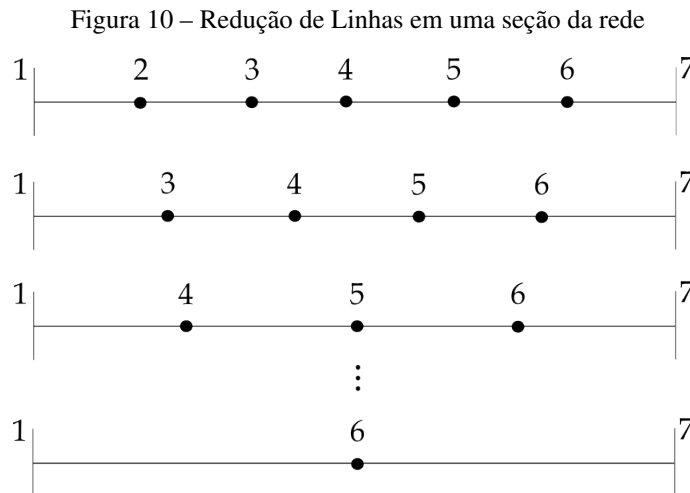
Com base nos conhecimentos apresentados no Capítulo 2, sobre o funcionamento e a estrutura dos equipamentos de proteção do SD, pode-se partir para a implementação dos relés de proteção. Neste capítulo, será mostrado o processo da busca de topologias com seus respectivos agrupamentos em subgrupos. De forma que cada uma das topologias nos subgrupos vai conseguir ter a mesma configuração dos parâmetros dos relés. Cada relé implementado foi acompanhado por um medidor, que tem a função de monitorar a linha protegida pelo relé.

4.2 Busca de Topologias Radiais

A rede de distribuição pode mudar sua topologia de acordo com as soluções do problema da reconfiguração da rede. Nestas novas topologias, a radialidade da rede é mantida. Desta forma, é possível calcular a maioria das topologias radiais possíveis considerando que na rede de distribuição existem algumas linhas de interconexão que sirvam para mudar a topologia do sistema, garantindo energia aos consumidores. Nesta metodologia, é considerado que as linhas que vão estar mudando têm chaves e são trifásicas. E em cada topologia haverá uma quantidade de chaves fechadas. Os elementos shunt que sejam parte do circuito não serão considerados.

Antes de calcular as diferentes topologias no circuito, será preciso reduzir a maior parte dele para a simplificação dos cálculos seguindo uma ideia similar ao trabalho de [Huang et al. \(2021\)](#). Devido a que um grafo simplificado tornará mais fácil determinar a viabilidade de uma topologia. Desta forma, primeiro só as linhas trifásicas são consideradas, eliminando as linhas monofásicas da topologia.

Continuando com a simplificação do grafo, será preciso diminuir o número de linhas trifásicas de acordo com as linhas vizinhas de cada uma delas de acordo com o Algoritmo 1. As



Fonte: Elaborada pelo autor.

linhas que só tenham duas linhas vizinhas, à esquerda e à direita, serão eliminadas. Por exemplo, na Figura 10 é mostrada a seção de 7 nós. Em primeiro lugar, a linha com duas vizinhas 2-3 é localizada e a barra 2 à esquerda da linha será eliminada. Dessa forma, somente a barra à direita 3 será mantida. O mesmo processo será repetido até que todas as linhas com duas vizinhas sejam eliminadas. Em seguida, o método continuará com todas as seções da rede. Assim, pode-se reduzir o número de linhas que estão na rede consideravelmente. Dessa maneira, esse método garantirá que as linhas tenham a mesma forma que o original e evitará linhas que tenham os mesmos vértices inicial e final devido à redução.

Algoritmo 1: Redução de Linhas com 2 vizinhas da Topologia

Considerando que N é o número de linhas e a linha L_i será definida como o conjunto das barras B_x e B_y , de modo que $L_i = \{B_x, B_y\}$.

para $i \leftarrow 1$ até N **faça**

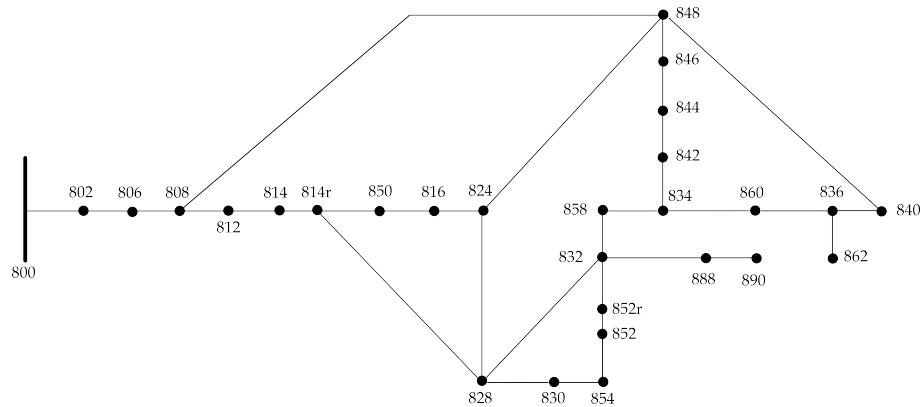
Seja definida a Linha $L_i = \{B_p, B_q\}$ e o espaço $\{L_1, L_2, \dots, L_{i-1}, L_{i+1}, \dots, L_N\}$ representado como L^{N-1} , a condição de duas linhas vizinhas deve ser verificada onde $\exists! L_j \in L^{N-1}$ que satisfaz $B_p \in L_j$ e $\exists! L_k \in L^{N-1}$ que satisfaz $B_q \in L_k$

se L_i tiver duas vizinhas **então**

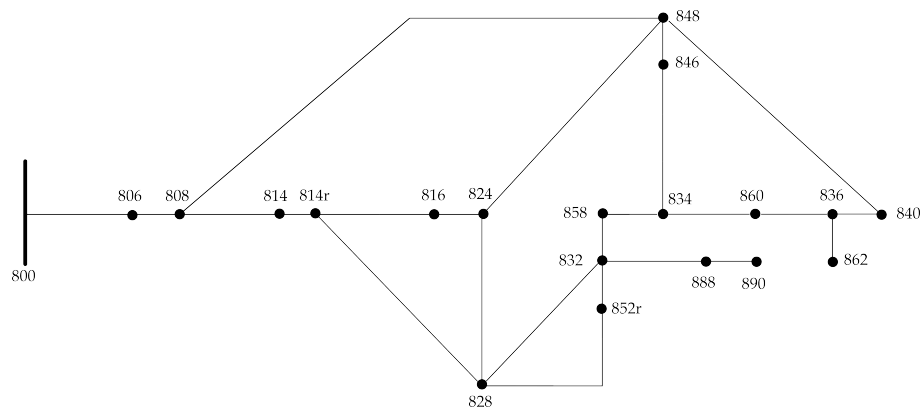
Seja $L_j = \{B_r, B_p\}$, então substituir B_p por B_q . Assim, a nova linha $l_j = \{B_r, B_q\}$ é criada e as linhas L_j e L_i são removidas da rede.

Na Figura 11b, a topologia consegue ser reduzida, diminuindo a quantidade de nós na topologia e deixando as linhas prontas para o algoritmo de cálculo de Base do Ciclo Mínimo. Neste trabalho, as linhas que não serão alteradas durante o algoritmo de redução e permanecerão na topologia reduzida resultante, como as linhas 806-808 e 816-824 na Figura 11a, serão chamadas linhas simples. Além disso, as linhas compostas serão definidas como as linhas criadas a partir da redução do número de linhas, de modo que essas novas linhas não estão na topologia inicial. Usando a Figura 11b, a linha composta 846-834 é formada pelas linhas 846-844, 844-842 e 842-834 localizadas na Figura 11a e que são eliminadas na topologia reduzida.

Figura 11 – Topologia do Sistema de Teste IEEE 34 Barras Modificado



(a) Topologia Inicial



(b) Topologia Reduzida Resultante

Fonte: Elaborada pelo autor.

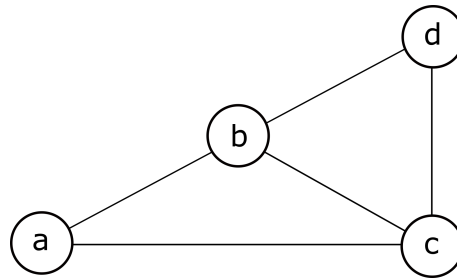
4.2.1 O Problema da Base do Ciclo Mínimo.

Neste trabalho, uma das características mais importantes será o cálculo da base do ciclo mínimo (do inglês MCB). Para isso, é preciso primeiro definir alguns conceitos da teoria dos grafos. Numa topologia, pode se encontrar vários nós relacionados entre si mediante suas arestas. Então, um ciclo é um caminho de arestas onde o primeiro nó o vértice coincide com o último nó. Lembrando o operador diferença simétrica Δ definido como: $A\Delta B = (A \cup B) - (A \cap B)$, uma base de ciclo de um grafo é um conjunto de ciclos os quais podem gerar qualquer ciclo desse grafo usando a operação Δ , ou pela combinação linear deles.

De acordo com a Figura 12, os ciclos totais são mostrados na Equação 4.1 usando os nós a, b, c, e d.

$$\begin{aligned}
 A_1 &= \{ab, bc, ca\} \\
 A_2 &= \{bc, cd, db\} \\
 A_3 &= \{ab, bd, dc, ca\}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

Figura 12 – Topologia de 4 nós



Fonte: Elaborada pelo autor.

Da mesma forma, pode-se expressar os ciclos encontrados como:

$$\begin{aligned} A_1 &= A_2 \Delta A_3 \\ A_2 &= A_1 \Delta A_3 \\ A_3 &= A_1 \Delta A_2 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Baseado na Equação 4.2, pode se encontrar 3 bases do ciclo possíveis: $\{A_1, A_2\}$ ou $\{A_1, A_3\}$ ou $\{A_2, A_3\}$. De acordo com a teoria dos grafos, as topologias neste trabalho não possuem peso, são não direcionadas, e as arestas não podem ser cruzadas. De acordo com isso, o MCB é a base do ciclo que tenha a menor quantidade de arestas. Neste exemplo, o MCB é o conjunto $\{A_1, A_2\}$ já que o ciclo A_3 tem maior quantidade de arestas a comparação dos outros.

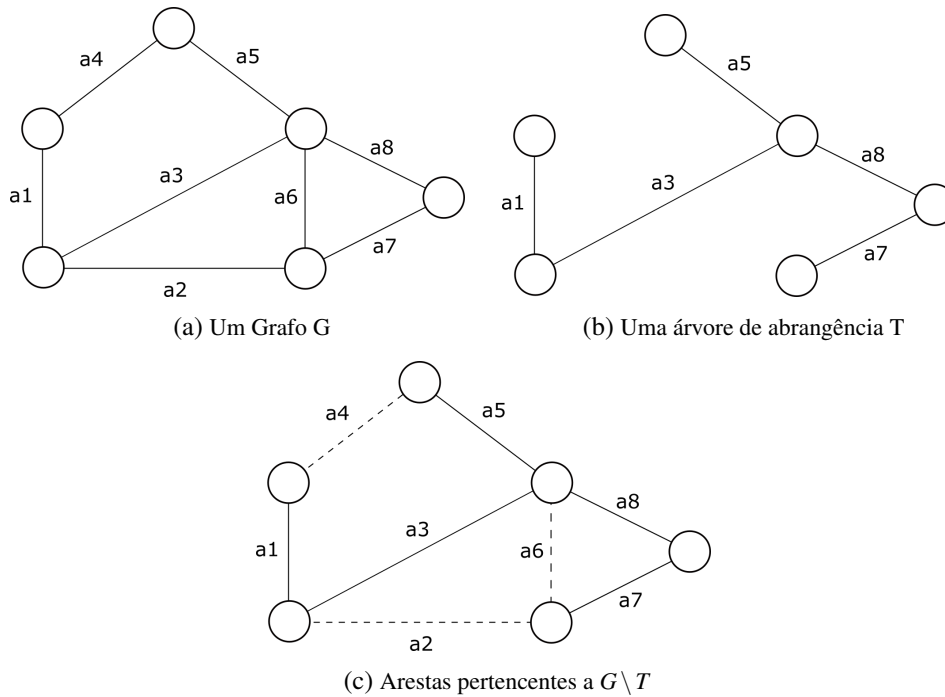
Com respeito à radialidade das topologias, uma base do ciclo corresponde ao principal conjunto de ciclos com respeito à árvore de abrangência, que é o subgrafo sem circuitos ou ciclos que contém todos os seus vértices. Portanto, o número de ciclos numa base do ciclo é definido como $K = E - (V - 1)$, onde E é o número de arestas e V o número de nós na topologia.

A Figura 13a é apresentada um grafo completo com todas as arestas. Na Figura 13b, a árvore de abrangência criado a partir do grafo é apresentado, e dessa forma o circuito consegue ser radial. As linhas não consideradas para atingir a radialidade são as responsáveis de criar ciclos na topologia. De acordo com a Figura 13c, o número dessas linhas são $K = 8 - (6 - 1) = 3$.

Levando em consideração que G é o grafo e T é uma árvore de abrangência, e_1, \dots, e_K pode ser definido como as arestas de $G \setminus T$. Dessa forma, do ponto de vista algébrico, um ciclo num grafo pode estar dado em termos de um vetor de incidência (como um vetor de 0's e 1's em suas coordenadas) sobre $\{e_1, \dots, e_K\}$. Esses vetores são restritos às coordenadas indexadas por e_1, \dots, e_K . É dizer, cada um dos ciclos podem ser representados como um vetor no espaço $\{0, 1\}^K$.

O Algoritmo 2 proposto por [Kavitha et al. \(2008\)](#) determina os ciclos pertencentes ao MCB usando os *witnesses* dos ciclos. Um *witness* de um ciclo C é um vetor que é expresso em termos do vetor de incidência sobre $\{e_1, \dots, e_K\}$, significa que eles também são vetores no espaço $\{0, 1\}^K$. Considerando que o produto interno padrão dos vetores A e B é representado como $\langle A; B \rangle$, os *witnesses* S têm a propriedade de $\langle C; S \rangle = 1$.

Figura 13 – MCB de acordo com o árvore de abrangência



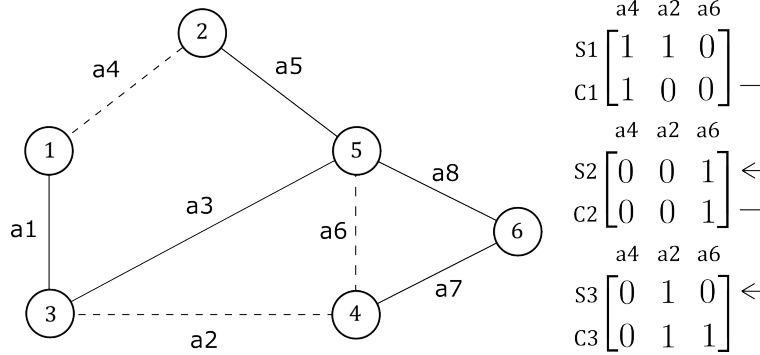
Fonte: Elaborada pelo autor.

Algoritmo 2: Uma estrutura algébrica para o cálculo do MCB**para** $i \leftarrow 1$ até K **faça**Seja S_i um vetor arbitrário diferente de zero no subespaço ortogonal a $\{C_1, C_2, \dots, C_{i-1}\}$.De forma que S_i satisfaz $\langle C_j; S_i \rangle = 0$ para $1 \leq j \leq i-1$.(Inicialmente, S_1 é um vetor arbitrário diferente de zero no espaço $\{0, 1\}^K$).Obter um ciclo de peso mínimo C_i de modo que $\langle C_i; S_i \rangle = 1$

O Algoritmo 2 será desenvolvido ao longo do K iterações. Em cada iteração i , $1 \leq i \leq K$ será calculado um possível novo ciclo C_i . Primeiro, o algoritmo vai calcular um vetor diferente de zero S_i ortogonal aos ciclos $\{C_1, C_2, \dots, C_{i-1}\}$, é dizer $\langle C_{1,2,\dots,i-1}; S_i \rangle = 0$, considerando que primeiro valor S_1 é um vetor arbitrário diferente de zero. Se um valor S_i é calculado, o algoritmo pode obter o ciclo C_i mais curto ou com o menor número de arestas do grafo G que satisfaz $\langle C_i; S_i \rangle = 1$. Em seguida, esse processo continuará até que o MCB seja composto por K ciclos. O algoritmo garantirá que os ciclos sejam linearmente independentes e que nenhum ciclo do MCB seja a combinação linear dos outros.

Na Figura 14, o primeiro valor do *witness* S_1 é $[1,1,0]$. A partir desse valor e de acordo com o Algoritmo 2, obteve-se que C_1 pode ser $[1,0,0]$ ou $[0,1,0]$, mas o menor ciclo é $[1,0,0]$ ou 1-2-5-3-1 de acordo com os nós. Após de calcular C_1 , S_2 é um vetor arbitrário que deve ser ortogonal ao espaço $\{C_1\}$ ou $\langle C_1; S_2 \rangle = 0$. Dessa forma, S_2 pode-se considerar como $[0,0,1]$ e obter o valor C_2 como $[0,0,1]$ ou 5-6-4-5. Por fim, S_3 é $[0,1,0]$ e o menor ciclo possível, de modo

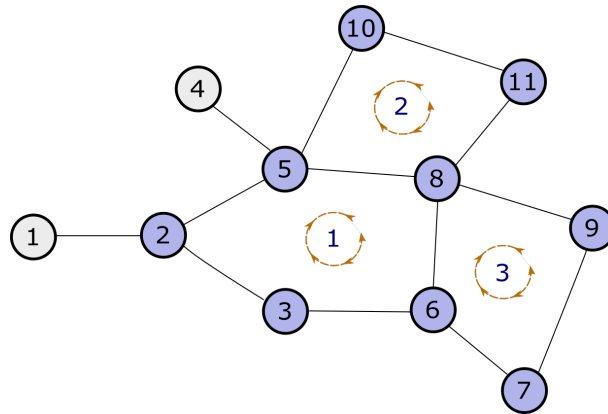
Figura 14 – Vetores C do grafo G no espaço $\{0, 1\}^K$



Fonte: Elaborada pelo autor.

que $\langle C_3; S_3 \rangle = 1$, é $[0,1,1]$ ou 3-5-4-3. Assim, o MCB é composto por $\{[1,0,0], [0,0,1], [0,1,1]\}$.

Figura 15 – MCB found in a Topology



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com o circuito reduzido obtido na Figura 11b, é possível calcular o MCB do circuito. Na Figura 15, tem-se uma topologia de 11 nós e 13 arestas como exemplo. Conforme o método estabelecido anteriormente, são encontrados 3 ciclos no MCB. Lembrando que o número de ciclos no MCB deve ser $13 - (11 - 1) = 3$. Após calcular o MCB, obtém-se o conjunto de barras $B = \{B_1, B_2, \dots, B_m\}$ onde m é o número de nós que fazem parte de cada ciclo do MCB.

O Algoritmo 3 será usado principalmente para obter todas as linhas de cada MCB, expresso em termos do B , e transformar as linhas compostas de cada ciclo em linhas simples, resultando no conjunto L^T . Sejam L^N o conjunto de linhas da topologia inicial l^n o conjunto de linhas da topologia reduzida, para cada ciclo do MCB tem-se o conjunto de todas as linhas simples e compostas l^r . Desse conjunto, l_s^r serão só as linhas simples e l_c^r serão as linhas compostas do l^r .

As linhas do l_s^r serão adicionadas diretamente ao conjunto L^T , e no caso do grupo l_c^r será necessário desfazer a simplificação das linhas. Em primeiro lugar, L^s é definido como o conjunto das linhas que foram eliminadas da topologia inicial. Além disso, a partir do Algoritmo 1, como

a nova linha l_j é composta pelas duas linhas excluídas L_j e L_i , será definido que $l_j = L_j + L_i$. Considerando o exposto anteriormente, será realizada a busca de linhas que formam a linha composta do conjunto l'_c . Cada uma das linhas encontradas será adicionada ao conjunto L^T .

Algoritmo 3: Restauração das linhas simplificadas da Topologia

Conjunto de Linhas do Circuito Original $L^N = \{L_1, L_2, \dots, L_N\}$

Conjunto de Linhas do Circuito Simplificado $l^n = \{l_1, l_2, \dots, l_n\}$

para B em MCB **faça**

Encontrar o conjunto l^r a partir da combinação de 2 elementos das barras encontradas B que estão dentro do l^n .

Encontrar o conjunto de linhas simples tal que $l'_s = l^r \cap L^N$, e linhas compostas tal que $l'_c = l^r \setminus L^N$

Adicionar l'_s no conjunto de linhas L^T

para linha em l'_c **faça**

Seja $L^s = L^N \setminus l^n$ Encontrar as linhas $L_v \in L^s$ onde $1 \leq v \leq u$ que satisfazem $\sum_{v=1}^u L_v = \text{linha}$.

Adicionar L_j e L_k no conjunto de linhas L^T

Como algumas linhas têm chaves, pode-se calcular quais chaves pertencem a cada ciclo do MCB. Obter as chaves será essencial para obter as diferentes combinações de chaves que resultarão em uma topologia perfeitamente radial. Para isso, o Algoritmo 4 calcula as combinações em duas etapas. Primeiro, a partir do ciclo i do MCB com n chaves se calculará todas as possíveis combinações de comprimento m onde $1 \leq m \leq n - 1$, e essas combinações formarão o conjunto \mathcal{P}_i . A combinação de comprimento n deve ser excluída para evitar que a topologia tenha um ciclo e não seja radial. Dessa forma será calculado para os ciclos restantes. Na segunda etapa, será escolhido uma combinação de cada conjunto \mathcal{P} e como resultado obtêm-se o conjunto P de todas as combinações de todas as chaves de cada um dos ciclos do MCB.

No entanto, esses resultados têm que ser filtrados para saber as possíveis topologias radiais do circuito. Para isso, é necessário mencionar que só serão consideradas as topologias com um número específico de chaves fechadas. Esse número pode ser calculado através da Equação 4.3 onde ST é o número de chaves necessários para uma topologia radial, SW é o número de chaves em todo o circuito, PDE é o número de linhas e transformadores reguladores do circuito, e NB é o número de Barras. Em seguida, o conjunto T será formado pelos elementos de P cujo número de chaves é ST .

$$\begin{aligned} K &= (PDE - NB + 1) \\ ST &= SW - K \end{aligned} \tag{4.3}$$

No entanto, será preciso avaliar as topologias filtradas para garantir sua correta operação. Para isso, vai se calcular as tensões por unidade ao longo do circuito durante a operação de cada

Algoritmo 4: Busca de Topologias Radiais**para** $i \leftarrow 1$ até K **faça**Seja S o conjunto de n chaves $\{s_1, s_2, \dots, s_n\}$ e C_m a combinação do conjunto S de comprimento m .Calcular o conjunto $\mathcal{P}_i = \bigcup_{m=1}^{n-1} C_m$ Calcular o conjunto P mediante o produto cartesiano dos conjuntos \mathcal{P} de modo que

$$P = \prod_{i=1}^K \mathcal{P}_i$$

Encontrar o conjunto de topologias T formado por $A \in P$ tal que $|A| = ST$ **para** top em T **faça**Calcular o fluxo de Potência da topologia top Seja V_i a tensão pu da Barra i . Eliminar as topologias top que não satisfazem $V_i > 0.2$ para $i = 1, 2, \dots, NB$

um delas. Usando o fluxo de potência, em cada topologia serão fechados o grupo de chaves e verificar que as tensões são maiores que 0.2 pu.

4.3 Classificação de Topologias Radiais

A classificação das diferentes topologias encontradas na seção 4.2 será realizada em duas etapas. A primeira etapa vai agrupar as topologias de acordo com os pares de relés P/B similares. A segunda etapa será realizada em cada um dos grupos, agrupando de acordo com as correntes de operação normal de cada topologia. Antes de começar as duas etapas, é preciso ter realizado o fluxo de potência. Esta classificação será regida principalmente pelos 2 parâmetros dos relés de sobrecorrente, a PC e o valor de TMS.

4.3.1 Classificação por Pares P/B

Após uma mudança topológica, podem acontecer 2 cenários: a hierarquia dos relés pode permanecer intacta ou não. A variação da hierarquia causará uma ordem diferente com respeito aos relés primário e de retaguarda. Em consequência, será necessária a alteração das configurações dos relés, sobretudo do valor do TMS, em busca de manter a coordenação da proteção. Por outro lado, se a hierarquia permanece constante, a ordem de atuação dos relés permanecerá igual e a zona de proteção dos relés será quase a mesma. Portanto, é possível que os ajustes permaneçam constantes. Além disso, as correntes de curto-circuito, calculadas de acordo com o Algoritmo 8, não serão muito diferentes pelas razões expostas anteriormente. Com o objetivo de encontrar estas topologias similares, serão classificadas de acordo com os mesmos pares P/B em cada uma delas. Além de ser um critério de agrupamento, a distribuição dos pares P/B serão usados na imposição das restrições de coordenação.

4.3.1.1 Definição de relés Principal/backup

Para obter os pares de relés na rede de distribuição, é necessário utilizar a propriedade *ParentPDElement* localizada na interface Python-*OpenDSS*. Esta propriedade fornece o elemento à montante do elemento atual ou ativo, sempre considerando para seu cálculo a subestação principal. Se a função não retornar nada, significa que não há mais elementos à montante, portanto, significa que o elemento ativo é o alimentador principal ou subestação.

O processo de obtenção dos pares P/B será de acordo com o Algoritmo 5. Primeiro, deve-se ativar a linha monitorada pelo relé, sendo aquele o primário do par P/B. Após, é procurada a linha localizada a montante e será feita uma comparação para identificar se esta linha é monitorada por um dos relés instalados. Se este não for o caso, o monitoramento continuará até que o primeiro relé seja identificado. Assim que uma linha monitorada por outro relé é encontrada, a rotina é interrompida, o par encontrado é salvo e vai se continuar com a busca do seguinte par.

Algoritmo 5: Algoritmo para encontrar o par de relés Principal/Backup

Considerando N o número total de relés.

para $i \leftarrow 1$ até N **faça**

 Ativar o elemento monitorado pelo relé R_i (Relé Primário).

 Selecionar o elemento à montante L

enquanto *Exista* L **faça**

 Considerando uma comparação com os relés R_1, \dots, R_N .

 Se o elemento monitorado por R_j fosse o mesmo que L , adicionar ao grupo de pares P/B o par (R_j, R_i) .

 Senão, selecionar o próximo elemento à montante L

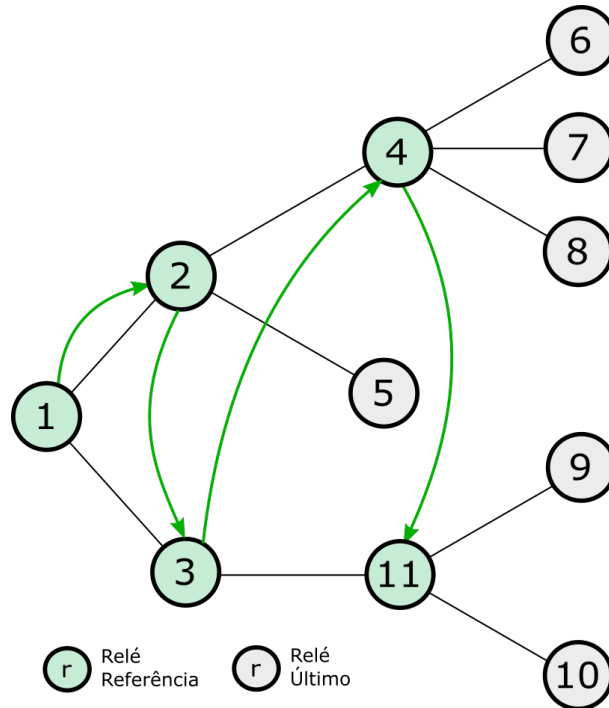
Considerando que para cada relé pode haver um relé de backup, exceto para o relé localizado na subestação, esse rastreamento é realizado para todos os relés instalados. Como resultado, obtém-se a matriz P de $NP \times 2$ contendo os pares de relés Primário/Backup.

Para calcular os pares P/B, será preciso o uso do Algoritmo 6 para a ordenação dos pares para seu correto uso no algoritmo de cálculo de parâmetros. Essa ordenação consiste na correta localização de cada um dos pares na matriz P . De acordo a sua posição, serão ordenados a partir dos que estão mais próximos da subestação até os que estão mais distantes. Os cálculos serão realizados desde os últimos até os primeiros e poderá se conseguir valores corretos.

A Figura 16 mostra como a ordenação é feita, começando pelo relé localizado na subestação e logo seus relés à jusante. Cada um deles vão ter seu relé à jusante, mas a ordenação vai ser realizada de cima para baixo, do nó 2 para o 3 e do nó 4 para o 11. Os DPs localizados ao final do circuito não são considerados na ordenação como está explicado no Algoritmo 6.

A desordem dos pares p/b fará com que os cálculos dos parâmetros de um relé estejam errados. Para evitar uma substituição desnecessária dos parâmetros do relé devido à localização

Figura 16 – Sequência de Ordenação dos Pares



Fonte: Elaborada pelo autor.

incorreta do par, o objetivo principal é manter a hierarquia da árvore de abrangência, para que os cálculos sejam feitos de jusante para montante.

Mesmo que as topologias que fazem parte de um grupo tenham os mesmos pares ou também similares correntes de curto-circuito, podem ser diferenciadas de acordo com as correntes medidas por cada relé. Portanto, cada um dos grupos encontrados através desta primeira classificação vai ser subdivididos em subgrupos.

Algoritmo 6: Ordenação dos pares P/B

Seja a matriz pares P/B: $P = \{(R_a, R_b), \dots, (R_y, R_z)\}$ formado por relés $R = \{R_1, \dots, R_N\}$. Encontrar o conjunto U dos últimos relés do circuito que satisfazem $R_u \in U$ se $\nexists R_v \in R$ tal que $(R_u, R_v) \in P$.

Encontrar o relé s localizado na subestação que satisfaz $\nexists R_v \in R$ tal que $(R_v, R_s) \in P$.

Seja $|P|=NP$, F o conjunto de referências, e O o grupo de pares ordenados.

para $i \leftarrow 1$ até NP **faça**

Seja a referência atual F_x
(Considera-se R_s a primeira referência).

para $j \leftarrow 1$ até NP **faça**

Seja o par (R_j, R_i) .
Adicionar o par a O , se $R_j = F_x$.
Adicionar R_i a F , se $R_i \notin U$.

Continuar com a seguinte referência F_{x+1} .

4.3.2 Classificação pelas Correntes de Operação

A reconfiguração da rede vai causar uma alteração nas zonas de proteção dos relés. Também, a variação da corrente medida será inevitável devido as perdas de energia ao longo das linhas e a redistribuição das cargas monitoradas. No entanto, as variações de corrente não sempre serão muito grandes. Por conseguinte, as topologias de um mesmo grupo que tenham medidas de corrente similares serão colocadas em subgrupos usando o Algoritmo 7.

Para isso, deve se obter todas as correntes medidas pelos relés de um grupo de topologias. Todas as medições serão organizadas em vários conjuntos de acordo ao relé que faz as medições, de maneira que o conjunto de medições do relé i das topologias do grupo n será G_i^n , sendo N o número total de grupos encontrados na subseção 4.3.1. Dessa forma, cada um dos relés vai ter uma quantidade de correntes equivalente ao número total de topologias no grupo. Então, para o primeiro relé do grupo n , será preciso encontrar a menor corrente medida no conjunto G_1^n , já que será a base para formar o primeiro subgrupo.

Nesta etapa é introduzido o parâmetro a que serve de fator para agrupar topologias de acordo com a corrente. Logo, as correntes que estão dentro do intervalo da menor corrente e a vezes a menor corrente serão agrupadas. Para isso, primeiro deve se identificar as topologias de origem de cada corrente e serão colocadas no subgrupo candidato $P_{1,1}$. Assim que o primeiro subgrupo candidato é obtido, será extraído do total de correntes G_1^n . Com as correntes restantes o mesmo processo é realizado, obtendo uma nova corrente mínima das medições restantes e extraíndo um novo grupo até a vezes a mínima corrente. O mesmo método será usado para todos os relés, de modo que para cada relé i pode ser obtido os C subgrupos candidatos $P_i = \{P_{i,1}, P_{i,2}, \dots, P_{i,C}\}$. Após calcular esses conjuntos, o algoritmo obtém os conjuntos comuns a serem considerados como subgrupos de topologias.

Algoritmo 7: Obtenção dos subgrupos candidatos das topologias

```

para  $n \leftarrow 1$  até  $N$  faça
  para  $i \leftarrow 1$  até  $r$  faça
    enquanto  $G_i^n \neq \emptyset$  faça
      Seja  $G_i^n$  o conjunto de correntes do relé  $i$ , e  $m$  a menor corrente do  $G_i^n$ 
      Será extraído o conjunto  $P_{i,j}$  tal que  $x \in P_{i,1}$  se  $m < x < a \times m$ 
      Atualizar o conjunto  $G_i^n = G_i^n \setminus P_{i,1}$ 
      Continuar até obter os  $C$  subgrupos candidatos.
    enquanto  $P_1 \neq \emptyset$  faça
      Seja  $\mathbb{P} = P_1, P_2, \dots, P_r$  o conjunto de subgrupos candidatos e  $p$  o subgrupo mais pequeno.
      Adicionar  $p$  aos subgrupos finais
      para  $i \leftarrow 1$  até  $r$  faça
        Realizar a extração, de acordo com  $P_{i,j} = P_{i,j} \setminus p, \forall j \in P_i$ 

```

Para isso, deve se começar com o subgrupo candidato com menor número de topologias

p , e será o primeiro subgrupo encontrado. Este será escolhido de todos os conjuntos P_1, P_2, \dots, P_r onde r é o número total de relés no sistema. Considerando que o subgrupo p pertence ao conjunto P_i , p será extraído deste grupo. Para os conjuntos de subgrupos candidatos restantes $P_1, \dots, P_{i-1}, P_{i+1}, \dots, P_r$ será realizada uma extração de topologias. Sabendo que p contém um certo grupo de topologias, estas topologias não estarão agrupadas da mesma forma nos outros conjuntos. Portanto, deve-se eliminar estas topologias de cada um dos conjuntos de subgrupos candidatos restantes. De forma que, logo após a extração, as topologias p não estejam em nenhum subgrupo candidato. Analogamente, o algoritmo continua com o seguinte menor subgrupo candidato até obter todos os subgrupos de topologias.

Figura 17 – Processo de Extração dos Subgrupos de Topologias

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} 0 & 1, 2 & 3, 4 \\ 0, 1 & 2 & 3, 4 \\ 0, 1 & 2, 3, 4 & \end{bmatrix} \rightarrow [0] \rightarrow \begin{bmatrix} & 1, 2 & 3, 4 \\ 1 & 2 & 3, 4 \\ 1 & 2, 3, 4 & \end{bmatrix} \\
 & \begin{bmatrix} & 1, 2 & 3, 4 \\ 1 & 2 & 3, 4 \\ 1 & 2, 3, 4 & \end{bmatrix} \rightarrow [1] \rightarrow \begin{bmatrix} & 2 & 3, 4 \\ & 2 & 3, 4 \\ & 2, 3, 4 & \end{bmatrix} \\
 & \rightarrow [2] \rightarrow \begin{bmatrix} & 3, 4 \\ & 3, 4 \\ 3, 4 & \end{bmatrix} \rightarrow [3, 4] \rightarrow \begin{bmatrix} & & \\ & & \\ & & \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para mostrar o processo de obtenção dos subgrupos de topologia, consideramos uma rede com 5 topologias (numeradas de 0 a 4) e com 3 relés para os quais os subgrupos candidatos já foram calculados e estão localizados em cada linha da matriz inicial mostrada na Figura 17. A partir da figura, P_1 é $\{\{0\}, \{1, 2\}, \{3, 4\}\}$, P_2 é $\{\{0, 1\}, \{2\}, \{3, 4\}\}$ e P_3 é $\{\{0, 1\}, \{2, 3, 4\}\}$, observe que eles não precisam ter o mesmo número de elementos. Nessa matriz, o primeiro valor de p pode ser 0 ou 2, que são os menores subgrupos candidatos; nesse caso, será considerado 0. Excluindo 0 de todos os subgrupos, conforme mostrado na figura, obtém-se uma nova matriz em que o novo valor de p escolhido será 1. Os valores p formam os subgrupos finais da Topologia da rede, que no exemplo seria $\{0\}$, $\{1\}$, $\{2\}$, e $\{3, 4\}$.

O grupo de topologias de acordo com os pares P/B vão ter subgrupos de topologias de acordo com sua corrente, e assim para todos os grupos. Os subgrupos de topologias vão ter os mesmos grupos de ajuste TMS e PC dos relés. Para calcular a referência desses ajustes, a primeira topologia do subgrupo é usada.

4.4 Estudo de Curto-Circuito

Para cada uma das topologias encontradas será necessário calcular as correntes de curto-circuito para obter os tempos de atuação dos relés em cada uma das situações de falta. Este estudo será o último cálculo a ser feito antes do ajuste ótimo dos parâmetros dos relés.

Algoritmo 8: Algoritmo para Estudo de Curto-Circuito

Considerando N o número total de relés.

Considerando NB o número total de barras.

Criação de Nova Falta F Trifásica.

para $j \leftarrow 1$ até NB **faça**

 Localização da falta na barra j .

 Realizar a simulação com *OpenDSS*.

para $i \leftarrow 1$ até N **faça**

 Importar as medições do relé i .

 Adicionar o valor da corrente máxima de 3 fases na matriz i_{cc}

Desabilitar Falta.

Utilizando *script* Python, é possível calcular uma falta de curto-circuito em todas as barras existentes do circuito conforme mostrado no Algoritmo 8. Para isso, será criado um objeto Falta que alterará o ponto de ocorrência da falta até que todas as barras sejam concluídas. A simulação é realizada usando *OpenDSS*, definindo o modo de simulação para dinâmico e considerando o tamanho do passo da simulação em 0.001s. Depois, os dados do medidor são exportados para obter os valores de corrente durante este evento e assim conseguir a corrente máxima, onde se considera que a falta mais grave é a trifásica. No final da iteração, o elemento Falta é desabilitado.

Esses valores de corrente de curto-circuito serão armazenados na matriz i_{cc} de $NB \times N$, mostrada na equação 4.4. O cálculo das correntes de curto-circuito servirá de entrada para a configuração dos parâmetros da rede, e só será executado caso haja alteração na topologia. Por sua vez, será necessário definir os pares de relés Principal/Backup para que haja uma coordenação correta.

$$i_{cc} = \begin{pmatrix} i_{cc1,R_1} & i_{cc1,R_2} & \cdots & i_{cc1,R_N} \\ i_{cc2,R_1} & i_{cc2,R_2} & \cdots & i_{cc2,R_N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ i_{ccNB,R_1} & i_{ccNB,R_2} & \cdots & i_{ccNB,R_N} \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

Por fim, para calcular os ajustes dos parâmetros dos relés, deve se considerar a topologia de referência dos subgrupos, as correntes de curto-circuito calculadas para o cálculo do tempo de operação, as correntes de operação da topologia para o cálculo da PC, e a definição dos pares P/B de cada topologia para a avaliação da coordenação da proteção.

4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a metodologia de busca de subgrupos de topologia proposta usando o software Python e *OpenDSS*. Primeiro, é explicado o método de busca para topologias radiais usando a base de ciclo mínimo. Então, essas topologias radiais são classificadas usando dois critérios: os pares de relés primários e de backup, e as correntes medidas pelos relés. Por fim, é apresentado o cálculo da matriz de curto-circuito que será utilizada neste trabalho. Os subgrupos calculados usando a metodologia proposta são utilizados na parte *off-line* do esquema adaptativo para calcular os parâmetros ótimos através de um método de otimização proposto que será explicado no capítulo seguinte.

METAHEURÍSTICA PARA A OTIMIZAÇÃO DA COORDENAÇÃO

Neste capítulo, o problema da coordenação da proteção é formulado como um problema de otimização com o uso de uma função objetivo. Tomando em conta uma função objetivo com suas restrições. Para isso, uma metaheurística será usada para solucionar o problema de coordenação da proteção, determinando os valores de PC e TMS. Os relés implementados não consideram uma ação instantânea, mas sim temporizada. A comparação de outras metodologias, será adicionado à metodologia o cálculo do TMS.

5.1 O Problema da Coordenação da Proteção

A coordenação da proteção representa uma parte importante do desenvolvimento dos sistemas de proteções. A correta coordenação consiste na primeira atuação do relé primário correspondente à falta e, em caso de falha, o relé de backup correspondente opera após um intervalo de tempo de coordenação (do inglês CTI), que pode ser calculado como:

$$CTI = T_{CB} + T_{OS} + T_{SM} \quad (5.1)$$

onde T_{CB} e o tempo da operação do disjuntor após de receber a sinal do relé, T_{OS} está limitado aos relés eletromecânicos chamado tempo de inércia, e T_{SM} representa uma margem de segurança para lidar com vários problemas como erro no tempo do relé, na relação do transformador de corrente, nas medições de magnitude da corrente, etc. Os valores do CTI podem estar no intervalo de 0.2 e 0.5s ([AL-ROOMI, 2021](#)).

O problema de coordenação é um problema de tipo MINLP (do inglês *Mixed Integer Nonlinear Programming*), onde o TMS e a PC podem ser variáveis discretas ou contínuas. Neste trabalho, as variáveis TMS e PC são consideradas contínuas como no trabalho de [Alam \(2019\)](#). Pode ser resolvido por técnicas analíticas, considerando todas as faltas, as contingências e as

anormalidades. No entanto, pode se atingir uma solução através dos métodos de otimização (AL-ROOMI, 2021).

5.2 Formulação Matemática

A otimização da coordenação do sistema de proteções na rede de distribuição radial está focada na configuração das curvas dos relés instalados no circuito. De forma que a ótima solução obtida garante que os tempos de atuação dos relés respeitam o CTI, operando no menor tempo possível, atingindo os princípios da proteção.

A determinação dessas curvas está definida pela Equação 2.1. Entretanto, neste trabalho será usada a curva padrão normal inversa em todos os relés para fins de simplificação. Portanto, tendo em conta que a corrente de curto-circuito é I_{cc} , t é obtido na Equação 5.2:

$$t = \frac{0.14 \times TMS}{\left(\frac{I_{cc}}{PC}\right)^{0.02} - 1} \quad (5.2)$$

onde as duas principais variáveis na otimização são o TMS e PC. O PC é a corrente mínima de operação do relé e o TMS é um fator de multiplicação do tempo de operação para cada valor de corrente.

5.2.1 Função Objetivo

Para o ajuste ótimo, a Função Objetivo (FO) será estabelecida como a soma dos quadrados dos tempos de operação do relé primário e do relé de backup com base no trabalho de Sampaio *et al.* (2022). Onde a soma denotará a importância de minimizar os tempos de operação dos sistemas de proteção. Além disso, os termos quadráticos evitam a adoção de tempos negativos porque são impossíveis na realidade. Além disso, a restrição do valor TMS foi incorporada indiretamente com a ajuda de funções de penalidade que minimizarão o CTI da melhor forma possível. Considera-se que a metodologia de ordenação dos pares de relés primários e de *backup* garantirá a coordenação dos relés.

$$\text{minimize}(OF) = \sum_{i=1}^N t_p^2 + t_b^2 \quad (5.3)$$

onde N é o número total de relés, t_p e t_b são os tempos de operação dos relés primário e *backup* respectivamente. Esta equação estará sujeita a algumas restrições que serão mostradas na seguinte seção.

5.2.2 Restrições de PC

A PC depende das medições de corrente (I) durante a operação normal do sistema de distribuição. Além disso, a relação entre a PC e a corrente I , mostrada na Equação 5.4, é chamada configuração de plugue (do inglês *Plug Setting Multiplier* (PSM))(CHOUHARY; DAS, 2021; SINGH; PANIGRAHI; ABHYANKAR, 2013). No entanto, neste trabalho não será considerado a configuração do transformador de corrente do relé. Dessa forma, a determinação da PC, estará restringida aos limites do PSM de acordo com a Equação 5.5. Onde o limite inferior PSM_i^{min} é 2.5 e o limite superior PSM_i^{max} é 3.0.

$$PC_i = PSM_i \times I_i \quad (5.4)$$

$$PSM_i^{min} \leq PSM_i \leq PSM_i^{max} \quad (5.5)$$

5.2.3 Restrições de Coordenação

Para evitar a perda de seletividade e segurança da operação, além de manter a coordenação, os relés devem respeitar o CTI. Dessa forma, o relé *backup* não vai operar antes do relé primário numa situação de falta. Considerando o CTI como 0.3 s, a Equação 5.6 mostra o critério a seguir.

$$\Delta t_{bp} = t_b - t_p \geq CTI_i \quad (5.6)$$

5.3 Metaheurísticas

Como está explicado na seção 5.1, o problema da coordenação torna-se num problema complexo pela natureza das variáveis e do número de possibilidades. Uma opção para problemas dessa natureza é resolver utilizando as metaheurísticas.

As metaheurísticas são métodos mais avançados que as heurísticas. Enquanto as heurísticas se aplicam apenas a um determinado problema, as metaheurísticas, principalmente estocásticas, são aplicadas da mesma forma a vários problemas diferentes. Estas são caracterizadas pelas seguintes propriedades (CHOPARD; TOMASSINI, 2018):

- Não ficam restritas às propriedades matemáticas da função objetivo.
- Usam poucos parâmetros para começar a busca das soluções. Estes influenciam a qualidade das soluções e a velocidade de convergência. No entanto, eles são geralmente desconhecidos e calculados empiricamente.
- É preciso inicializar a busca, pode ser uma solução aleatória.
- Existe uma condição de parada da busca por novas soluções.
- A implementação é geralmente fácil. E poderá ser usada em muitos problemas de mesma natureza.

Também, na realização da busca de soluções, as Metaheurísticas passam por 2 fases: diversificação, para encontrar soluções em todo o espaço de busca, e intensificação, para melhorar uma possível solução ótima. Existem vários algoritmos para resolver, mas neste trabalho será levado em conta o algoritmo de enxame de partículas.

5.4 Enxame de Partículas (PSO)

Uma das Metaheurísticas mais eficientes e simples é o Enxame de Partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization* (PSO)). PSO foi elaborado por James Kennedy e Russel Eberhart em 1995 (KENNEDY; EBERHART, 1995), emulando o comportamento dos animais, e o mesmo algoritmo é abordado e explicado em trabalhos diferentes (YANG, 2010; MIRJALILI JIN SONG DONG, 2020; CHOPARD; TOMASSINI, 2018). Através deste método, um conjunto de partículas realiza a busca de soluções ajustando sua trajetória de forma quase estocástica. Tendo uma tendência determinística de se mover para certas posições definidas pelo comportamento do próprio enxame, e também pela tendência de se mover aleatoriamente.

Cada partícula tem 2 valores importantes, sua posição e sua velocidade. A localização da partícula será definida por:

$$X(t+1) = X(t) + V(t+1) \quad (5.7)$$

onde $X(t)$ é definido como a posição e $V(t+1)$ mostra a nova velocidade da partícula para o movimento na direção à nova posição $X(t+1)$, definida para a iteração t . Cada partícula terá sua posição definida em um espaço de n dimensões, onde n é o número de variáveis.

A nova posição $X(t+1)$ da partícula será definida pela sua velocidade, que será composta por 3 tipos de comportamentos que se assemelham aos enxames de animais: inercial (a tendência de não alterar a velocidade atual da partícula), individual (o uso da própria inteligência para memorizar e procurar o melhor lugar que a partícula encontrou) e social (usar a memória coletiva e seguir a melhor solução encontrada por todos). Como resultado, o vetor velocidade de uma partícula é definido como:

$$V(t+1) = w \times V(t) + r_1 \times c_1 (P_{best} - X(t)) + r_2 \times c_2 (G_{best} - X(t)) \quad (5.8)$$

onde $V(t)$ é a velocidade da partícula na posição atual, w é o peso inercial, c_1 é o coeficiente individual, c_2 é o coeficiente social, r_1 e r_2 são números aleatórios entre 0 e 1, P_{best} é a melhor posição encontrada pela partícula na iteração t , e G_{best} é a melhor posição encontrada por todo o enxame na iteração t .

Sendo que na Equação 5.8 a parte individual é $r_1 \times c_1 (P_{best} - X(t))$, a parte social é $r_2 \times c_2 (G_{best} - X(t))$, e a parte inercial é $w \times V(t)$. Conforme explicado na seção 5.3, os coeficientes ou também chamados de hiper-parâmetros serão responsáveis por aumentar ou subtrair importância a cada um desses comportamentos das partículas e podem ser obtidos por

tentativa e erro ou por pesquisas já realizadas. Também pode ser otimizada (meta-otimização) para obter o melhor resultado (ZHANG; ISHIKAWA, 2008), mas a implementação pode ser muito complexa para o problema desenvolvido neste trabalho.

Em consequência, será considerado o método onde os coeficientes do PSO estarão sujeitos a uma variação linear durante as iterações para conseguir uma solução de forma mais rápida e eficiente chamado Enxame de Partículas com Coeficientes de Aceleração Variantes no Tempo (do inglês *Particle Swarm Optimization with Time-Varying Acceleration Coefficients* (PSO-TVAC)). Para começar, o coeficiente de inércia pode ser variável ao longo de todas as iterações (EBERHART; SHI, 2000). De forma que o coeficiente inercial diminui de w_{max} para w_{min} . Dessa forma, as partículas podem se mover facilmente na parte de pesquisa local em comparação da parte de pesquisa global do algoritmo.

$$w = w_{max} - (w_{max} - w_{min}) \times \frac{it}{it_{max}} \quad (5.9)$$

Assim como o coeficiente inercial pode mudar, os coeficientes c_1 e c_2 poderão modificar seus valores para melhorar o processo de busca (CHATURVEDI; PANDIT; SRIVASTAVA, 2009). Considerando que no início da busca de soluções é prioridade a pesquisa global ou diversificação, o valor de c_1 e c_2 será menor. Entretanto, na parte final do algoritmo, os valores baixos de c_1 e os valores altos de c_2 incentivarão a pesquisa local ou intensificação. As expressões que determinam os coeficientes serão:

$$\begin{cases} c_1 = c_{1i} + (c_{1f} - c_{1i}) \times \frac{it}{it_{max}} \\ c_2 = c_{2i} + (c_{2f} - c_{2i}) \times \frac{it}{it_{max}} \end{cases} \quad (5.10)$$

onde c_{1i} , c_{1f} , c_{2i} , e c_{2f} são os valores iniciais e finais dos coeficientes individual e social respectivamente. Considerando que it e it_{max} são os valores do número de iteração atual e número máximo de iterações.

5.5 Evolução Diferencial com Enxame de Partículas

Apesar das vantagens do PSO, o problema pode estar sujeito a uma convergência prematura e também pode precisar de uma maior aleatoriedade no processo de busca para encontrar melhores soluções. Para isso, pode se usar a ajuda de outra metaheurística. A Evolução Diferencial é um algoritmo criado por Storn e Price (STORN; PRICE, 1997). Similar a outro algoritmo popular conhecido como o Algoritmo Genético (do inglês *Genetic Algorithm* (GA) (GOLDBERG, 1989)) porque usa operadores como *crossover* ou *mutation*. Este algoritmo apresenta algumas vantagens como a melhoria na exploração local e a conservação da diversidade da população de partículas. Portanto, no trabalho de (LUITEL; VENAYAGAMOORTHY, 2008) é apresentado o DEPSO (do inglês *Differential Evolution Particle Swarm Optimization* (DEPSO))

que aproveita as vantagens da diversidade da população e o elitismo do *Differential Evolution* (DE), sem deixar de buscar uma solução através da memória social e individual do PSO. Para que a busca seja feita melhor e mais rápida.

Para esta integração, será usado um operador de DE chamado delta δ . Este operador consiste na seleção aleatória de 4 partículas da população e o cálculo de δ (Equação 5.11). Logo, um processo de mutação será realizado, obtendo $P(t+1)$ a partir da melhor posição obtida do enxame $G_{best}(t)$, somado com o operador δ calculado (Equação 5.12).

$$\delta = \frac{(X_1 - X_2) + (X_3 - X_4)}{2} \quad (5.11)$$

$$P(t+1) = G_{best}(t) + \delta \quad (5.12)$$

Estas variáveis calculadas e a posição atual são usados para conseguir uma nova partícula chamada partícula de teste T usando o operador *crossover* de acordo com o Algoritmo 9. Se esta nova partícula tivesse um melhor valor *fitness* do que a partícula obtida por PSO, vai ser a nova posição da partícula. Considerando que o valor *fitness* é o resultado de avaliar a posição da partícula na FO.

Algoritmo 9: Obtenção da partícula de teste com o Operador δ

Considerando p um número aleatório entre 0 e 1 para cada dimensão d das partículas avaliadas.

Sendo $T_d, P(t+1)_d, X(t+1)_d$ os valores da dimensão d de cada uma das partículas.

se $p < CR$ **então**

 Realizar a substituição usando a partícula obtida na Equação 5.12.

$T_d = P(t+1)_d$

senão

 Manter a Posição atual usando o resultado da Equação 5.7

$T_d = X(t+1)_d$

5.6 DEPSO Modificado Proposto

A metodologia proposta neste trabalho consiste na modificação da parte inicial do DEPSO com o uso de cálculo de TMS. Dessa forma, a única variável de decisão será o PC (ver Figura 18). A principal ideia desta proposta é diminuir o número de variáveis, de forma que todos os valores do TMS sejam calculados matematicamente sem precisar da metaheurística. Estas mesmas considerações foram usadas noutros trabalhos para atingir os parâmetros ótimos mantendo o valor do PC fixo (TAMBUN *et al.*, 2021; CHANDRARATNE *et al.*, 2021; SAMPAIO *et al.*, 2020; SHOBOLE *et al.*, 2020; GANGWAR; SARANGI, 2017). No entanto, a ideia nesta metodologia será utilizar as metaheurísticas para otimizar a variável PC, levando em conta que cada solução possível terá uns valores de TMS determinados que serão usados em conjunto para obter o valor *fitness*.

Para calcular os valores TMS, vai se ter em conta as restrições de coordenação usando o princípio de que o relé *backup* opera após o relé primário para uma falta determinada. Dessa forma, considera-se que o parâmetro TMS do relé primário será a referência e o valor a serem calculado será o parâmetro TMS do relé *backup*. Como resultado, a formulação matemática está exposta na Equação 5.13 onde o tempo de operação do relé primário t_p é calculado usando a Equação 5.2. Para o cálculo também será considerado que a PC de todos os relés será fixa e as correntes de curto-circuito calculadas na seção 4.4.

$$TMS_B = \frac{t_p + CTI}{0.14 \left(\frac{I_{CCB}}{PC_B} \right)^{0.02} - 1} \quad (5.13)$$

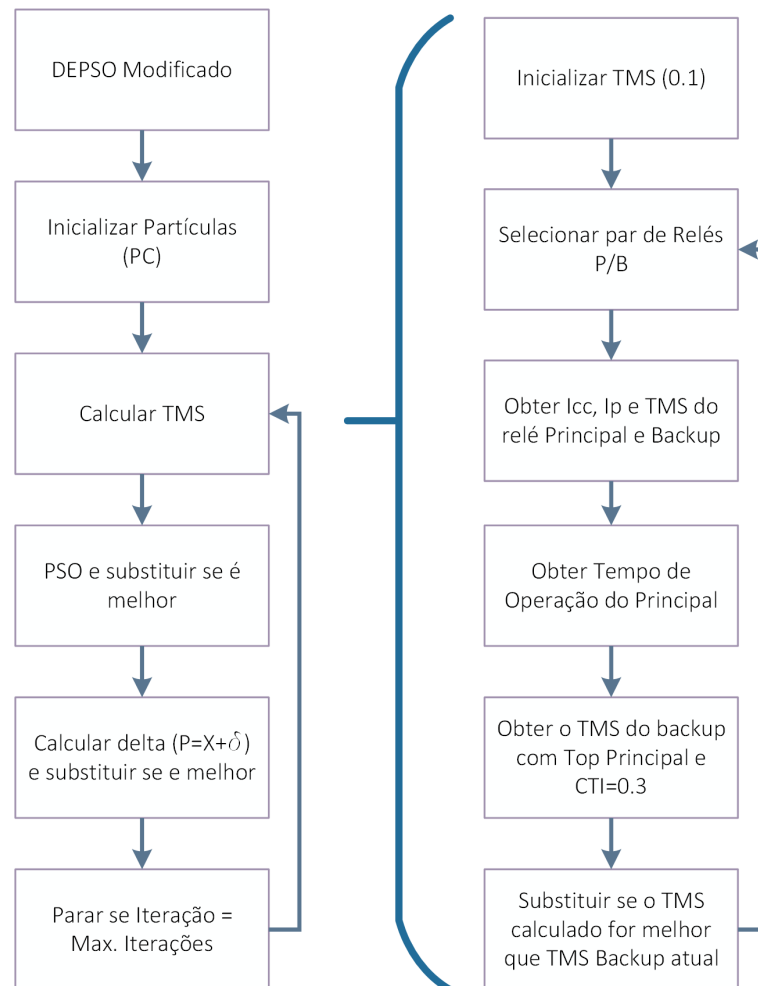


Figura 18 – Fluxograma da Metodologia DEPSO modificado proposto.

Nesta equação, uma das partes mais importantes é a determinação dos pares P/B da subseção 4.3.1.1, de modo que seja possível ter a certeza de atribuir os parâmetros calculados ao relé correto. A matriz obtida no Algoritmo 6 está corretamente ordenada para o cálculo do TMS,

e será realizado do último relé para os mais próximos da subestação. Os valores iniciais do TMS dos relés serão o valor mínimo de fábrica. Neste trabalho, o mínimo valor estabelecido é de 0.1 s.

O novo valor TMS calculado do relé backup será comparado como o valor TMS atual do relé backup, e só será substituído no caso de ser maior para garantir a correta coordenação dos relés. Já que neste trabalho é considerado que um relé a montante pode ter vários relés a jusante, portanto um relé pode ter vários valores TMS calculados, mas só o maior será o valor atribuído ao relé. Dessa maneira, o relé a montante mantém a coordenação com todos os relés a jusante levando em conta a restrição da subseção 5.2.3.

Logo, no cálculo de TMS, a metaheurística será responsável por obter melhores valores de PC mantendo os valores TMS fixos e usando a mesma metodologia exposta na seção 5.5 e de acordo com a Figura 18. DEPSO vai obter duas soluções possíveis, com PSO e usando o operador δ , e vai escolher a solução com melhor *fitness*. Desta forma, os parâmetros TMS e PC são obtidos em cada iteração para todos os relés instalados. Esta metodologia reduz o número de iterações necessárias para obter uma solução e também reduz o tempo computacional de cada iteração por possuir um número menor de variáveis de decisão. A metodologia proposta será usada no cálculo dos parâmetros dos relés de sobrecorrente nos capítulos seguintes.

5.7 Considerações Finais

Neste capítulo, foi exposta a nova metodologia proposta para calcular os ajustes ótimos dos relés de sobrecorrente PC e TMS. As metaheurísticas são ferramentas muito importantes no processo de otimização ao lidar com um problema complexo como o cálculo de ajustes de relés. Portanto, o algoritmo PSO é explicado primeiro, depois o operador delta é adicionado para obter o algoritmo DEPSO. Por fim, explica-se a nova metodologia e a implementação do cálculo TMS para melhorar o cálculo dos parâmetros. Essa metaheurística será usada sempre que for necessário calcular os parâmetros ótimos. No capítulo seguinte será mostrado o uso do esquema de proteção em diversos sistemas de teste estabelecidos pelo IEEE a fim de expor seu bom desempenho.

RESULTADOS

6.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo demonstrar o desempenho do esquema de proteção adaptativa no ajuste dos parâmetros dos relés de sobrecorrente PC e TMS. Serão utilizadas as metodologias explicadas nos capítulos anteriores. Para tanto, diferentes simulações computacionais serão realizadas através do uso dos softwares OpenDSS e Python.

6.2 O software *OpenDSS*

OpenDSS é um *software* de código aberto, quer dizer que pode ser usado e também modificado com o objetivo de acelerar a produtividade científica, integrando os recursos distribuídos e a modernização da rede. Primeiro foi desenvolvido pela empresa Electrotek Concepts Inc. em 1997 com o nome DSS. Após, foram adicionadas características para ajudar e garantir a análise de *smart grid*. Foi vendido à EPRI e em 2008 foi convertido num *software* de código aberto. Com respeito a sua utilização, *OpenDSS* é usado por sua facilidade para criar modelos de sistemas de distribuição e para a análise do planejamento da distribuição e qualidade da energia. No entanto, não faz simulações de transitórios eletromagnéticos. E sempre considerando que todas as análises são realizadas no domínio da frequência (MONTENEGRO *et al.*, 2022).

OpenDSS consegue realizar simulações do sistema definindo os elementos implementados. Entre eles, os elementos PDE (do inglês *Power Delivery Element*) são as linhas, transformadores, reatores e capacitores. Com esses elementos pode realizar as simulações de acordo com diferente tipo de modos:

- Fluxo de potência instantâneo
- Fluxo de potência diário

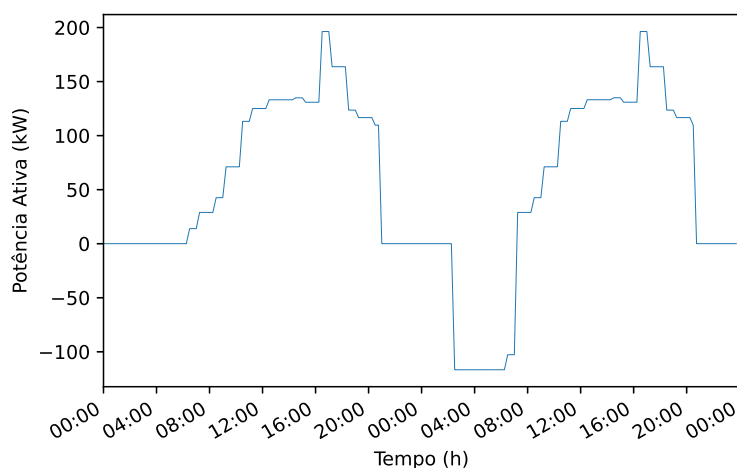
- Fluxo de potência anual
- Análise harmônica
- Análise Dinâmica
- Estudo de Curto-circuito

Além dos diferentes tipos de simulações, *OpenDSS* pode realizar essas simulações em conjunto com outros *softwares*, por exemplo MATLAB, Python, C e C++. Para isso, deve-se usar a plataforma COM (do inglês *Component Object Model*). Dessa forma, pode-se modificar os parâmetros e outros dados do sistema ao momento de realizar as simulações. Assim, será possível simular distintos cenários e também usar diferentes tipos de configurações dos elementos no sistema de forma mais prática. A biblioteca que pode ser usada como a plataforma COM é chamada *OpenDSSDirect.py*, não é a plataforma oficial do EPRI mas sua utilização é eficiente (MEIRA, 2022).

6.3 Especificações e Simulações do Sistema

O esquema de proteção adaptativa será implementado em diferentes sistemas de teste, levando em conta que os relés implementados são ajustados com a atuação temporizada baseada na curva normalmente inversa. Estes foram modificados com o objetivo de ter a possibilidade de obter diferentes topologias radiais e demonstrar a capacidade do esquema proposto. As *tie-lines* com chaves adicionais são colocadas para mostrar que o esquema responde a qualquer localização delas. Além disso, as linhas monitoradas pelos relés estarão sempre em funcionamento para todas as topologias. Os sistemas usados são de 34 e 123 barras do IEEE e um sistema do *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) de 329 barras.

Figura 19 – Potência Ativa do Gerador Distribuído.



Fonte: Elaborada pelo autor.

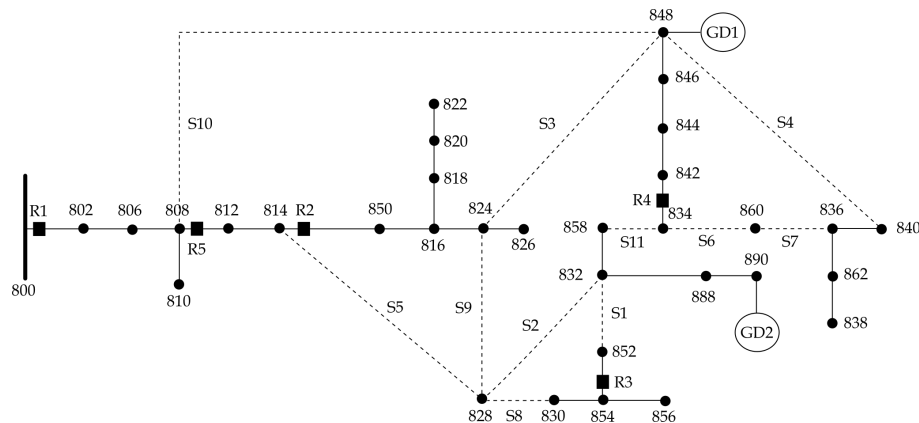
Para considerar a presença da GD nas redes de distribuição serão implementadas esta geração em cada circuito. Essas unidades de geração serão compostas por um sistema de armazenamento, ou baterias, e um sistema fotovoltaico. Esses elementos aparecem no *OpenDSS* como *PVSystem* e *Storage* e injetarão potência ativa com uma curva semelhante à Figura 19. Os níveis de penetração da GD serão calculados com a potência aparente da demanda total do sistema e da GD usando a equação do trabalho de [Raj et al. \(2019\)](#). De acordo com *OpenDSS*, o sistema de armazenamento inicia totalmente carregado e o ciclo de recarga é ausente nas primeiras 24 horas. Portanto, a simulação foi realizada em 48 horas e assim observar o comportamento completo da unidade geradora.

Deve-se notar que dentro do *OpenDSS* existem parâmetros importantes a serem considerados para os objetos *PVSystem* e *Storage*. Para *PVSystem* é importante definir a potência aparente e a tensão nominal, com fator de potência unitário. No caso do *Storage*, existe simplesmente um ciclo de carga e descarga, onde inicialmente está carregado. Definindo a tensão, a potência ativa e a capacidade de energia armazenada em kWh, a potência ativa é injetada até que a energia armazenada se esgote. No ciclo de carga neste trabalho, ou seja, na parte negativa, a carga é realizada com um fator de -1, o que indica que o processo de recarga é feito na potência máxima possível.

6.3.1 Sistema IEEE 34 Barras

Esse sistema possui aproximadamente 0.69 MVA de carga conectada, grande parte em 24.9 kV. Desse total, apenas 416 kVA estão em 4.16 kV. Além disso, possui dois reguladores de tensão e um transformador, com potência nominal de 0.5 MVA, aterrados em estrela em ambos os lados (24.9kV-4.16kV). Também 2 capacitores trifásicos de 300 e 450 kVAr. Ressalta-se que a carga e o transformador do ramal de 4.16 kV foram alterados. As demais informações do sistema podem ser vistas em [IEEE-TFWG \(2010\)](#).

Figura 20 – Sistema IEEE de 34 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor.

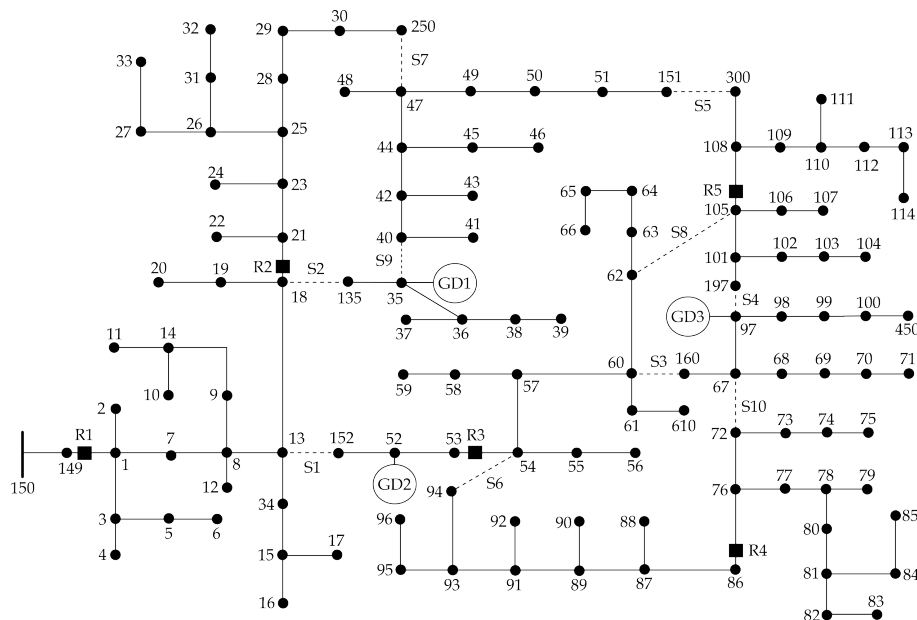
Para este estudo foram utilizados 5 relés de proteção. O relé principal R_1 está localizado

na primeira linha 800-802 e os outros relés R_2, \dots, R_5 estão monitorando as linhas: 814-850, 854-852, 834-842 e 808-812. Para permitir a reconfiguração da rede, as chaves foram colocados nas linhas 824-828, 828-830, 853-832, 858-834, 834-860 e 860-836. Além disso, os *tie-lines* localizados em 828-832, 824-848, 848-840, 815-828, 808-848 são adicionados ao circuito. Por fim, a GD está localizada nos nós 848 e 890 assim como no trabalho de [Alwash, Ramachandaramurthy e Mithulananthan \(2015\)](#). A GD1 e GD2 são compostos por um sistema PV de 300 kVA e o sistema de armazenamento de 300 kW.

6.3.2 Sistema IEEE 123 Barras

O modelo desenvolvido é usado no sistema de teste de 123 barras operando em uma tensão nominal de 4.16 kV, com uma demanda total de potência ativa de 3.49 MW e de potência reativa de 1.92 MVar. Além disso, possui quatro reguladores de tensão, um transformador de 150 kVA e quatro capacitores, um trifásico e três monofásicos. Na configuração original, existem dois linhas com chaves normalmente abertas para manobrar, 54-94 e 151-300. Além disso, a subestação localizada na barra 150 será a subestação principal para todo o sistema. As demais informações do sistema podem ser vistas em [IEEE-TFWG \(2010\)](#).

Figura 21 – Sistema IEEE de 123 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor.

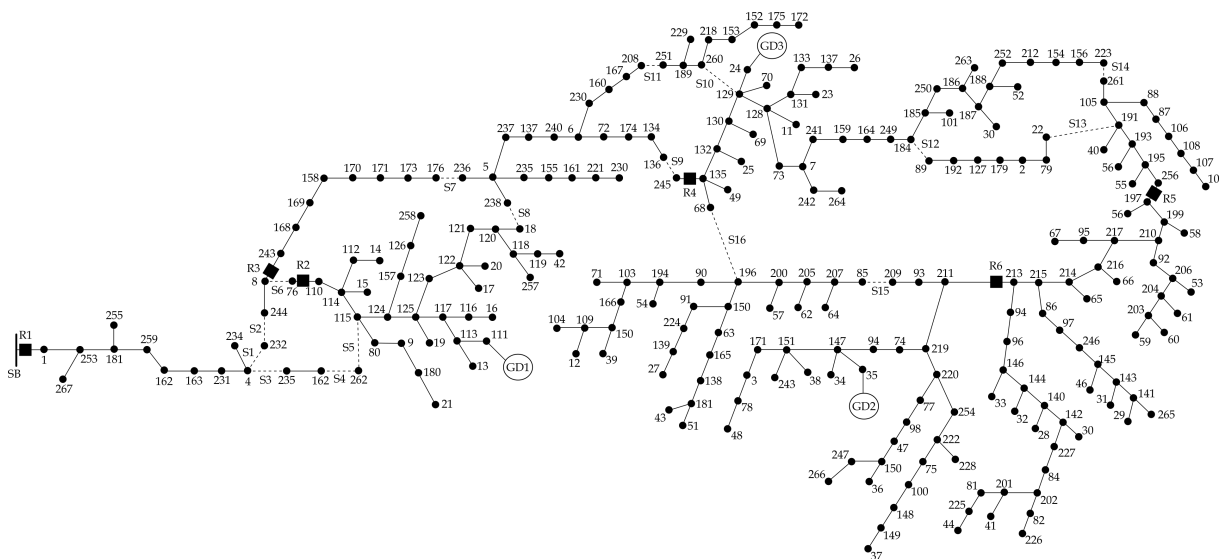
Para este estudo foram utilizados 5 relés de proteção. O relé principal R_1 está localizado após do regulador localizado entre as barras 150 e 149 e os outros relés R_2, \dots, R_5 estão monitorando as linhas: 18-21, 53-54, 76-86 e 105-108. Para permitir a reconfiguração da rede, chaves foram colocadas nas linhas 13-152, 18-135, 60-160, 97-197, 67-72 e 40-35. Além disso, as linhas 250-47 e 62-105 foram adicionadas ao circuito. Com relação a GD, 3 unidades geradoras foram

localizadas nos nós 35, 97 e 52 como no trabalho de [Jha et al. \(2019\)](#). Cada uma delas estão compostos por um sistema PV de 300 kVA e um sistema de armazenamento de 350 kW.

6.3.3 Sistema PNNL 329 Barras

O sistema de teste de 329 barras do PNNL, ou também *Feeder12 R3-12.47-2* modificado, é um sistema radial usado demonstrar a escalabilidade e bom desempenho, como em alguns trabalhos de otimização e controle de tensão ([JHA et al., 2019](#); [JHA; DUBEY; SCHNEIDER, 2020](#); [JHA, 2020](#)). O sistema de teste opera em uma tensão nominal de 12.47 kV, com uma demanda total de potência ativa de 4.62 MW e de potência reativa de 0.33 MVar. Também inclui um transformador na subestação, um banco de capacitores trifásico de 600 kVar e três capacitores monofásicos de 100 kVar. Este sistema inclui 329 nós e também 860 nós monofásicos. Comparado com os sistemas anteriores, este sistema de teste é significativamente grande com linhas e cargas trifásicas e monofásicas para demonstrar a correta operação dos dispositivos de proteção. As demais informações do sistema podem ser vistas em [PNNL \(2008\)](#), [Schneider \(2020\)](#).

Figura 22 – Sistema PNNL de 329 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor.

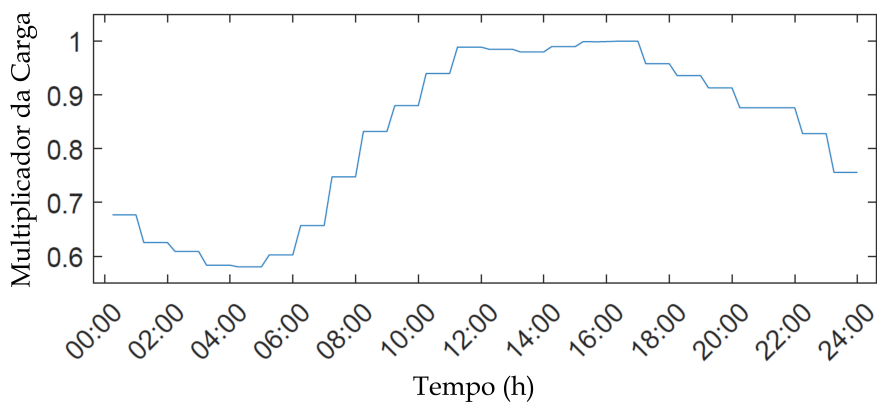
Para este estudo foram utilizados 6 relés de proteção. O relé principal R_1 está localizado na subestação e os outros relés R_2, R_3, \dots, R_6 estão monitorando as linhas: 76-110, 243-168, 245-135, 256-197, 213-211. Para permitir a reconfiguração da rede, as chaves foram colocadas nas linhas 223-261, 162-262, 208-251, 176-236, 232-244, 136-245, 4-232, 4-233, 209-85, 184-89, 8-76. Além disso, os *tie-lines* localizados em 115-262, 18-238, 68-196, 260-129, 22-191 são adicionados ao circuito. Por fim, a GD está conectada nas barras 111, 35 e 24 da mesma forma

que no trabalho de Jha *et al.* (2019). Da mesma forma que nos circuitos anteriores, cada GD está formada por um sistema PV de 300 kVA e um sistema de armazenamento de 350 kW.

6.3.4 Demanda do Sistema

O tempo de simulação estabelecido é de 24 horas, em intervalos de 15 minutos, e foi implementada a curva de demanda (Figura 23) que realizará a variação da carga durante todo o tempo. Em cada intervalo o mesmo nível de demanda será mantido até o próximo intervalo. Neste trabalho a demanda vai variar ao mesmo tempo e de forma homogênea em todas as cargas utilizando um fator ou multiplicador mostrada na Figura 23 que é determinado de 0 a 24 horas.

Figura 23 – Curva de Demanda



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4 Resultados

Usando os sistemas mostrados acima, os resultados são calculados com o método DEPSO modificado onde o número máximo de iterações é 100, o número de partículas é 100 e os parâmetros são definidos como: $w_{max} = 0.9$, $w_{min} = 0.4$, $c_{1f} = 0.02$, $c_{1i} = 0.25$, $c_{2f} = 0.55$, $c_{2i} = 0.02$, $CR = 0.7$. Lembrando que o valor do PSM é expresso como a relação entre a PC e a corrente de operação medida.

6.4.1 Sistema IEEE 34 Barras

Com as *tie-lines* localizadas no circuito, inicia-se a parte *off-line* do esquema adaptativo. De acordo com a Figura 20, o MCB encontrado no circuito consiste em 5 ciclos. A Tabela 2 mostra as chaves localizadas em cada um destes ciclos, que servirão para estabelecer as diferentes topologias existentes. Lembrando que em um ciclo pelo menos uma chave deve permanecer aberta para garantir a radialidade do sistema.

Para este caso, existem 11 chaves ao longo do circuito. Considerando que a Equação 4.3 mostra o número de chaves para garantir uma topologia radial e abastecer todos os consumidores,

Tabela 2 – MCB encontrado no sistema de 34 barras

Ciclo	Nós	Chaves
1	814, 850, 816, 824 e 828	sw5 e sw9
2	808, 812, 814, 850, 816, 824 e 848	sw3 e sw10
3	828, 830, 854, 852 e 832	sw1, sw2 e sw8
4	834, 860, 836, 840, 848, 846, 844 e 842	sw4, sw6 e sw7
5	824, 828, 832, 858, 834, 842, 844, 846 e 848	sw2, sw3, sw9 e sw11

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 3 – Subgrupos obtidos em cada grupo de pares de relés

Grupos	Pares de Relés (P/B)	Subgrupos de Topologias
1	[R1, R5], [R5, R2], [R2, R4] e [R4, R3]	[81, 82, 83] e [0, 2, 4, 39, 41, 43, 78, 79, 80, 84, 85, 86]
2	[R1, R5], [R5, R2], [R2, R3] e [R2, R4]	[5, 11], [12, 13, 14], [30, 31, 32], [1, 3, 7, 9] e [6, 8, 10, 33, 34, 35]
3	[R1, R4], [R1, R5], [R4, R3] e [R5, R2]	[90, 91, 92] e [15, 17, 19, 54, 56, 58, 87, 88, 89, 93, 94, 95]
4	[R1, R4], [R1, R5], [R5, R2] e [R2, R3]	[16, 18], [20, 29], [27, 28], [21, 23, 25] e [22, 24, 26]
5	[R1, R5], [R5, R2], [R2, R3] e [R3, R4]	[36, 37, 38]
6	[R1, R5], [R5, R2], [R5, R3] e [R2, R4]	[46, 48], [50, 53], [51, 52], [40, 42, 44] e [45, 47, 49]
7	[R1, R4], [R1, R5], [R5, R2] e [R5, R3]	[61, 63], [65, 68], [66, 67], [55, 57, 59] e [60, 62, 64]
8	[R1, R5], [R5, R2], [R5, R3] e [R5, R4]	[69, 70, 71] e [72, 73, 74]
9	[R1, R5], [R5, R2], [R5, R3] e [R3, R4]	[75, 76, 77]

Fonte: Dados da pesquisa.

cada topologia terá 6 chaves fechadas e 5 abertas. Você pode verificar isso sabendo que 5 linhas foram adicionadas ao sistema de teste original. A partir disso, são encontrados os subgrupos mencionados na Tabela 3. Os pares de relés são apresentados tendo em conta o formato [Relé de backup, Relé Primário], estes pares organizam todas as topologias em 9 grupos de pares de relés. Dentro de cada um dos grupos, existem diferentes subgrupos, conforme mostrado na terceira coluna. Neste caso pode-se observar que nos grupos 1 e 3 existem subgrupos com um grande número de topologias e o sistema poderia adotar essas topologias do mesmo subgrupo para evitar um grande impacto na proteção. Nesta última coluna estão as 96 topologias de 0 a 95, a partir das quais os respectivos parâmetros começarão a ser calculados.

Como exemplo das topologias encontradas está a Tabela 4, que mostra as topologias para o primeiro grupo de topologias conforme a Tabela 3, composta por 2 subgrupos onde 0 e 81 são as topologias de referência. Para o primeiro e segundo subgrupos, respectivamente. No primeiro subgrupo, cada uma das topologias têm as chaves 1, 3 e 11 fechados. Entretanto, no segundo subgrupo só está formado por 3 topologias e as chaves 2, 3, 8 e 11 estão fechados em todas as topologias. Portanto, se houver mais topologias em um subgrupo, pode haver mais chaves em comum entre elas. Cada uma das topologias é representada conforme mostrado na segunda coluna, caracterizada pelos 6 chaves que estão fechadas. No total, foram encontrados 28 subgrupos, portanto, seriam 28 topologias de referência que determinariam os parâmetros das demais topologias do mesmo subgrupo.

A Tabela 5 mostra as correntes de curto-circuito para todas as topologias de referência dos 28 subgrupos. Em relação à corrente máxima, mostra-se que no caso do relé 1 a corrente

Tabela 4 – Subgrupos de topologias obtidos do grupo 1

SG.	Topol.	Chaves fechadas	
1	0	sw1, sw3, sw6, sw7, sw9 e sw11	
	2	sw1, sw3, sw4, sw6, sw9 e sw11	
	4	sw1, sw3, sw4, sw7, sw9 e sw11	
	39	sw1, sw3, sw5, sw6, sw7 e sw11	
	41	sw1, sw3, sw4, sw5, sw6 e sw11	
	43	sw1, sw3, sw4, sw5, sw7 e sw11	
	78	sw1, sw2, sw3, sw6, sw7 e sw11	
	79	sw1, sw2, sw3, sw4, sw6 e sw11	
	80	sw1, sw2, sw3, sw4, sw7 e sw11	
	84	sw1, sw3, sw6, sw7, sw8 e sw11	
	85	sw1, sw3, sw4, sw6, sw8 e sw11	
	86	sw1, sw3, sw4, sw7, sw8 e sw11	
	2	81	sw2, sw3, sw6, sw7, sw8 e sw11
		82	sw2, sw3, sw4, sw6, sw8 e sw11
83		sw2, sw3, sw4, sw7, sw8 e sw11	

Tabela 5 – Correntes de Curto-circuito em kA para as Topologias de Referência

Top. Ref.	R1		R2		R3		R4		R5	
	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min
0	23016.80	230.50	556.05	215.33	327.55	227.90	464.40	224.57	806.63	230.90
1	23016.80	230.58	556.05	215.39	354.16	245.33	463.65	313.19	806.63	230.98
5	23016.80	230.60	556.05	215.41	354.15	245.32	463.13	463.13	806.63	231.00
6	23016.80	230.58	556.05	215.40	344.81	344.08	464.35	224.23	806.63	230.98
12	23016.80	228.91	556.05	216.31	347.32	204.13	463.55	312.50	806.63	229.29
15	23016.80	240.74	548.73	198.06	578.68	403.27	1346.58	323.46	799.20	212.31
16	23016.80	236.94	551.72	206.46	354.87	247.88	1344.57	834.33	802.33	221.35
20	23016.80	236.96	551.71	206.46	354.86	247.88	1343.26	1343.26	802.32	221.34
21	23016.80	240.41	548.88	198.72	345.51	344.80	1346.44	322.98	799.37	213.03
22	23016.80	237.02	551.72	206.53	345.19	344.47	1344.56	834.30	802.33	221.43
27	23016.80	237.10	551.72	207.22	347.75	206.71	1344.32	833.68	802.33	221.03
30	23016.80	230.59	556.05	215.40	354.15	245.35	466.75	440.70	806.63	230.99
36	23016.80	225.69	556.05	214.32	351.35	211.56	316.57	304.80	806.63	226.07
40	23016.80	230.72	556.05	203.94	384.42	265.38	462.53	313.22	806.63	231.12
45	23016.80	230.60	556.05	214.31	375.49	374.63	464.27	224.23	806.63	231.00
46	23016.80	230.80	556.05	203.87	375.43	374.58	462.51	313.19	806.63	231.20
50	23016.80	230.82	556.05	203.89	375.43	374.57	461.99	461.99	806.63	231.22
51	23016.80	231.65	556.05	203.28	378.10	214.72	462.28	312.55	806.63	232.05
55	23016.80	237.00	551.72	194.75	385.09	267.71	1344.57	834.30	802.33	221.41
60	23016.80	240.42	548.88	197.59	376.15	375.30	1346.44	322.98	799.37	213.03
61	23016.80	237.08	551.72	194.68	375.82	374.97	1344.55	834.27	802.33	221.49
65	23016.80	237.10	551.71	194.68	375.82	374.96	1343.23	1343.23	802.32	221.49
66	23016.80	237.79	551.72	194.21	378.51	217.12	1344.30	833.65	802.33	222.20
69	23016.80	230.81	556.05	190.71	384.40	265.33	522.49	490.33	806.63	231.21
72	23016.80	230.89	556.05	190.65	375.41	374.55	522.48	490.31	806.63	231.29
75	23016.80	232.47	556.05	189.63	382.29	222.40	343.40	329.68	806.63	232.87
81	23016.80	230.57	556.05	215.39	317.94	317.32	464.40	224.59	806.63	230.97
90	23016.80	241.05	548.70	197.90	578.72	576.71	1346.57	323.52	799.18	212.14

Tabela 6 – Valores de parâmetros para as Topologias de Referência

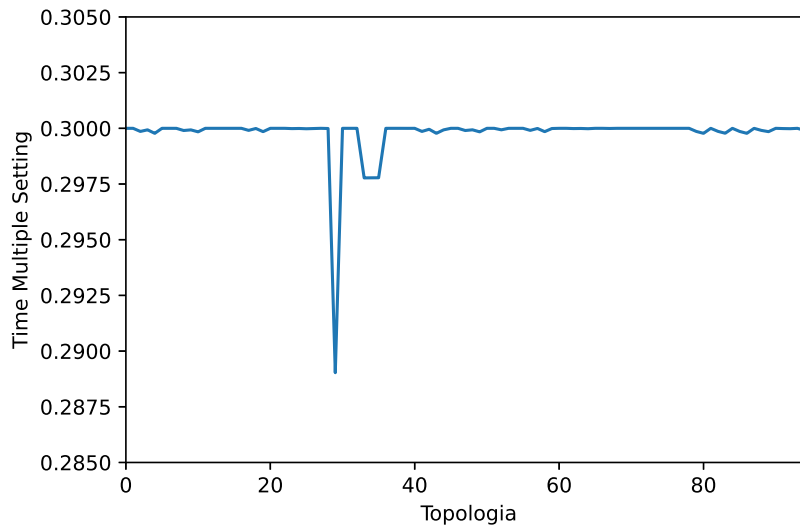
Top. Ref.	R1		R2		R3		R4		R5	
	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS
0	2.60	0.273	2.97	0.121	2.54	0.100	2.89	0.124	2.96	0.177
1	2.99	0.227	2.56	0.105	3.00	0.100	2.50	0.100	2.99	0.151
5	3.00	0.221	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	3.00	0.146
6	3.00	0.234	2.80	0.107	2.50	0.100	2.50	0.100	3.00	0.159
12	2.97	0.220	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	3.00	0.144
15	2.54	0.221	2.50	0.100	2.50	0.100	3.00	0.154	2.86	0.215
16	2.97	0.216	2.68	0.102	2.50	0.100	2.52	0.100	2.96	0.180
20	3.00	0.215	2.77	0.100	2.57	0.100	2.51	0.100	3.00	0.179
21	2.92	0.228	3.00	0.130	2.50	0.100	2.50	0.100	2.90	0.245
22	2.76	0.223	2.60	0.100	2.50	0.100	2.57	0.100	2.95	0.177
27	2.81	0.242	2.94	0.124	2.50	0.100	2.50	0.100	2.99	0.203
30	3.00	0.237	2.52	0.118	2.50	0.100	2.50	0.100	2.99	0.162
36	2.78	0.256	2.93	0.120	2.70	0.114	2.51	0.100	2.98	0.173
40	2.70	0.235	2.96	0.107	2.64	0.100	2.50	0.100	2.50	0.161
45	2.97	0.240	2.93	0.106	2.59	0.100	2.50	0.100	2.50	0.180
46	2.57	0.252	2.98	0.119	2.56	0.100	2.50	0.100	2.52	0.171
50	2.99	0.220	2.97	0.106	2.88	0.100	2.50	0.100	2.61	0.156
51	2.68	0.242	2.91	0.121	2.50	0.100	2.50	0.100	2.54	0.168
55	3.00	0.194	2.50	0.100	2.54	0.100	2.51	0.100	2.73	0.158
60	3.00	0.200	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.90	0.204
61	3.00	0.193	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.91	0.152
65	3.00	0.193	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.93	0.152
66	3.00	0.189	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.83	0.150
69	2.62	0.201	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.123
72	2.99	0.186	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.122
75	2.51	0.215	2.57	0.100	2.88	0.112	2.50	0.100	2.99	0.122
81	2.77	0.261	2.91	0.119	2.78	0.100	2.97	0.117	2.97	0.174
90	2.73	0.212	2.50	0.100	2.50	0.100	2.91	0.151	2.96	0.213

permanece inalterada, enquanto nos demais relés há uma variação. Dada a distribuição dos relés mostrada na Figura 20, os relés 5 e 2 não têm uma variação considerável, o relé 3 tem níveis de curto-circuito quase constantes exceto em algumas topologias que aumentam acima da média. Além disso, o relé 4 tem uma variação mais considerável pois para todas as topologias pode ser o último relé, ou também pode estar localizado no meio do circuito, e suas correntes podem ser muito altas. Em relação à corrente mínima, estas tendem a diminuir consideravelmente exceto em alguns casos como o relé 4 da topologia 20 onde seus níveis de curto-circuito são mantidos. A diferença da corrente de curto-circuito máxima e mínima é menor nos últimos relés em comparação aos relés mais próximos da subestação. Isso pode fazer com que os tempos de atuação dos relés tenham variações indesejáveis, afetando a coordenação, principalmente se a corrente de curto-circuito for muito próxima de PC. Isso deve ser considerado para evitar erros na restrição de coordenação.

A Tabela 6 mostra os valores dos parâmetros das topologias de referência calculados usando o DEPSO modificado. Na Tabela 6, o parâmetro PSM está na faixa de 2.5 e 3.0. Além disso, a Tabela 6 mostra os valores TMS dos relés onde os valores 0.10 são atribuídos aos relés

que estão localizados por último e a partir destes serão calculados os localizados a montante. Portanto, os relés mais próximos da subestação possuem o maior valor de TMS. Porém, nem sempre os relés 3 e 4 estão localizados no final da rede, pois para algumas topologias não adotam o valor 0.1 como é o caso das topologias 0, 15, 36, 75, 81 e 90. Além disso, o relé 2 pode ser o último relé mas não com tanta frequência quanto os relés 3 e 4, pois em 50% dos casos adota o valor de 0.1.

Figura 24 – Δt_{bp} mínimo para todas as topologias

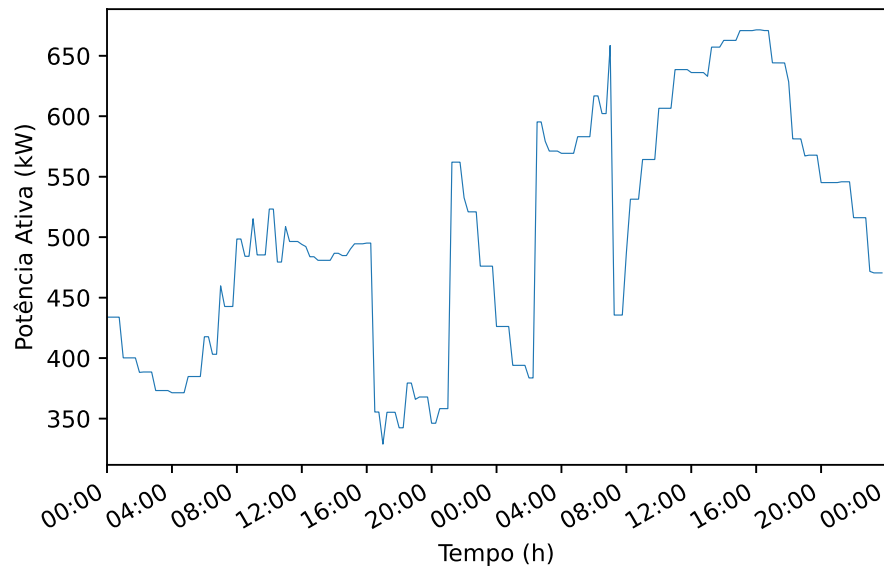


Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 24 mostra a variação do Δt_{bp} mínimo nas 96 topologias encontradas para avaliar o erro, ou a diferença entre Δt_{bp} e $CTI = 0.3$, na atribuição dos parâmetros PC e TMS. De acordo com esta figura, existem 4 topologias que possuem um erro maior que a média. O erro nas topologias 33, 34 e 35 é de 0.2976 e na topologia 29 é de 0.2891, resultando em um erro de 0.80 % e 3.66 % respectivamente. Portanto, os resultados são aceitáveis considerando o número inicial de topologias encontradas no circuito. Essas pequenas variações do Δt_{bp} para as topologias de um mesmo subgrupo podem ser causadas pela variação da impedância de curto-circuito causada pela variação das linhas entre uma topologia e outra. Isso pode diminuir ou aumentar os tempos de atuação dos relés primário e de backup. Além disso, é possível que alguns elementos de transmissão, como transformadores, estejam presentes no cálculo de curto-circuito para uma topologia e não para outra. Por último, visto que o cálculo dos parâmetros é regido pela barra onde ocorre a corrente máxima de falta na topologia de referência, é possível que a corrente máxima de uma topologia do mesmo subgrupo ocorra em uma barra diferente. Por conseguinte, isso alterará os tempos de atuação em esta topologia, podendo reduzir a margem de coordenação ou Δt_{bp} .

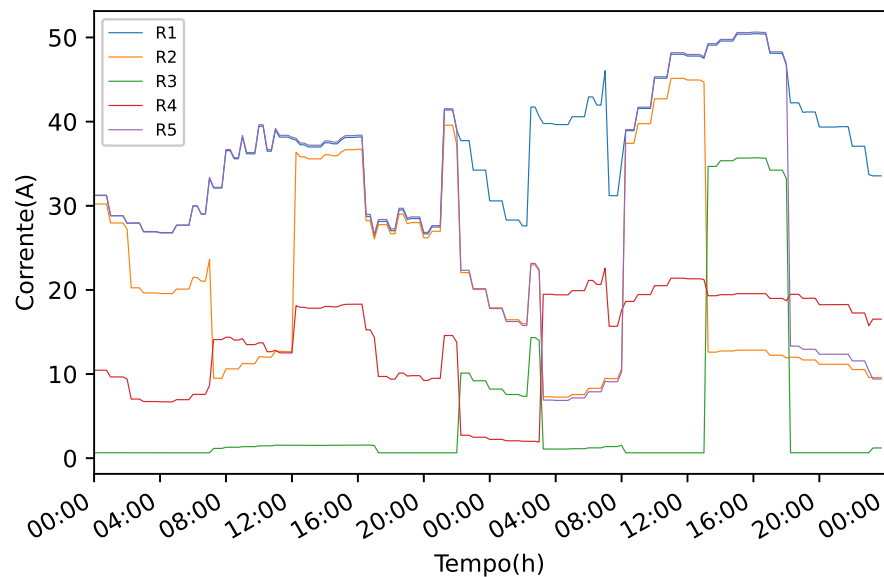
Para a simulação, a demanda mostrada na Figura 23 será mantida por 48 horas, e a GD diminuirá a potência fornecida pela subestação principal nos horários em que estiver ligada. A Figura 25 mostra a potência ativa que a subestação injeta ao longo da simulação na fase A, dando

Figura 25 – Potência Ativa da Subestação Principal na Fase A



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 26 – Correntes de Operação do Circuito

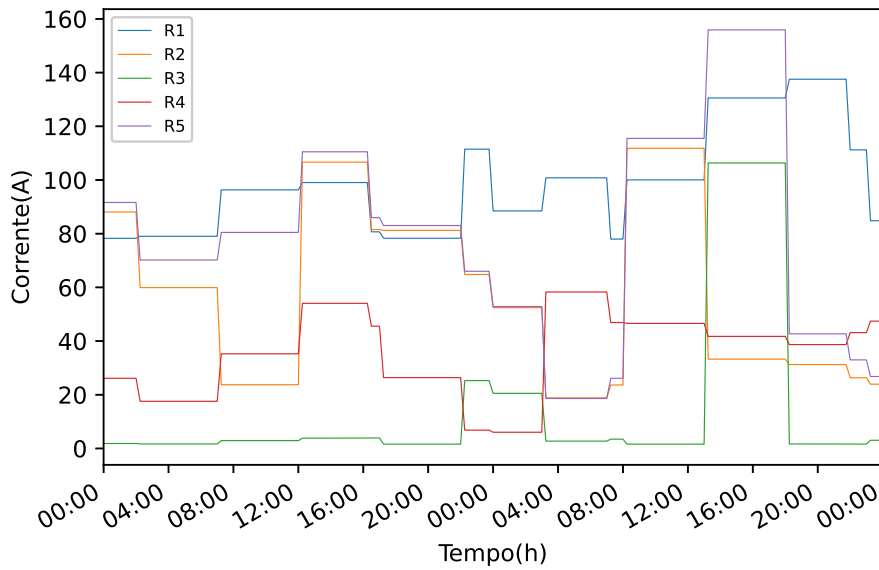


Fonte: Elaborada pelo autor.

uma ideia de como a GD influencia e assim também os parâmetros do relé. Nesta simulação, o GD começa a atuar desde o início da simulação até as 8:15 AM do segundo dia. Pode-se observar que a GD diminui a potência fornecida pela subestação a partir das 11:00 AM até as 9:00 PM, embora durante a madrugada o aumento de potência se deva à fase de recarga do sistema de baterias, aproveitando a redução da demanda.

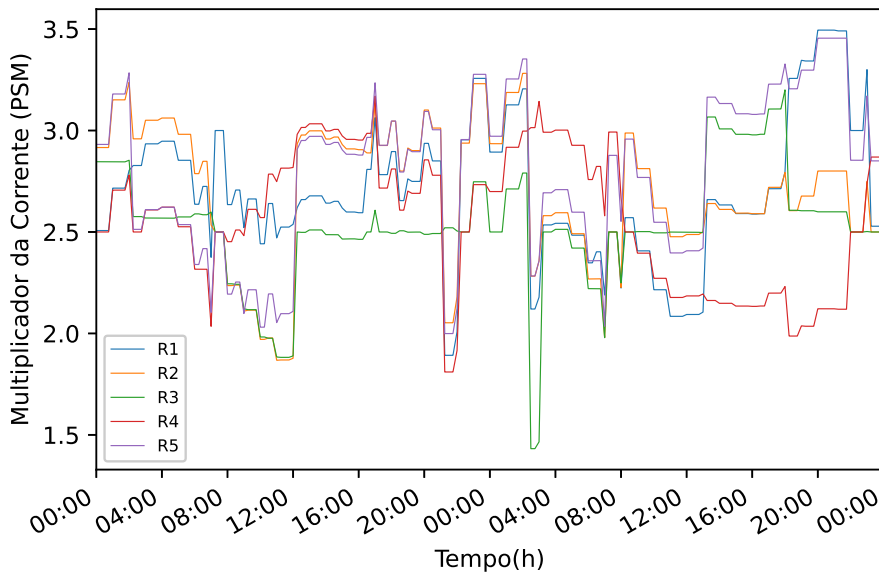
Os parâmetros do relé calculados na parte off-line serão utilizados quando a simulação começar na parte online. Os parâmetros da Equação 3.2 e da Figura 8 neste sistema, cumprindo a

Figura 27 – Parâmetro PC dos Relés de Proteção



Fonte: Elaborada pelo autor.

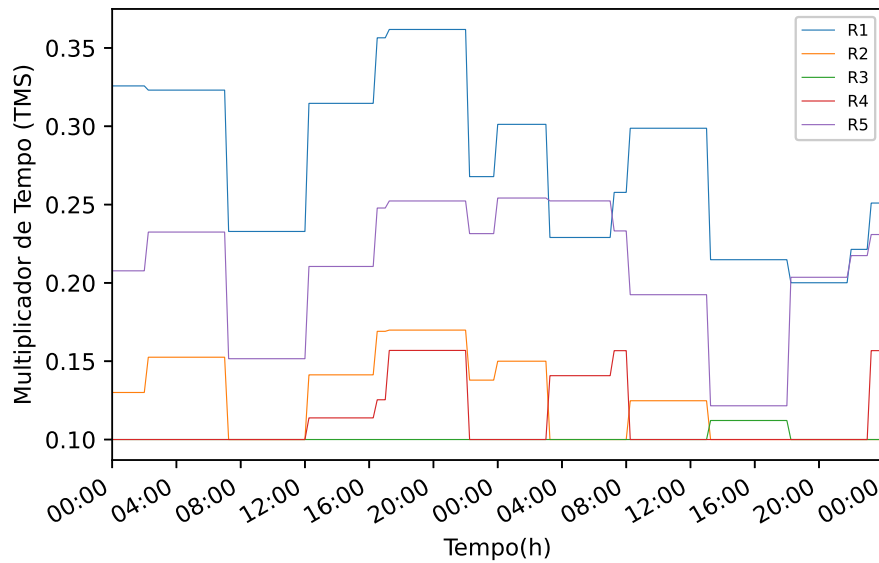
Figura 28 – Comportamento do PSM



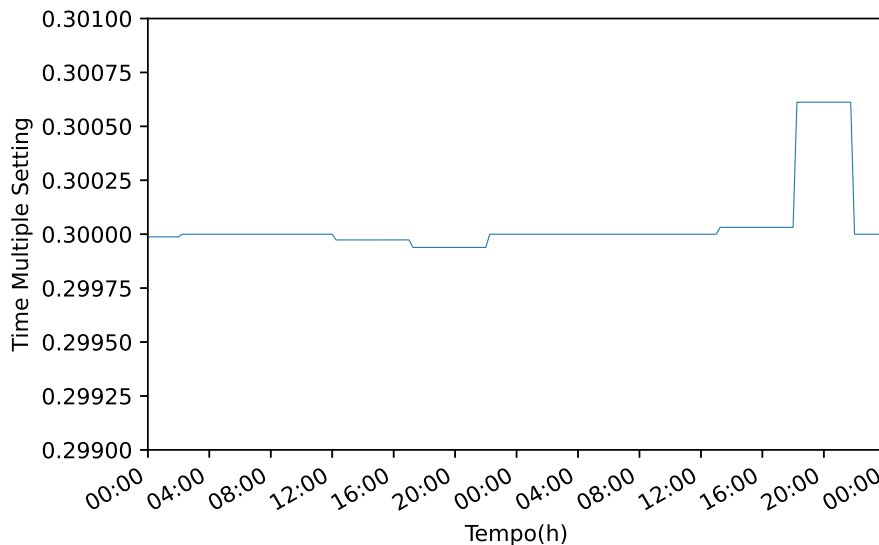
Fonte: Elaborada pelo autor.

Equação 3.3, são: $a = 1.6$, $b = 3.0$, $c = 2.5$, $d = 1.25$, $e = 3.5$. As correntes de operação medidas pelos relés durante esta simulação são mostradas na Figura 26, onde é observado o impacto das mudanças na topologia e também a influência da variação da demanda. Como pode ser visto, a corrente em R3 pode ser a mais baixa possível durante grande parte da simulação e também pode exceder a corrente em R4 e R2 após as 1:00 PM do segundo dia. Isso mostra que diferentes topologias em um mesmo circuito alteram radicalmente os parâmetros dos relés. No entanto, pequenas variações causadas pela demanda ao longo do tempo, por exemplo o relé R4 entre 8:00 AM e 12:00 PM do primeiro dia, permitem que os ajustes sejam mantidos e é demonstrado na

Figura 29 – Valor do Parâmetro TMS



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 30 – Δt_{bp} mínimo durante a simulação

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 27. A Figura 28 verifica que a relação PSM está entre 3.5 e 1.25.

O segundo parâmetro TMS é mostrado na Figura 29, onde pode-se observar que o valor TMS de todos os relés é sempre maior ou igual a 0.1. Os relés R2, R3 e R4 ao longo do tempo podem ser os últimos relés do circuito, e com mais frequência os relés R3 e R4. Este valor TMS impacta diretamente no valor do tempo de operação, comparado ao PC, portanto é um ótimo indicador na hora de avaliar a hierarquia dos relés desde o mais próximo da subestação até os últimos relés na rede de distribuição radial. O relé R5 geralmente está supervisionado por o relé R1, sempre que a topologia tenha o *switch* S10 aberto. Entretanto, em alguns casos o valor TMS

do relé R5 pode ser maior que o relé R1 como às 4:00 AM do segundo dia. Isso pode acontecer porque a corrente de operação do relé R1 é muito maior que a do relé R5, quando geralmente são semelhantes. Considerando que as correntes de curto-circuito medidas pelo relé R5 tem pouca variação, o relé R5 nesta topologia 94 tem uma corrente muito baixa e causará um PC baixo e também poderá ser o mesmo do relé R2. Portanto, a restrição de coordenação forçará o valor TMS do relé R5 a aumentar e, como o PC é baixo, não afetará a coordenação entre R1 e R5. Somente se a coordenação ou as restrições atuais forem violadas, esta situação resultará em um recálculo das configurações.

O algoritmo mantém os tempos de coordenação dentro das margens considerando neste sistema que $\Delta t_{min} = 0.299$, e pode ser verificado na Figura 30. Para este caso, Δt_{bp} permanece estável durante a simulação em torno de 0.3s e com leve elevação para a noite do segundo dia. Além disso, as mudanças de topologia no primeiro dia às 2:15 AM, 12:15 PM, 5:15 PM e 10:15 PM, conforme à 31, mostram que o algoritmo permite o valor de Δt_{bp} permanece acima do valor mínimo.

Figura 31 – Registro de eventos durante a simulação

Tempo Evento	Top	Comentário
12:00 a. m. Topologia Inicial Assignada	10	Início da simulação e Reajuste por lop e lcc
2:15 a. m. Mudança de Topologia	46	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc
7:15 a. m. Mudança de Topologia	69	Nova Topologia e Reajuste por lop
12:15 p. m. Mudança de Topologia	2	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc
4:30 p. m. Corrente de Operação fora das margens	2	Realização do Reajuste
5:15 p. m. Mudança de Topologia	83	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc
10:15 p. m. Mudança de Topologia	29	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc
12:00 a. m. Corrente de Operação fora das margens	29	Realização do Reajuste
3:15 a. m. Mudança de Topologia	94	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc
7:15 a. m. Corrente de Operação fora das margens	94	Realização do Reajuste
8:15 a. m. Mudança de Topologia	35	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc
		Desligamento da GD
1:15 p. m. Mudança de Topologia	76	Nova Topologia sem Reajuste
6:15 p. m. Mudança de Topologia	62	Nova Topologia sem Reajuste
10:00 p. m. Corrente de Operação fora das margens	62	Realização do Reajuste
11:15 p. m. Mudança de Topologia	56	Nova Topologia e Reajuste por lop e lcc

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para analisar o caso de uma topologia, pode-se tomar como exemplo a topologia inicial 10, que se mantém até as 2:15 AM do primeiro dia conforme Figura 31 (Iop é a corrente de operação e lcc é a corrente de curto-circuito.). Esta topologia está localizada dentro do grupo 2 e a topologia de referência é 6 conforme a Tabela 3. Considerando isso, os relés são ordenados como R1-R5-R2-(R3,R4) e também a Tabela 6 mostra os parâmetros para sua topologia de referência. A Figura 29 mostra que a ordem dos relés respeita o anterior e que os últimos relés são R3 e R4. Embora os valores de TMS possam ser um bom indicador, nem sempre indicarão quais relés estão localizados a montante e a jusante.

Durante a mudança para a topologia 46, ocorre uma reconfiguração dos parâmetros devido ao cruzamento dos limites (neste caso pela corrente de operação e pelos níveis de curto-

circuito) e são determinados os valores de PSM na faixa mencionada de 2.5 e 3.0. Porém, após a mudança esses valores podem variar conforme mostra a Figura 28.

A inclusão do GD impacta diretamente na coordenação variando as correntes de falta, então é normal que cada mudança de topologia exija reajuste por I_{cc} como acontece no primeiro dia. Porém, sem a GD é provável que não seja necessário um reajuste e se for, seria apenas por causa do I_{op} . Além disso, como os cálculos são feitos quando a demanda está no valor nominal, se as mudanças ocorrerem neste momento é mais provável que não seja necessário nenhum reajuste. Isso é demonstrado na Figura 31 para as topologias 76 e 62, onde após a mudança para a topologia 35 não é necessário mais nenhum reajuste até as 10:00 PM e apenas os ajustes da parte *off-line* são necessários.

6.4.2 Sistema IEEE 123 Barras

Para este caso, apenas algumas chaves foram adicionadas aos existentes, sendo mais conservadores do que no caso anterior. Com base no circuito mostrado na Figura 21, o MCB obtido está formado por os ciclos mostrados na Tabela 7. Desses 4 ciclos, pode-se mencionar que o quarto ciclo está localizado no centro e compartilha algumas chaves com os ciclos 1 (S2 e S9) e 2 (S8). Além disso, é circundado pelo primeiro ciclo na parte superior e os demais na parte inferior.

Tabela 7 – MCB encontrado no sistema de 123 barras

Ciclos	Nós	Chaves
1	25, 47, 250, 23, 18 e 44	<i>sw7</i> , <i>sw2</i> e <i>sw9</i>
2	101, 105, 97, 160, 60, 67 e 62	<i>sw8</i> , <i>sw3</i> e <i>sw4</i>
3	76, 57, 94, 72, 160, 93, 91, 60, 67 e 54	<i>sw10</i> , <i>sw6</i> e <i>sw3</i>
4	47, 18, 44, 105, 57, 53, 13, 60, 62, 300 e 54	<i>sw8</i> , <i>sw5</i> , <i>sw1</i> , <i>sw2</i> e <i>sw9</i>

Fonte: Dados da pesquisa.

Para este caso, existem 10 chaves no circuito e calcula-se que cada topologia radial deve ter 6 chaves. Fazendo essas considerações está a Tabela 8, onde são obtidas 79 topologias ordenadas em 10 grupos e com um total de 21 subgrupos. A maioria dessas topologias está no segundo grupo, com 4 grandes subgrupos. Embora se consigam vários subgrupos para evitar reajustes múltiplos, também podem ser encontrados casos como os grupos 9 e 10, que possuem apenas 1 subgrupo com 1 topologia. Pode-se dizer que são casos isolados e que mostram a diversidade das possíveis topologias que podem ser encontradas.

Nesta ocasião, pode-se tomar como exemplo o primeiro grupo encontrado, que é mostrado na Tabela 9. Este grupo é composto por 2 subgrupos onde 4 e 0 são as topologias de referência para o primeiro e segundo subgrupos respectivamente. Pode-se observar que a diferença entre esses 2 subgrupos está na influência do *switch* S6 que torna necessário que o grupo seja dividido em 2 subgrupos. Em comparação, pode-se observar que para o grupo 1 existem várias trocas das

Tabela 8 – Subgrupos obtidos em cada grupo de pares de relés

Grupos	Pares de Relé (P/B)	Subgrupos de Topologias
1	[R1, R2], [R2, R5], [R5, R3] e [R5, R4]	[4, 5, 16, 17, 32, 33], [0, 1, 8, 9, 22, 23, 36, 37]
2	[R1, R2], [R1, R3], [R3, R4] e [R3, R5]	[2, 3, 6, 7, 10, 11, 18, 19, 24, 25, 34, 35, 38, 39], [44, 47, 50, 55, 59, 66, 69], [45, 53, 64, 72, 74, 77], [42, 48, 57, 67, 71, 73, 75, 78]
3	[R1, R2], [R1, R3], [R2, R5] e [R3, R4]	[26, 27], [12, 13] e [14, 15, 40, 41]
4	[R1, R2], [R1, R3], [R2, R5] e [R5, R4]	[20, 21]
5	[R1, R2], [R2, R5], [R5, R4] e [R4, R3]	[28, 29]
6	[R1, R2], [R1, R3], [R3, R4] e [R4, R5]	[30, 31], [63] e [61, 76]
7	[R1, R2], [R1, R5], [R5, R3] e [R5, R4]	[46, 54, 65] e [43, 49, 58, 68]
8	[R1, R2], [R1, R3], [R1, R5] e [R3, R4]	[51], [60] e [52, 70]
9	[R1, R2], [R1, R3], [R1, R5] e [R5, R4]	[56]
10	[R1, R2], [R1, R5], [R5, R4] e [R4, R3]	[62]

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 9 – Subgrupos de topologias obtidos do grupo 1

SG.	Topol.	Chaves fechados
1	4	sw7, sw8, sw10, sw3, sw5 e sw2
	5	sw7, sw8, sw10, sw3, sw5 e sw9
	16	sw7, sw4, sw10, sw8, sw5 e sw2
	17	sw7, sw4, sw10, sw8, sw5 e sw9
	32	sw7, sw4, sw10, sw3, sw5 e sw2
	33	sw7, sw4, sw10, sw3, sw5 e sw9
2	0	sw7, sw8, sw10, sw6, sw5 e sw2
	1	sw7, sw8, sw10, sw6, sw5 e sw9
	8	sw7, sw8, sw6, sw3, sw5 e sw2
	9	sw7, sw8, sw6, sw3, sw5 e sw9
	22	sw7, sw4, sw6, sw8, sw5 e sw2
	23	sw7, sw4, sw6, sw8, sw5 e sw9
	36	sw7, sw4, sw6, sw3, sw5 e sw2
37	sw7, sw4, sw6, sw3, sw5 e sw9	

chaves S3, S4 e S8, que são os que pertencem ao ciclo 2. No entanto, a variação é suficientemente baixa para mantê-los dentro do mesmo subgrupo. Para o segundo subgrupo ocorre da mesma forma, embora com uma ligeira alteração na inclusão do *switch* S6.

Com os subgrupos obtidos, será necessário obter a Tabela 10 para as 21 topologias de referência. Dada a complexidade do circuito, pode-se observar que as correntes de curto-circuito podem ter uma grande variação e que o relé R1 é o único com correntes mínimas e máximas praticamente estáveis. No entanto, isso não resulta em problema, pois eles são considerados no cálculo dos parâmetros. Por exemplo, deve-se observar que existem correntes baixas como na topologia 62 ou 28 que podem estar próximas da corrente de operação do relé. Além disso, o impacto da impedância do transformador durante um curto-circuito também será considerado, pois pode diminuir a sensibilidade da proteção na região próxima à barra 60.

A Tabela 11 mostra os valores dos parâmetros das topologias de referência calculados

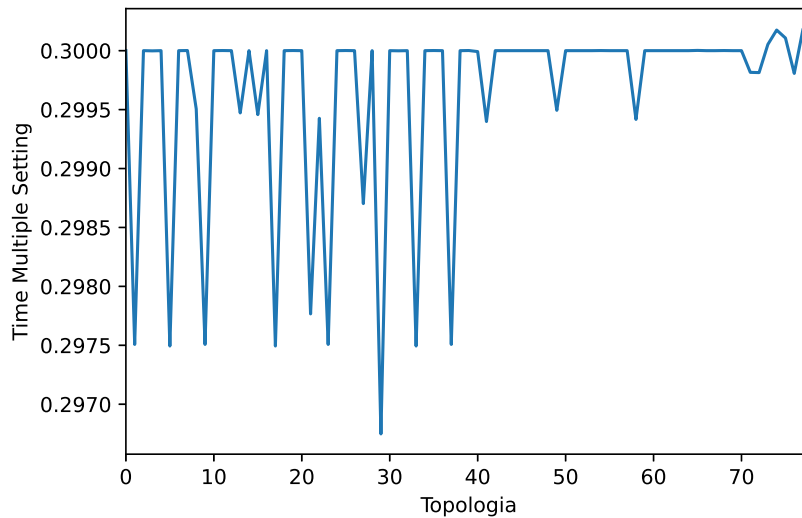
Tabela 10 – Correntes de Curto-circuito em kA para as Topologias de Referência

Top. Ref.	R1		R2		R3		R4		R5	
	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min
0	52258.00	1130.94	8391.35	1046.34	2330.83	2151.20	1867.59	873.97	2884.86	937.81
2	52258.00	1544.24	8356.23	2252.79	10791.80	1202.53	4619.00	1615.74	5268.75	1730.64
4	52258.00	1274.11	8391.35	1125.69	2326.56	2147.56	2262.16	1171.82	2884.86	945.83
12	52258.00	1552.83	8363.09	1355.86	10784.70	1160.32	4428.56	1871.53	2867.63	1292.91
14	52258.00	1551.71	8363.53	1355.90	10784.70	1168.08	4617.52	1606.87	2868.00	1293.44
20	52258.00	1350.61	8375.04	1200.37	10772.10	1071.39	2309.06	1149.61	2875.00	1105.34
26	52258.00	1551.15	8366.69	1365.11	10780.90	1153.15	4617.79	1607.65	2869.79	1257.85
28	52258.00	1136.94	8391.35	989.03	1932.90	1806.10	2317.28	737.60	2884.86	822.61
30	52258.00	1549.82	8356.13	2253.11	10791.80	1207.47	4626.34	1414.30	3558.98	1362.77
42	52258.00	1521.74	8333.18	2636.67	10814.50	1288.66	4614.73	1615.17	5290.21	1631.60
43	52258.00	1206.29	8363.55	2645.39	2628.76	2416.01	2056.65	935.72	3377.90	993.92
44	52258.00	1544.92	8345.08	2642.00	10791.80	1202.52	4618.98	1615.59	5268.72	1730.57
45	52258.00	1519.78	8332.76	2636.09	10814.50	1277.12	4424.94	1883.59	5291.19	1627.67
46	52258.00	1309.34	8363.60	2643.86	2624.07	2409.14	2567.19	1272.82	3377.90	998.44
51	52258.00	1554.19	8348.46	2642.93	10784.60	1160.30	4428.54	1871.56	3358.55	1425.88
52	52258.00	1553.08	8348.90	2642.75	10784.60	1168.07	4617.50	1606.54	3358.70	1426.46
56	52258.00	1457.13	8355.11	2642.35	10772.50	1071.45	2597.15	1244.70	3367.37	1202.36
60	52258.00	1553.99	8350.33	2643.80	10780.90	1153.12	4617.82	1607.14	3360.65	1368.91
61	52258.00	1514.53	8333.00	2637.02	10814.50	1303.79	4645.68	1366.78	3574.35	1317.67
62	52258.00	1164.84	8363.74	2645.54	2132.33	1981.82	2606.07	771.54	3377.90	863.05
63	52258.00	1550.50	8344.98	2641.93	10791.80	1207.45	4626.31	1414.25	3558.81	1362.72

Tabela 11 – Valores de parâmetros para as Topologias de Referência

Top. Ref.	R1		R2		R3		R4		R5	
	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS
0	1.48	0.237	1.50	0.158	1.49	0.100	1.45	0.100	1.49	0.136
2	1.46	0.237	1.45	0.100	1.50	0.171	1.45	0.100	1.45	0.100
4	1.49	0.234	1.49	0.156	1.50	0.100	1.45	0.100	1.50	0.133
12	1.45	0.233	1.50	0.150	1.49	0.177	1.45	0.100	1.45	0.100
14	1.45	0.244	1.50	0.150	1.49	0.193	1.45	0.100	1.45	0.100
20	1.48	0.238	1.50	0.176	1.46	0.100	1.45	0.100	1.50	0.154
26	1.47	0.245	1.50	0.137	1.50	0.202	1.45	0.100	1.45	0.100
28	1.47	0.273	1.50	0.198	1.45	0.100	1.46	0.161	1.50	0.194
30	1.46	0.302	1.46	0.100	1.50	0.257	1.49	0.176	1.45	0.100
42	1.47	0.248	1.48	0.100	1.50	0.168	1.45	0.100	1.45	0.100
43	1.45	0.144	1.45	0.100	1.46	0.100	1.45	0.100	1.49	0.141
44	1.45	0.238	1.45	0.100	1.50	0.171	1.45	0.100	1.45	0.100
45	1.45	0.248	1.45	0.100	1.50	0.167	1.47	0.100	1.45	0.100
46	1.45	0.144	1.45	0.100	1.45	0.100	1.45	0.100	1.49	0.140
51	1.46	0.233	1.45	0.100	1.50	0.177	1.45	0.100	1.45	0.100
52	1.45	0.244	1.46	0.100	1.49	0.193	1.45	0.100	1.46	0.100
56	1.45	0.160	1.47	0.100	1.45	0.100	1.45	0.100	1.49	0.162
60	1.45	0.245	1.45	0.100	1.48	0.203	1.45	0.100	1.46	0.100
61	1.46	0.309	1.50	0.100	1.50	0.240	1.48	0.169	1.45	0.100
62	1.50	0.177	1.47	0.100	1.45	0.100	1.48	0.166	1.50	0.204
63	1.45	0.302	1.47	0.100	1.50	0.256	1.49	0.176	1.45	0.100

pele DEPSO modificado considerando que o valor PSM está na faixa de 1.45 e 1.5. Neste caso, o relé R4 é o que mais costuma ter o valor TMS em 0.1, sendo quase sempre o último relé. O outro relé é o segundo R2, sendo o relé de backup em poucas ocasiões. Porém, é possível que o relé da subestação tenha um valor de TMS menor que outro localizado a jusante, como na

Figura 32 – Δt_{bp} mínimo para todas as topologias

Fonte: Elaborada pelo autor.

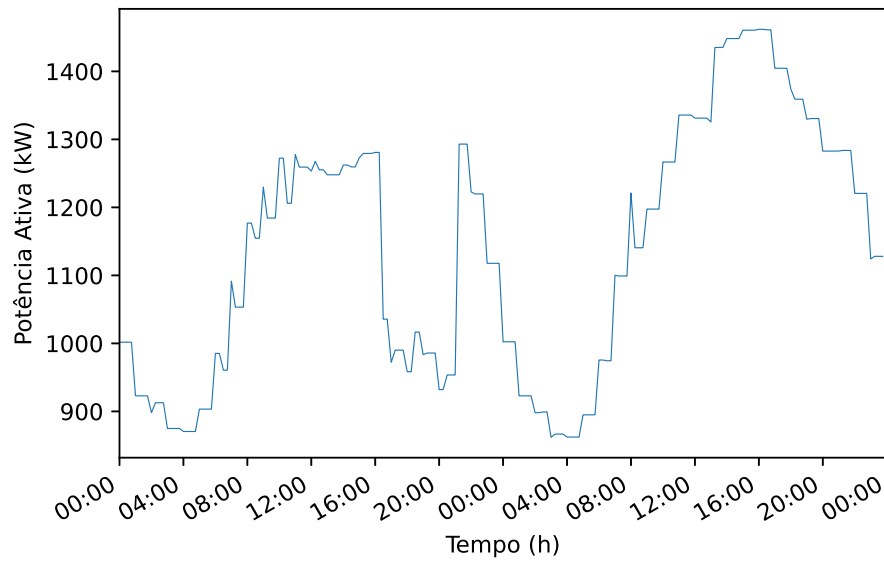
topologia 62. Nesta topologia o relé 5 é supervisionado pelo relé 1, porém desde os valores de PSM estão dentro de uma pequena margem, e a corrente do relé 1 é muito maior, o algoritmo compensa essa situação variando o valor de TMS resultando em um valor menor. Isso mostra a adaptabilidade dos parâmetros e que eles não são necessariamente decisivos na ordem dos relés primário e backup.

Em comparação com o sistema de 34 barras, onde as correntes de curto-circuito são muito maiores que as correntes normais de operação. No sistema de 123 barras, as correntes de operação são altas (como será mostrado na Figura 34) e por isso a relação entre as correntes de curto-circuito e as correntes de operação é menor. Desta forma os tempos de operação estarão descoordenados, pois os tempos de atuação podem cair na zona da curva IEC de maior inclinação, ou seja, a zona mais próxima do PC. Para evitar isso, os limites do PC serão reduzidos para 1.45 e 1.5. Finalmente, foram estabelecidos novos parâmetros, tanto para limitar o PC na parte *off-line* como para monitorizá-lo na parte *online*.

A Figura 32 mostra a variação das diferenças mínimas Δt_{bp} , onde é maior que no caso anterior. As diferenças podem ser menores que 0.299 e onde a menor é 0.2966. Das 79 topologias, 10 estão abaixo da média, embora ainda dentro de faixas razoáveis. A variação máxima tem um desvio de 1.13 %, enquanto para as topologias com 0.2975 de Δt_{bp} mínimo têm um desvio de 0.83 %. Além disso, pode-se observar que as últimas topologias podem ter uma diferença de tempo maior em relação ao sistema de 34 barras onde não houve esse aumento. Essas variações podem ser monitoradas online, definindo o limite mínimo aceitável, evitando qualquer diferença indesejada.

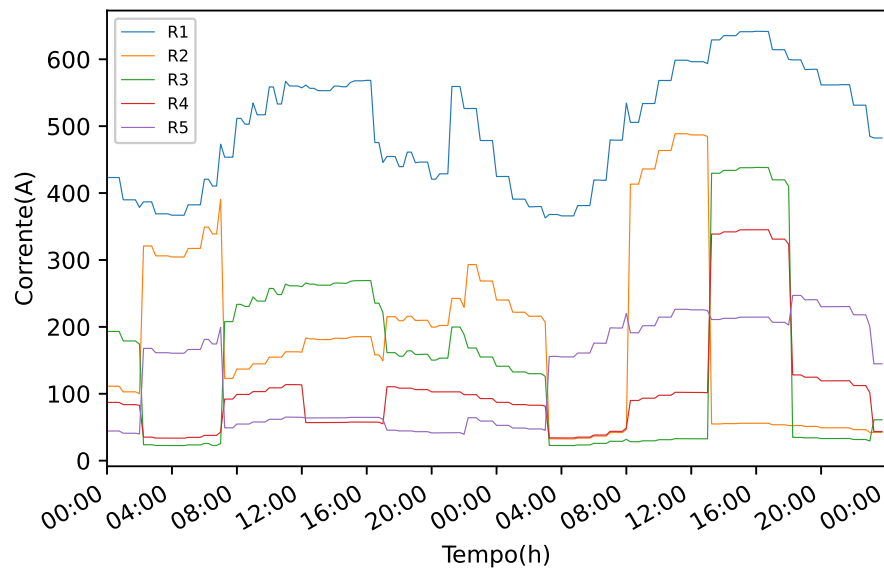
Para a simulação na parte *online* deste caso, prevê-se que o GD seja acionado até a noite do primeiro dia. Isso é mostrado na Figura 33, onde a potência da GD consegue mudar a forma

Figura 33 – Potência Ativa da Subestação Principal na Fase A



Fonte: Elaborada pelo autor.

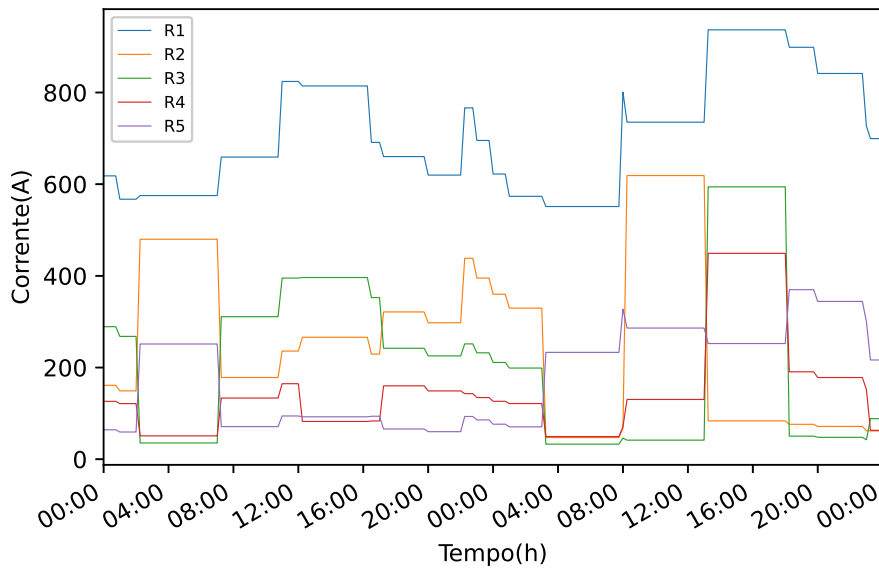
Figura 34 – Correntes de Operação do Circuito



Fonte: Elaborada pelo autor.

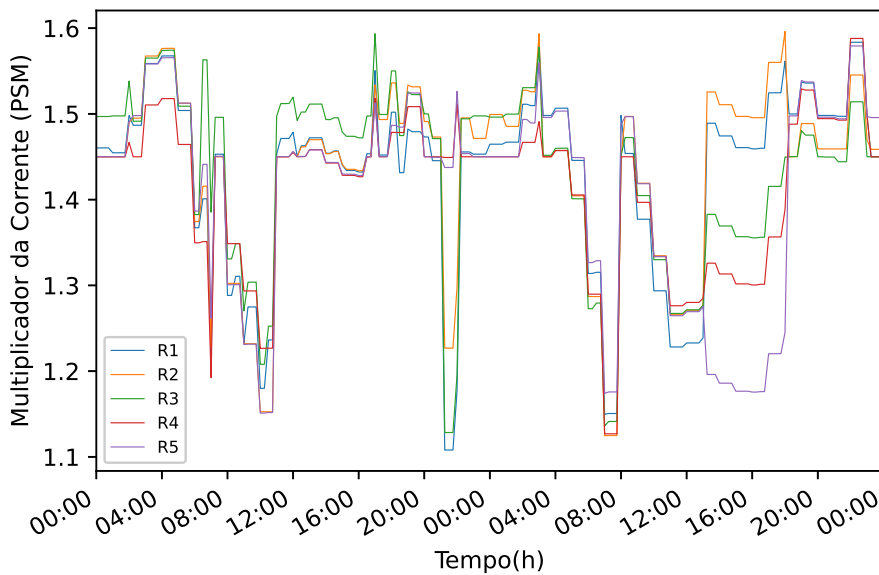
da curva da potência da subestação no primeiro dia, e no segundo dia a potência da subestação tem o mesmo comportamento da demanda. Além disso, no primeiro dia é mostrado que o GD diminui o consumo de energia da subestação no período da tarde. Como o relé R1 reflete a influência da subestação, um comportamento muito semelhante pode ser observado na Figura 34. Após o relé R1, às vezes o relé R2 é o próximo com a maior corrente medida, ou também o relé R3 e até o relé R5. Na Figura 34 é possível olhar a necessidade de dividir um grupo em vários subgrupos devido à diferença das correntes medidas pelos relés. Por exemplo, às 4:00 AM do primeiro dia e 10:00 AM do segundo dia existem topologias com a ordem de corrente medida

Figura 35 – Parâmetro PC dos Relés de Proteção



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 36 – Comportamento do PSM

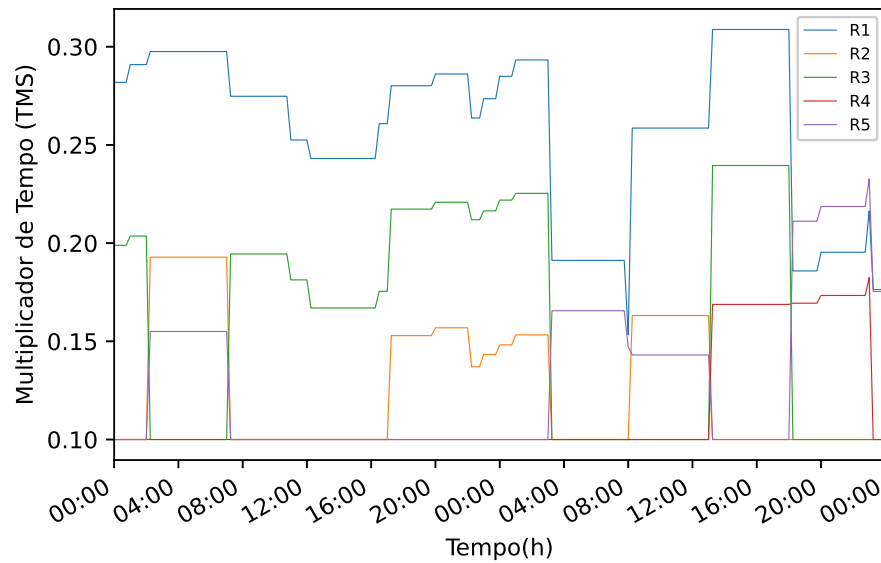


Fonte: Elaborada pelo autor.

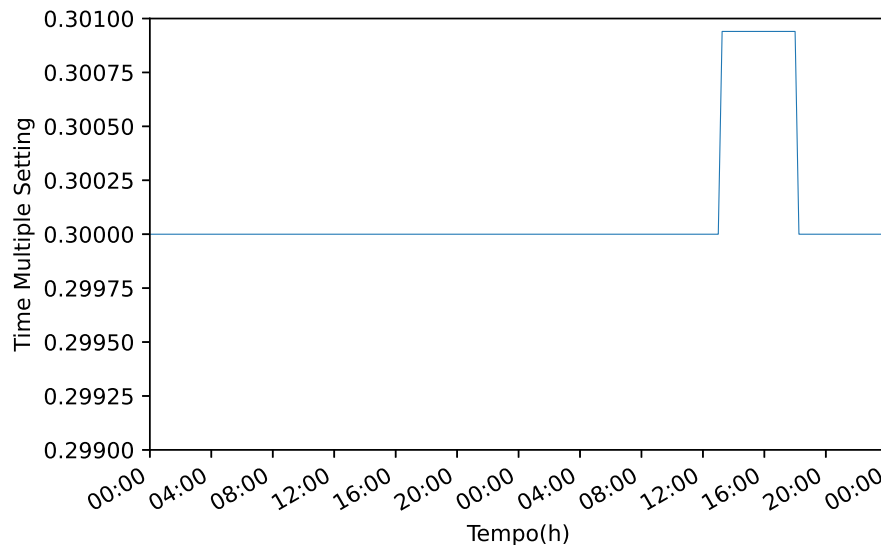
R1-R2-R5-R4-R3. Conforme a Figura 39 são as topologias 5 e 37 respectivamente, e conforme a Tabela 8 pertencem ao mesmo grupo 1 pois possuem os mesmos pares de relés P/B. No entanto, as correntes são muito desiguais e, portanto, não podem ser agrupadas no mesmo subgrupo.

Na parte *off-line* foram calculados os ajustes dos relés das topologias de referência e serão utilizados na parte *online*. Os parâmetros desta parte para este circuito serão: $a = 1.3$, $b = 1.50$, $c = 1.45$, $d = 1.1$, $e = 1.6$. Tendo os mesmos limites de PC e sempre respeitando os limites de subseção 3.2.2. Vale ressaltar que a diminuição do parâmetro a que determina o

Figura 37 – Valor de Parâmetro TMS



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 38 – Δt_{bp} mínimo durante a simulação

Fonte: Elaborada pelo autor.

tamanho dos subgrupos aumentará o número de subgrupos. No entanto, é necessário porque os limites do PC foram reduzidos.

A Figura 35 mostra que o PC sempre depende da corrente de operação medida pelo relé, tendo a mesma forma e mantendo o PC se a variação for estável. Além disso, a Figura 36 verifica se o valor de PSM está dentro do intervalo de 1.6 e 1.1. Como exemplo, as alterações às 11:00 AM e 4:30 PM do primeiro dia, conforme a Figura 39, foram feitas exclusivamente pela corrente medida sem que houvesse alteração de topologia. Onde a primeira foi realizada devido ao baixo PSM e a segunda foi feita para exceder o limite superior.

A Figura 37 nos mostra o valor TMS durante os dois dias de simulação. Pode-se destacar o fato de que na parte final da simulação o relé R5 adota um valor TMS maior que o relé da subestação, embora este fato acontece pelos motivos mencionados anteriormente. As variações neste parâmetro seguem as mesmas variações do PC, mantendo sempre que os últimos relés tenham o valor 0.1.

Os ajustes destes relés mantêm o valor de Δt_{bp} da Figura 38 em 0.3s e também na tarde do segundo dia às 1:15 PM o valor permanece acima do limite. Conforme a Figura 39, este aumento é causado porque a topologia muda sem a necessidade de reajuste de parâmetros. Portanto, Δt_{bp} é beneficiado por este valor.

Além disso, neste caso de estudo, foram necessários mais reajustes de parâmetros durante a simulação em relação ao caso anterior (Figura 31) e os reajustes em uma mudança de topologia foram causados pela corrente medida e não pelos níveis de curto-circuito. Portanto, a Figura 38 mantém o valor de Δt_{bp} quase constante. Vale ressaltar que a GD foi desligada às 10:15 PM do primeiro dia, e dessa maneira a variação da curva de demanda pode exigir diversos reajustes. Por fim, em relação ao caso anterior, os limites do PC são mais reduzidos e como os limites da corrente de operação depende desses limites, serão necessários reajustes com maior frequência.

Figura 39 – Registro de eventos durante a simulação

Tempo	Evento	Top	Comentário
12:00 a. m.	Topologia Inicial Assignada	10	Início da simulação e Reajuste por lop
1:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	10	Realização do Reajuste
2:15 a. m.	Mudança de Topologia	5	Nova Topologia e Reajuste por lop
7:15 a. m.	Mudança de Topologia	10	Nova Topologia e Reajuste por lop
11:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	10	Realização do Reajuste
12:15 p. m.	Mudança de Topologia	35	Nova Topologia e Reajuste por lop
4:30 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	35	Realização do Reajuste
5:15 p. m.	Mudança de Topologia	15	Nova Topologia e Reajuste por lop
8:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	15	Realização do Reajuste
10:15 p. m.	Mudança de Topologia	27	Nova Topologia e Reajuste por lop
			Desligamento da GD
11:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	27	Realização do Reajuste
12:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	27	Realização do Reajuste
1:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	27	Realização do Reajuste
3:15 a. m.	Mudança de Topologia	54	Nova Topologia e Reajuste por lop
8:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	54	Realização do Reajuste
8:15 a. m.	Mudança de Topologia	37	Nova Topologia e Reajuste por lop
1:15 p. m.	Mudança de Topologia	76	Nova Topologia sem Reajuste
6:15 p. m.	Mudança de Topologia	62	Nova Topologia e Reajuste por lop
8:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	62	Realização do Reajuste
11:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	62	Realização do Reajuste
11:15 p. m.	Mudança de Topologia	56	Nova Topologia e Reajuste por lop

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.3 Sistema PNNL 329 Barras

Neste sistema relativamente grande, 6 relés foram localizados. Além disso, foram habilitadas algumas linhas que permitem várias topologias radiais e também foram adicionadas 16

chaves ao circuito. A partir dessas condições, foi encontrado o MCB composto por 5 ciclos mostrados na Tabela 12. Dentre esses ciclos, o quinto ciclo é composto por 6 chaves que aumentarão o número de combinações para encontrar as topologias radiais. Após, o ciclo 3 é o mais grande e está localizado no centro do circuito. Os ciclos 1 e 2 estão localizados no topo e o quarto está acima do ciclo 5. Estes serão a base para o cálculo das topologias radiais.

Tabela 12 – MCB encontrado no sistema de 329 barras

Ciclos	Nós	Chaves
1	79, 250, 191, 105, 186, 184, 261, 22 e 185	sw13, sw14 e sw12
2	251, 132, 129, 6, 189, 135, 260, 245 e 130	sw10, sw11 e sw9
3	79, 213, 249, 193, 215, 210, 130, 216, 73, 214, 196, 209, 211, 22, 199, 7, 200, 207, 128, 132, 129, 68, 135, 191, 85, 93, 184, 217 e 195	sw15, sw16, sw13 e sw12
4	115, 120, 18, 5, 8, 110, 114, 236, 238, 122, 125, 123, 121 e 124	sw8, sw7 e sw6
5	115, 262, 110, 8, 114, 244 e 4	sw5, sw1, sw2, sw3, sw4 e sw6

Fonte: Dados da pesquisa.

Após o processo de busca da topologia, um total de 408 topologias foram encontradas, cada uma composta por 11 chaves fechadas. Estas topologias serão distribuídas de acordo com os pares de relés e sua similaridade nas medições da corrente. No circuito, os 6 relés distribuídos resultam em 24 grupos de pares de relés P/B encontrados na coluna 2 da Tabela 13. A última coluna mostra os subgrupos que formam um total de 37 subgrupos encontrados. Pode-se observar que os últimos subgrupos (grupos 19 a 24) compreendem um grande número de topologias que podem nos ajudar a evitar reajustes desnecessários. Além disso, os primeiros 6 grupos são compostos por subgrupos de poucas topologias e se a topologia atual estivesse dentro desses subgrupos, seria mais provável que mudasse seus parâmetros após uma mudança de topologia.

Pode-se tomar como exemplo o primeiro grupo, que é formado por 3 subgrupos que estão representados na Tabela 14, cada um com sua topologia de referência: 14, 15 e 0. Nota-se que entre os 11 chaves fechadas, há uma grande parte deles que são comuns como as chaves 10, 11, 15, 16, 8, 3 e 4. Os subgrupos podem ser diferenciados simplesmente por uma ou duas chaves, neste caso, a diferença entre os subgrupos 1 e 2 é que um contém o sw1 e o outro contém o sw2. Enquanto a diferença entre os subgrupos 2 e 3 é que um contém o sw5 e no outro está o sw1. Em cada subgrupo, eles diferem apenas mudando o sw13 para sw12. Levando em consideração o diagrama do circuito 22, alternando as chaves 12 e 13 no primeiro subgrupo, o fluxo de potência é redirecionado para um ramo da rede entre as barras 22 e 89 que não possui uma grande influência nas medições do relé. Assim, permitem que ambas as topologias 14 e 371 sejam localizadas no mesmo subgrupo e da mesma forma nos subgrupos 2 e 3. Em outros subgrupos mais numerosos pode haver mais troca de chaves, não apenas um par, sem alterar os limites para formar subgrupos.

Em comparação com os valores de corrente medidos pelos relés, tomando como exemplo a Figura 42, os valores de corrente de curto-circuito mostrados na Tabela 15 são maiores. Consequentemente, não ocorre o mesmo conflito do sistema de 123 barras e o ponto de interseção

Tabela 13 – Subgrupos obtidos em cada grupo de pares de relés

Grupos	Pares de Relés (P/B)	Subgrupos de Topologias
1	[R1, R2], [R1, R3], [R1, R4], [R1, R6] e [R6, R5]	[14, 371], [15, 372], [0, 357]
2	[R1, R2], [R1, R3], [R2, R4], [R2, R6] e [R6, R5]	[1, 2, 5, 358, 359, 362]
3	[R1, R2], [R1, R4], [R1, R6], [R2, R3] e [R6, R5]	[3, 4, 360, 361]
4	[R1, R2], [R1, R3], [R3, R4], [R3, R6] e [R6, R5]	[6, 363], [7, 8, 11, 364, 365, 368]
5	[R1, R2], [R2, R3], [R3, R4], [R3, R6] e [R6, R5]	[9, 10, 366, 367]
6	[R1, R3], [R3, R2], [R3, R4], [R3, R6] e [R6, R5]	[12, 13, 16, 369, 370, 373]
7	[R1, R2], [R1, R3], [R1, R4], [R1, R5] e [R5, R6]	[31, 48, 167, 184, 201, 218], [32, 49, 168, 185, 202, 219], [17, 34, 153, 170, 187, 204]
8	[R1, R2], [R1, R3], [R2, R4], [R2, R5] e [R5, R6]	[18, 19, 22, 35, 36, 39, 154, 155, 158, 171, 172, 175, 188, 189, 192, 205, 206, 209]
9	[R1, R2], [R1, R4], [R1, R5], [R2, R3] e [R5, R6]	[20, 21, 37, 38, 156, 157, 173, 174, 190, 191, 207, 208]
10	[R1, R2], [R1, R3], [R3, R4], [R3, R5] e [R5, R6]	[23, 40, 159, 176, 193, 210], [24, 25, 28, 41, 42, 45, 160, 161, 164, 177, 178, 181, 194, 195, 198, 211, 212, 215]
11	[R1, R2], [R2, R3], [R3, R4], [R3, R5] e [R5, R6]	[26, 27, 43, 44, 162, 163, 179, 180, 196, 197, 213, 214]
12	[R1, R3], [R3, R2], [R3, R4], [R3, R5] e [R5, R6]	[29, 30, 33, 46, 47, 50, 165, 166, 169, 182, 183, 186, 199, 200, 203, 216, 217, 220]
13	[R1, R2], [R1, R3], [R1, R4], [R4, R6] e [R6, R5]	[65, 116, 388, 405], [66, 117, 389, 406], [51, 102, 374, 391]
14	[R1, R2], [R1, R3], [R2, R4], [R4, R6] e [R6, R5]	[52, 53, 56, 103, 104, 107, 375, 376, 379, 392, 393, 396]
15	[R1, R2], [R1, R4], [R2, R3], [R4, R6] e [R6, R5]	[54, 55, 105, 106, 377, 378, 394, 395]
16	[R1, R2], [R1, R3], [R3, R4], [R4, R6] e [R6, R5]	[57, 108, 380, 397], [58, 59, 62, 109, 110, 113, 381, 382, 385, 398, 399, 402]
17	[R1, R2], [R2, R3], [R3, R4], [R4, R6] e [R6, R5]	[60, 61, 111, 112, 383, 384, 400, 401]
18	[R1, R3], [R3, R2], [R3, R4], [R4, R6] e [R6, R5]	[63, 64, 67, 114, 115, 118, 386, 387, 390, 403, 404, 407]
19	[R1, R2], [R1, R3], [R1, R4], [R4, R5] e [R5, R6]	[82, 99, 133, 150, 235, 252, 269, 286, 303, 320, 337, 354], [83, 100, 134, 151, 236, 253, 270, 287, 304, 321, 338, 355], [68, 85, 136, 221, 255, 306, 323], [119, 238, 272, 289, 340]
20	[R1, R2], [R1, R3], [R2, R4], [R4, R5] e [R5, R6]	[69, 70, 73, 86, 87, 90, 120, 121, 124, 137, 138, 141, 222, 223, 226, 239, 240, 243, 256, 257, 260, 273, 274, 277, 290, 291, 294, 307, 308, 311, 324, 325, 328, 341, 342, 345]
21	[R1, R2], [R1, R4], [R2, R3], [R4, R5] e [R5, R6]	[71, 72, 88, 89, 122, 123, 139, 140, 224, 225, 241, 242, 258, 259, 275, 276, 292, 293, 309, 310, 326, 327, 343, 344]
22	[R1, R2], [R1, R3], [R3, R4], [R4, R5] e [R5, R6]	[74, 91, 125, 142, 227, 244, 261, 278, 295, 312, 329, 346], [75, 76, 79, 92, 93, 96, 126, 127, 130, 143, 144, 147, 228, 229, 232, 245, 246, 249, 262, 263, 266, 279, 280, 283, 296, 297, 300, 313, 314, 317, 330, 331, 334, 347, 348, 351]
23	[R1, R2], [R2, R3], [R3, R4], [R4, R5] e [R5, R6]	[77, 78, 94, 95, 128, 129, 145, 146, 230, 231, 247, 248, 264, 265, 281, 282, 298, 299, 315, 316, 332, 333, 349, 350]
24	[R1, R3], [R3, R2], [R3, R4], [R4, R5] e [R5, R6]	[80, 81, 84, 97, 98, 101, 131, 132, 135, 148, 149, 152, 233, 234, 237, 250, 251, 254, 267, 268, 271, 284, 285, 288, 301, 302, 305, 318, 319, 322, 335, 336, 339, 352, 353, 356]

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 14 – Subgrupos de topologias obtidos do grupo 1

SG.	Topol.	Chaves fechados
1	14	sw13, sw10, sw11, sw15, sw16, sw8, sw7, sw5, sw1, sw3, sw4
	371	sw12, sw10, sw11, sw15, sw16, sw8, sw7, sw5, sw1, sw3, sw4
2	15	sw13, sw10, sw11, sw15, sw16, sw8, sw7, sw5, sw2, sw3, sw4
	372	sw12, sw10, sw11, sw15, sw16, sw8, sw7, sw5, sw2, sw3, sw4
3	0	sw13, sw10, sw11, sw15, sw16, sw8, sw5, sw1, sw2, sw3, sw4
	357	sw12, sw10, sw11, sw15, sw16, sw8, sw5, sw1, sw2, sw3, sw4

entre a corrente de curto-circuito e a curva de proteção fica distante do PC.

A topologia que apresenta os menores níveis de curto-circuito é a topologia 69, pertencen-

cente ao grupo 20, com corrente de 2.44 kA medida pelo relé 6. Sua principal característica é que a topologia mantém o fluxo na parte superior e continua na parte inferior até o relé R6. No entanto, existem topologias que possuem correntes semelhantes como a topologia 77 ou as últimas 82, 83 e 119. Além disso, é possível observar que o relé R1 possui uma corrente mínima de curto-circuito menor que o relé R2, apesar de ser o relé da subestação. Esta situação pode acontecer porque fica estabelecido que nem sempre os relés irão atuar para todas as faltas, então as correntes máximas e mínimas são estabelecidas dentro de sua zona de atuação. O relé R1, por ter uma área maior, terá uma mostra maior de medições de corrente que podem ser menores que o relé localizado a jusante.

Tabela 15 – Correntes de Curto-circuito em kA para as Topologias de Referência

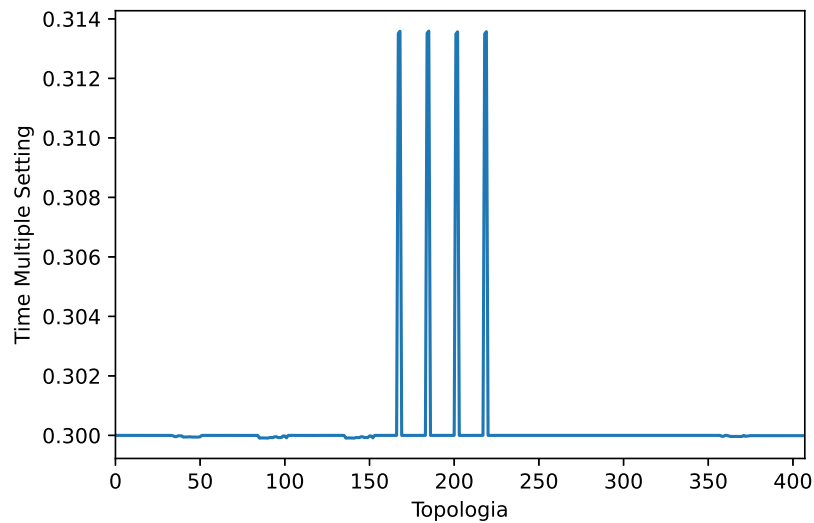
Top. Ref.	R1		R2		R3		R4		R5		R6	
	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min	Max.	Min
0	37419	3.689	49.27	49.27	88.08	16.79	7.376	7.376	4.989	3.656	5.972	3.655
1	37419	3.467	764.93	3.46	88.08	16.79	6.558	6.558	4.613	3.434	5.429	3.433
3	37419	3.689	49.27	13.01	33.59	13.01	7.376	7.376	4.989	3.656	5.972	3.655
6	37419	3.743	49.27	49.27	88.08	3.73	8.755	8.755	5.420	3.714	6.768	3.713
7	37419	3.743	764.90	8.55	88.08	3.73	8.755	8.755	5.420	3.714	6.768	3.713
9	37419	3.487	49.27	3.48	33.59	3.48	7.542	7.542	4.943	3.460	6.022	3.459
12	37419	3.740	6.68	6.68	88.08	3.74	8.753	8.753	5.419	3.713	6.767	3.712
14	37419	3.681	49.27	49.27	7.51	7.50	7.376	7.376	4.990	3.653	5.972	3.652
15	37419	3.681	49.27	49.27	7.51	7.50	7.376	7.376	4.990	3.652	5.972	3.651
17	37419	2.911	49.27	49.27	88.08	16.79	7.351	7.351	6.617	2.889	5.377	2.881
18	37419	2.777	764.93	2.78	88.08	16.79	6.534	6.534	5.961	2.755	4.948	2.748
20	37419	2.911	49.27	13.01	33.58	13.01	7.351	7.351	6.617	2.889	5.377	2.881
23	37419	2.916	49.27	49.27	88.08	2.91	8.730	8.730	7.496	2.895	5.807	2.888
24	37419	2.916	764.90	8.55	88.08	2.91	8.730	8.730	7.496	2.895	5.807	2.888
26	37419	2.765	49.27	2.76	33.59	2.76	7.518	7.518	6.610	2.745	5.276	2.738
29	37419	2.914	6.68	6.68	88.08	2.91	8.728	8.728	7.494	2.894	5.805	2.887
31	37419	2.911	49.27	49.27	7.51	7.50	7.351	7.351	6.618	2.889	5.378	2.882
32	37419	2.911	49.27	49.27	7.51	7.50	7.351	7.351	6.618	2.889	5.378	2.882
51	37419	4.163	49.27	49.27	88.08	16.79	9.103	4.146	5.723	4.132	7.043	4.131
52	37419	3.883	764.93	3.87	88.08	16.79	7.884	3.865	5.234	3.852	6.298	3.851
54	37419	4.163	49.27	13.01	33.59	13.01	9.103	4.146	5.723	4.132	7.043	4.131
57	37419	4.211	49.27	49.27	88.08	4.20	11.314	4.199	6.269	4.186	8.168	4.185
58	37419	4.211	764.90	8.55	88.08	4.20	11.314	4.199	6.269	4.186	8.168	4.185
60	37419	3.895	49.27	3.89	33.59	3.89	9.388	3.883	5.648	3.871	7.115	3.870
63	37419	4.208	6.68	6.68	88.08	4.21	11.311	4.198	6.267	4.185	8.166	4.184
65	37419	4.155	49.27	49.27	7.51	7.50	9.103	4.142	5.724	4.129	7.044	4.128
66	37419	4.154	49.27	49.27	7.51	7.50	9.103	4.142	5.724	4.129	7.044	4.128
68	37419	2.578	49.27	49.27	88.08	16.79	9.103	2.568	5.035	2.556	4.317	2.550
69	37419	2.468	764.93	2.47	88.08	16.79	7.884	2.458	4.640	2.446	4.028	2.440
71	37419	2.578	49.27	13.01	33.58	13.01	9.103	2.568	5.035	2.556	4.317	2.550
74	37419	2.615	49.27	49.27	88.08	2.61	11.314	2.607	5.689	2.595	4.702	2.588
75	37419	2.615	764.90	8.55	88.08	2.61	11.314	2.607	5.689	2.595	4.702	2.588
77	37419	2.487	49.27	2.48	33.59	2.48	9.388	2.478	5.137	2.466	4.327	2.460
80	37419	2.614	6.68	6.68	88.08	2.61	11.311	2.606	5.687	2.594	4.701	2.587
82	37419	2.578	49.27	49.27	7.51	7.50	9.103	2.568	5.035	2.557	4.317	2.550
83	37419	2.578	49.27	49.27	7.51	7.50	9.103	2.568	5.035	2.556	4.317	2.550
119	37419	2.578	49.27	49.27	88.08	16.79	9.103	2.568	5.035	2.556	4.317	2.550

Um caso a ter em conta é a topologia 26, pertencente ao grupo 11, onde o relé R3 está sujeito ao relé R2. Além disso, o relé R3 é o backup do relé R4 e R5 ao mesmo tempo, e o relé R5 é o backup do R6. Isso significa que o relé R3 possui uma grande zona de proteção, portanto sua corrente mínima de curto-circuito é pequena 2.76 kA. Devido às características da topologia, o relé R4 possui uma pequena zona de proteção, portanto, neste caso, sua corrente mínima de curto-circuito é de 7.518 kA. No entanto, tanto o relé R5 (2.745 kA) quanto o relé R6 (2.738 kA) localizados ao longo do restante do circuito possuem correntes mínimas semelhantes ao relé R4, levando em consideração os grupos de relés P/B.

A Tabela 16 mostra os valores dos parâmetros das topologias de referência calculados pelo DEPSO modificado considerando que o valor PSM está na faixa de 3.0 e 2.5. Além disso, a margem dos subgrupos é estabelecida em 2.0, o que é maior em comparação com os 2 estudos

Tabela 16 – Valores de parâmetros para as Topologias de Referência

Top. Ref.	R1		R2		R3		R4		R5		R6	
	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS	PSM	TMS
0	2.50	0.293	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.232
1	2.52	0.557	2.56	0.224	2.98	0.100	2.55	0.100	2.50	0.100	2.51	0.225
3	2.52	0.452	2.50	0.391	2.73	0.100	2.50	0.100	2.86	0.100	2.50	0.234
6	2.70	0.465	2.78	0.100	2.56	0.242	2.97	0.100	2.98	0.100	2.50	0.235
7	2.89	0.462	2.86	0.100	2.66	0.241	3.00	0.100	2.72	0.100	2.50	0.238
9	2.87	0.615	2.59	0.411	2.87	0.230	2.99	0.100	2.50	0.100	2.50	0.233
12	2.66	0.472	2.51	0.100	2.59	0.236	2.98	0.100	2.50	0.100	2.50	0.235
14	2.51	0.241	2.52	0.100	2.52	0.100	2.57	0.100	2.50	0.100	2.50	0.233
15	2.50	0.242	2.51	0.100	2.50	0.100	2.59	0.100	2.63	0.100	2.50	0.239
17	2.50	0.294	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.100	2.50	0.196	3.00	0.100
18	2.55	0.598	2.56	0.264	2.99	0.100	2.65	0.100	2.72	0.194	2.91	0.100
20	2.50	0.452	2.50	0.389	2.82	0.100	2.60	0.100	2.51	0.204	2.69	0.100
23	2.86	0.512	2.58	0.100	2.97	0.280	2.98	0.100	2.50	0.202	2.91	0.100
24	2.76	0.509	2.67	0.100	2.86	0.282	2.94	0.100	2.78	0.201	2.96	0.100
26	2.67	0.636	2.92	0.451	2.85	0.270	2.96	0.100	2.95	0.197	2.91	0.100
29	2.90	0.502	2.76	0.100	2.78	0.275	2.96	0.100	2.56	0.202	2.92	0.100
31	2.97	0.265	2.91	0.100	2.50	0.100	2.53	0.100	2.50	0.198	2.93	0.100
32	2.97	0.262	2.99	0.100	2.81	0.100	2.68	0.100	2.74	0.196	2.98	0.100
51	2.96	0.356	2.98	0.100	2.78	0.100	2.88	0.260	2.92	0.100	2.50	0.237
52	2.52	0.679	2.75	0.352	2.99	0.100	2.96	0.254	2.80	0.100	2.50	0.236
54	2.52	0.452	2.51	0.394	2.60	0.100	2.50	0.271	2.63	0.100	2.50	0.239
57	2.62	0.608	2.86	0.100	2.61	0.387	2.99	0.271	2.98	0.100	2.54	0.244
58	2.94	0.605	2.94	0.100	2.50	0.390	2.94	0.271	2.99	0.100	2.50	0.251
60	2.89	0.736	2.86	0.550	2.84	0.366	2.99	0.266	2.78	0.100	2.50	0.236
63	2.66	0.618	2.74	0.100	2.81	0.400	2.59	0.272	2.97	0.100	2.50	0.245
65	2.98	0.356	2.95	0.100	2.50	0.100	2.50	0.257	3.00	0.100	2.50	0.239
66	2.86	0.365	2.78	0.100	2.87	0.100	2.78	0.257	2.99	0.100	2.50	0.240
68	2.96	0.359	2.94	0.100	2.54	0.100	2.72	0.261	2.93	0.190	2.79	0.100
69	2.70	0.686	2.65	0.355	3.00	0.100	2.55	0.254	2.91	0.194	2.54	0.100
71	2.51	0.452	2.51	0.392	2.73	0.100	2.64	0.263	2.87	0.186	2.94	0.100
74	2.93	0.611	2.77	0.100	2.95	0.388	2.95	0.271	2.95	0.196	2.76	0.100
75	2.80	0.622	2.55	0.100	2.69	0.387	2.96	0.270	2.99	0.200	2.61	0.100
77	2.75	0.737	2.88	0.558	2.71	0.368	2.99	0.262	2.96	0.194	2.69	0.100
80	2.86	0.613	2.74	0.100	2.79	0.389	2.77	0.270	2.97	0.189	2.98	0.100
82	2.73	0.358	2.93	0.100	2.50	0.100	2.63	0.259	2.98	0.192	2.74	0.100
83	2.83	0.360	2.89	0.100	2.70	0.100	2.66	0.258	3.00	0.187	2.88	0.100
119	3.00	0.357	2.97	0.100	2.84	0.100	2.67	0.259	2.97	0.185	2.96	0.100

Figura 40 – Δt_{bp} mínimo para todas as topologias

Fonte: Elaborada pelo autor.

de caso anteriores. Observa-se que na topologia 60, do grupo de pares 17, existe o maior valor de TMS sendo 0.734. A principal razão para isso é porque os relés estão em ordem decrescente e localizadas apenas em um ramo principal: R1-R2-R3-R4-R6-R5. Considerando que o relé R5 tem um valor TMS igual a 0.1, todos os relés restantes farão com que o TMS continue aumentando até ficar em 0.734.

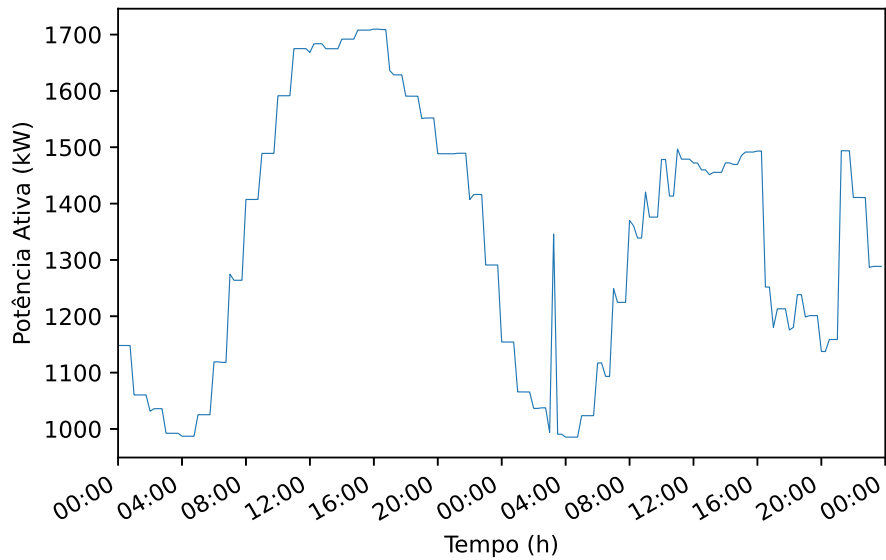
A Figura 40 mostra a variação das diferenças mínimas Δt_{bp} em todas as topologias. Os seus valores estão muito próximos de 0.3, pelo que se considera que se mantenham dentro das expectativas. Nesse caso, o alcance dos subgrupos foi aumentado, pois as 408 topologias encontradas poderiam ser melhor distribuídas em menos subgrupos. No entanto, deve-se notar que uma margem de subgrupo reduzida diminuirá o número de topologias por subgrupo, portanto, haverá menos diferenças nos valores de Δt_{bp} . Desta forma, a coordenação é melhorada, entretanto a eficiência do agrupamento é perdida. Além disso, a configuração do intervalo do subgrupo leva em consideração a corrente da topologia de referência e o PC.

Em segundo lugar, existem valores próximos de 0.314 que respeitam as restrições e são favoráveis à operação. Esses altos valores de Δt_{bp} são causados pelo fato de que a topologia de referência de um subgrupo pode ter correntes de curto-circuito maiores do que nas outras topologias do mesmo subgrupo. Por conseguinte, ao atribuir a mesma curva de proteção às demais topologias, estas cruzarão a curva em tempos um pouco maiores e poderá aumentar a diferença de tempo. Isso ocorre no grupo 7, nos subgrupos 1 e 2. Para o subgrupo 1, existem 31 como topologia de referência e 167, 184, 201, 218 são as topologias com alto Δt_{bp} . Da mesma forma, para o subgrupo 2, 32 é a referência e as topologias 168, 185, 202 e 219 têm um alto Δt_{bp} .

Neste estudo de caso, uma das razões para esta condição é que na parte superior direita do circuito, a corrente de curto-circuito na topologia de referência passa pela linha de interconexão

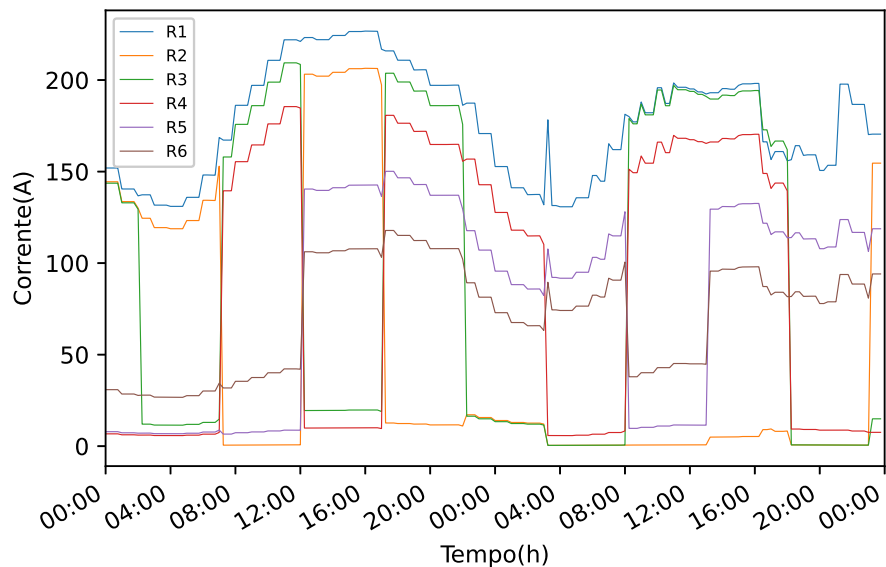
adicionada com baixa impedância S13. Porém, para a topologia 167, a corrente de curto-circuito passa pela linha existente e o *switch* S14, obtendo uma corrente maior devido à menor impedância medida desde a barra 184 em comparação com o ramo onde o S13 pertence.

Figura 41 – Potência Ativa da Subestação Principal na Fase A



Fonte: Elaborada pelo autor.

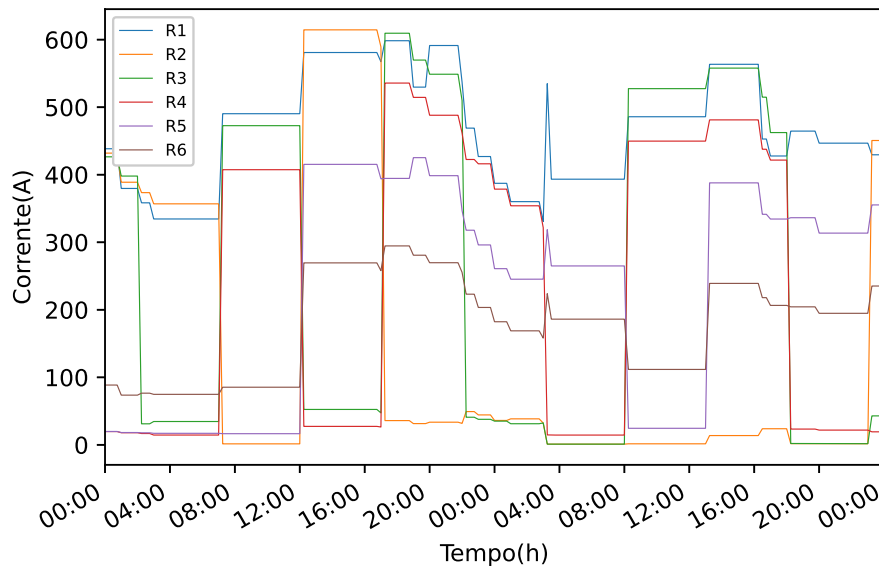
Figura 42 – Correntes de Operação do Circuito



Fonte: Elaborada pelo autor.

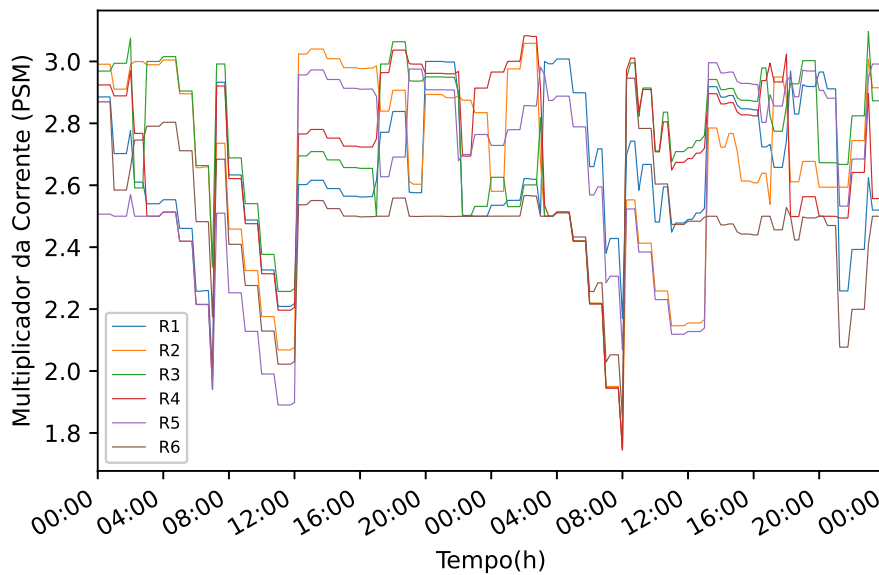
Para a simulação da parte *online*, são considerados 2 eventos da GD: a simulação começará com a GD desativado até as 3:15 AM do segundo dia, quando será ativado. Esses eventos são evidenciados na Figura 41, onde a energia da subestação no primeiro dia segue um comportamento rotineiro até as 3:15 AM do segundo dia, quando entra a energia da GD. No

Figura 43 – Parâmetro PC dos Relés de Proteção



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 44 – Comportamento do PSM

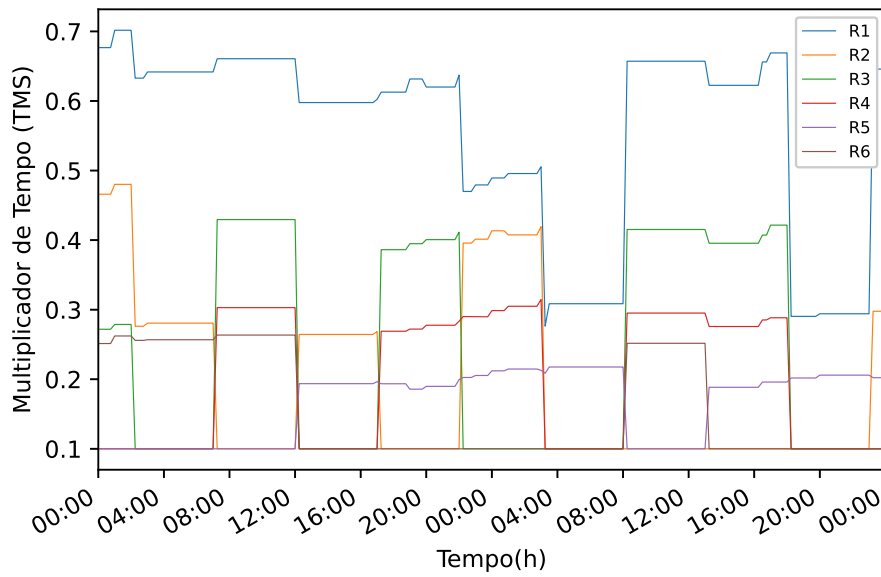


Fonte: Elaborada pelo autor.

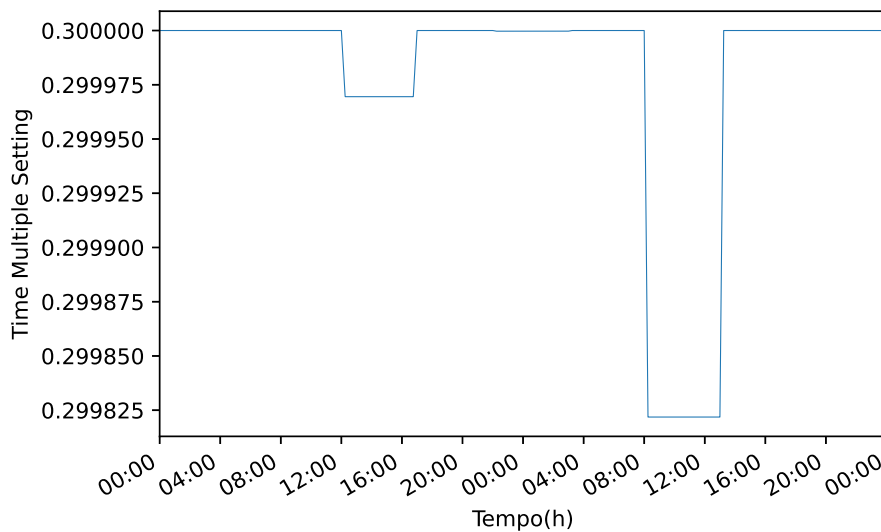
momento da entrada, o sistema de bateria apresenta um pequeno pico, pois coincide com a etapa de recarga. Considerando que sua potência monofásica é de 116.66kW, e como são 3 unidades de GD, há um pico de 350kW na entrada que se observa na Figura 41. Então, a influência do elemento *storage* é denotada por volta das 4:00 PM do segundo dia à medida que a potência fornecida pela subestação diminui.

Além disso, a Figura 42 mostra o mesmo comportamento da entrada da GD às 3:15 AM do segundo dia. As correntes têm uma faixa muito ampla, desde correntes próximas a 0 até a

Figura 45 – Valor de Parâmetro TMS



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 46 – Δt_{bp} mínimo durante a simulação

Fonte: Elaborada pelo autor.

medição do relé R1 em torno de 240A. A Figura 22 mostra que os relés 2 e 3 estão localizados próximos às chaves 2 e 6, então é possível que em algumas topologias sua zona de proteção seja consideravelmente reduzida. Esta condição é refletida na Figura 42, onde em alguns períodos de tempo a corrente dos relés 2 e 3 tem leituras maiores que 100A, e em outros, suas correntes medidas estão próximas de 0A. No entanto, os valores de PC mantêm a mesma faixa e estão cientes dessa variação de corrente.

Na parte *off-line* foram calculados os ajustes dos relés das topologias de referência e serão utilizados na parte *online*. Os parâmetros desta parte para este circuito serão: $a = 2.0$,

$b = 3.0$, $c = 2.5$, $d = 1.1$, $e = 3.1$. Tendo os mesmos limites de PC e sempre respeitando os limites de subseção 3.2.2.

A Figura 43 está em sincronia com a corrente de operação, com os valores PC dos relés R2 e R3 às vezes excedendo os do relé R1. Este parâmetro é muito estável na maioria das vezes, embora entre no primeiro e no segundo dia pode variar dada a variação da demanda (Figura 23). Os parâmetros $d = 1.1$ e $e = 3.1$ são os que delimitam os valores de PSM e durante a simulação você deve se manter dentro de 1.1 e 3.1, embora após do cálculo do PC sempre deve ficar entre 3.0 e 2.5 neste caso. A Figura 44 mostra que os valores de PSM estão dentro da faixa esperada. Embora o limite inferior seja muito flexível, o limite superior restringe mais o valor de PSM e é a principal razão pela qual durante as 10:15 PM e 3:15 AM ocorrem vários reajustes (Figura 47). Além disso, entre 8 AM-12 PM do primeiro dia e 4 AM-8 AM do segundo dia há uma queda de PSM causada pelo aumento da corrente medida pelos relés. Porém, essa queda não é motivo para reajuste já que os valores de PSM são maiores que 1.1.

Figura 47 – Registro de eventos durante a simulação

Tempo	Evento	Top	Comentário
12:00 a. m.	Topologia Inicial Assignada	10	Início da simulação
			Desligamento da GD
1:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	10	Realização do Reajuste
2:15 a. m.	Mudança de Topologia	5	Nova Topologia e Reajuste por lop
3:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	5	Realização do Reajuste
7:15 a. m.	Mudança de Topologia	380	Nova Topologia e Reajuste por lop
12:15 p. m.	Mudança de Topologia	35	Nova Topologia sem Reajuste
5:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	35	Realização do Reajuste
5:15 p. m.	Mudança de Topologia	300	Nova Topologia e Reajuste por lop
7:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	300	Realização do Reajuste
8:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	300	Realização do Reajuste
10:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	300	Realização do Reajuste
10:15 p. m.	Mudança de Topologia	89	Nova Topologia e Reajuste por lop
11:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	89	Realização do Reajuste
12:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	89	Realização do Reajuste
1:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	89	Realização do Reajuste
3:00 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	89	Realização do Reajuste
3:15 a. m.	Mudança de Topologia	167	Nova Topologia e Reajuste por lop
			Conexão da GD
3:30 a. m.	Corrente de Operação fora das margens	167	Realização do Reajuste
8:15 a. m.	Mudança de Topologia	118	Nova Topologia e Reajuste por lop
1:15 p. m.	Mudança de Topologia	280	Nova Topologia e Reajuste por lop
4:30 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	280	Realização do Reajuste
5:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	280	Realização do Reajuste
5:15 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	280	Realização do Reajuste
6:15 p. m.	Mudança de Topologia	201	Nova Topologia e Reajuste por lop
8:00 p. m.	Corrente de Operação fora das margens	201	Realização do Reajuste
11:15 p. m.	Mudança de Topologia	22	Nova Topologia e Reajuste por lop

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 45 nos mostra o valor TMS durante os dois dias de simulação e que estes apresentam a mesma variação do PC. Como nos 2 casos anteriores, o valor TMS é um bom indicador dos pares de relés P/B e eles estão em coordenação com a Tabela 13. Como exemplo,

entre 8:15 AM e 5:15 PM pode-se notar uma alteração nos valores de TMS dos relés R5 e R6 após a mudança de topologia de 118 para 280 conforme Figura 47. Da Tabela 13, a topologia 118 está no único subgrupo do grupo 18 onde os últimos relés são R2 e R5, e a ordem do ramal principal é R1-R3-R4-R6-R5. Além disso, a topologia 280 está no segundo subgrupo do grupo 22 onde os últimos relés são R2 e R6, e a ordem do ramal principal é R1-R3-R4-R5-R6. Pode-se observar que os 2 últimos relés invertem a ordem e isso é mostrado na Figura 45.

Os valores de Δt_{bp} são mostrados na Figura 46 e existe apenas dois períodos em que estão abaixo de 0.3 e acima de 0.299s. Neste caso os valores de Δt_{bp} não variam muito porque a GD está presente na última seção da simulação e também, conforme a Figura 47, os reajustes são feitos pela corrente medida e não pela variação dos níveis de curto-circuito. Somente às 12:15 PM do primeiro dia é feita a alteração sem reajuste, pois não há GD e as correntes medidas são semelhantes. Além disso, a queda de 0.05% às 8:15 AM do segundo dia é causada por a pequena influência da GD e porque, neste estudo de caso, a linha 213-94 é modelada como um *switch* e com impedância desprezível. Devido a isso, *OpenDSS* pode ter uma pequena variação no cálculo e por isso a diferença Δt_{bp} diminui um pouco, mas fica dentro do limite estabelecido.

CONCLUSÃO

A revisão da literatura apresentou uma descrição detalhada dos relés de proteção de sobrecorrente temporizados e os possíveis ajustes para este equipamento, além dos principais requisitos para sua coordenação. Os parâmetros do relé são estabelecidos sob as condições de operação do sistema. Além disso, explica-se que a reconfiguração da rede modifica a topologia do sistema, tendo como prioridade a redução das perdas do sistema e também o aumento do nível de tensão na rede. Devido a isso, a coordenação do sistema de proteção pode ser afetada após a reconfiguração.

Através de um breve levantamento bibliográfico sobre a reconfiguração da rede no sistema de proteção do sistema, pode-se verificar que diversos trabalhos utilizam ajustes adaptativos. Alguns desses trabalhos são realizados com configurações pré-configuradas e outros são realizados em tempo real, porém, muitos não são realizados automaticamente em tempo real considerando a reconfiguração do sistema, ou seja, a maioria desses trabalhos está focada no impacto da a geração distribuída e não consideram que a reconfiguração da rede não contemple as restrições de proteção, enquanto os trabalhos que consideram esses limites estão focados mais no lado da reconfiguração do que no lado da proteção.

Portanto, este trabalho propõe um esquema de proteção adaptativa que é desenvolvido em 3 capítulos. Primeiramente, a busca da topologia é realizada a partir do circuito base e depois ela é agrupada em subgrupos de acordo com os grupos de relés P/B e da corrente. Com isso, cada subgrupo possui uma topologia de referência e é ela que define os parâmetros das demais topologias. Em segundo lugar, uma metaheurística é proposta para otimizar e obter os parâmetros dos relés de proteção. Por último, é apresentada a metodologia de proteção tanto na fase *off-line* como na fase *online* e são apresentados os critérios para efetuar os reajustes. O desempenho deste esquema foi avaliado em 3 sistemas de teste de 34, 123 e 329 barras.

No sistema de 34 barras, foram obtidos 9 grupos de pares de relés e 28 subgrupos com 11 *chaves* e 5 relés. Após o cálculo dos parâmetros, observa-se um erro de 3.66% em uma

topologia para as 96 topologias. Como são necessários apenas 28 grupos de configurações de relés, observa-se uma redução de 70.8% do total sem o agrupamento de topologias. Na parte *online*, o PSM fica entre 1.25 e 3.5, e o Δt_{bp} tem variações muito pequenas, devido ao GD, que não influenciam no desempenho da proteção e não estão abaixo de 0.299.

No sistema de 123 barras, foram obtidos 10 grupos de pares de relés e 21 subgrupos com 10 *chaves* e 5 relés. Na parte *off-line*, os valores de Δt_{bp} têm um desvio máximo de 1.13% e 8 topologias com erro de aproximadamente 0.83%. Considerando as 79 topologias encontradas, menor do que no estudo de caso anterior devido a uma redução no número de chaves, os 21 grupos de ajustes obtidos reduzem os ajustes necessários em 73.41%. Na parte *online*, os valores do PSM estão dentro do intervalo 1.1 e 1.6 e o Δt_{bp} não apresenta grandes variações exceto pelo breve aumento causado pela mudança para a topologia 76 que foi feito sem usar nenhuma configuração e está dentro dos limites.

No sistema de 329 barras, foram encontrados 24 grupos de pares de relés e 37 subgrupos com 16 chaves instaladas e 6 relés. Em comparação com os 2 circuitos anteriores, na parte *off-line*, os valores de Δt_{bp} são muito próximos de 0.3s e o erro máximo é de 0.03%. Embora existam valores próximos de 0.314 que não são um problema e estão apenas 4.66% acima do normal. Foram encontradas 408 topologias e sabendo que serão necessários apenas 37 grupos de ajustes de relés, nota-se uma redução de 90.93% nos ajustes necessários. A parte *online* mantém o bom desempenho do esquema. Os valores do PSM estão dentro da faixa de 1.1 e 3.1, portanto estão livres para diminuir, mas não para aumentar excessivamente, causando assim alguns reajustes. Os valores Δt_{bp} apresentam variações sem GD e com GD, verificando que o GD tende a influenciar mais mas mantém seus valores dentro dos limites.

Em conclusão, o esquema adaptativo proposto visa melhorar o desempenho do sistema de proteção antes de possíveis mudanças na topologia da rede, seja para circuitos menores ou para circuitos com um número considerável de barras. Estabelecer as possíveis topologias e calcular os parâmetros de acordo com os subgrupos de topologias aumenta a eficiência e diminui o número de cálculos necessários para a configuração da proteção. Assim, o monitoramento dos limites operacionais da corrente e dos níveis de curto-circuito garantem a confiabilidade e segurança do sistema no caso de conexão GD e também se houver variação na demanda da rede.

REFERÊNCIAS

ABB. **VD4 - Medium voltage vacuum circuit-breakers**. 2. ed. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCP000001_A&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Citado na página 29.

ABDELHAMID, M.; KAMEL, S.; KORASHY, A.; TOSTADO-VÉLIZ, M.; BANAKHR, F. A.; MOSAAD, M. I. An adaptive protection scheme for coordination of distance and directional overcurrent relays in distribution systems based on a modified school-based optimizer. **Electronics**, v. 10, n. 21, 2021. ISSN 2079-9292. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2079-9292/10/21/2628>>. Citado na página 38.

ABEID, S.; HU, Y. Overcurrent relays coordination optimisation methods in distribution systems for microgrids: A review. In: **15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–8. Citado na página 43.

AKILA, A. A. *et al.* Protection of active distribution systems with dgs. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 16, n. 5, p. 399–411, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1515/ijeeps-2015-0033>>. Citado na página 34.

AL-ROOMI, A. R. **Directional Overcurrent Relays and the Importance of Relay Coordination**. John Wiley & Sons, Ltd, 2021. 139-167 p. ISBN 9781119794929. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119794929.ch5>>. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 64.

ALAM, M. N. Adaptive protection coordination scheme using numerical directional overcurrent relays. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 1, p. 64–73, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 63.

ALWASH, S. F.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; MITHULANANTHAN, N. Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1187–1195, 2015. Citado na página 74.

ANDERSON, P. **Power System Protection**. 1. ed. McGraw-Hill, 1999. (IEEE Press power engineering series). ISBN 9780071343237. Disponível em: <<https://books.google.com.pe/books?id=eP9qQgAACAAJ>>. Citado na página 27.

ANSI. Tabela de proteções elétricas ansi (american national standards institute). 2022. Disponível em: <<https://www.ansi.org/>>. Citado na página 30.

ATES, Y.; BOYNUEGRI, A. R.; UZUNOGLU, M.; NADAR, A.; YUMURTACI, R.; ERDINC, O.; PATERAKIS, N. G.; CATALÃO, J. P. S. Adaptive protection scheme for a distribution system considering grid-connected and islanded modes of operation. **Energies**, v. 9, n. 5, 2016. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/9/5/378>>. Citado na página 36.

BHATTARAI, B. P.; BAK-JENSEN, B.; CHAUDHARY, S.; PILLAI, J. R. An adaptive over-current protection in smart distribution grid. In: **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 39.

- BISHEH, H. *et al.* A novel adaptive protection coordination scheme for radial distribution networks in the presence of distributed generation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 31, n. 3, p. e12779, 2021. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12779>>. Citado 4 vezes nas páginas 24, 33, 34 e 37.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying Principles and Applications**. 4. ed. CRC Press, 2014. (Engineering and Technology). ISBN 9780429112027. Disponível em: <<https://doi.org/10.1201/b16518>>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- BOTTURA, F. B.; BERNARDES, W. M.; OLESKOVICZ, M.; ASADA, E. N. Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid ga optimizer. **Electric Power Systems Research**, v. 143, p. 400–408, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616303698>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 37.
- CHABANLOO, R. M.; SAFARI, M.; ROSHANAGH, R. G. Reducing the scenarios of network topology changes for adaptive coordination of overcurrent relays using hybrid ga-lp. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 21, p. 5879–5890, 2018. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2018.5810>>. Citado na página 41.
- CHANDRARATNE, C.; LOGENTHIRAN, T.; NAAYAGI, R. T.; WOO, W. L. Overview of adaptive protection system for modern power systems. In: **2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1239–1244. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- CHANDRARATNE, C.; NAAYAGI, R. T.; PANDA, G. *et al.* Development and implementation of an adaptive overcurrent protection algorithm for a modern power distribution network. In: **2020 3rd International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Clean Energy Technologies**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 68.
- CHATURVEDI, K. T.; PANDIT, M.; SRIVASTAVA, L. Particle swarm optimization with time varying acceleration coefficients for non-convex economic power dispatch. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 6, p. 249–257, 2009. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509000131>>. Citado na página 67.
- CHELLIAH, T. R.; THANGARAJ, R.; ALLAMSETTY, S.; PANT, M. Coordination of directional overcurrent relays using opposition based chaotic differential evolution algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 55, p. 341–350, 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513004146>>. Citado na página 38.
- CHOPARD, B.; TOMASSINI, M. **An Introduction to Metaheuristics for Optimization**. 1. ed. Springer Cham, 2018. (Natural Computing Series). Disponível em: <<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-93073-2>>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.
- CHOUDHARY, P. K.; DAS, D. K. Optimal coordination of over-current relay in a power distribution network using opposition based learning fractional order class topper optimization (obl-focto) algorithm. **Applied Soft Computing**, v. 113, p. 107916, 2021. ISSN 1568-4946. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494621008383>>. Citado na página 65.

COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYŚKO, A. *et al.* An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 561–568, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.

EBERHART, R.; SHI, Y. Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization. In: **Proceedings of the 2000 Congress on Evolutionary Computation. CEC00 (Cat. No.00TH8512)**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 84–88 vol.1. Citado na página 67.

FANI, B.; BISHEH, H.; SADEGHKHANI, I. *et al.* Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 8, p. 1802–1814, 2018. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2017.1229>>. Citado na página 36.

FRIEND, F.; JOHNSON, G.; MUGALIAN, B.; MICU, C.; SUFANA, C.; SIEW, C.; PATTI, C.; GOODRICH, D.; LUKACH, D.; PARKER, D.; SOUDI, F.; JESTER, J.; VICO, J.; SPERL, J.; TENGDIN, J.; GERS, J.; DONAHOE, K.; BLACK, M.; MEISINGER, M.; HEAVEY, P.; CARROLL, P.; LASCU, R.; VENKATA, S. M.; HODDER, S.; ORTIZ, V.; HARTMANN, W. Effect of distribution automation on protective relaying. In: **2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 193–228. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 38.

GANNA, M. A.; BAKARE, G. A.; ALIYU, U. O. *et al.* Analysis and development of adaptive protection scheme for meshed distribution network. **Global Journal of Research In Engineering**, 2020. ISSN 2249-4596. Disponível em: <<https://engineeringresearch.org/index.php/GJRE/article/view/2087>>. Citado na página 24.

GANGWAR, T.; SARANGI, S. Adaptive relay setting for distribution system during reconfiguration. In: **2017 14th IEEE India Council International Conference (INDICON)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado 3 vezes nas páginas 39, 41 e 68.

GERS, J. M.; HOLMES, E. **Protection of Electricity Distribution Networks**. 4. ed. Institution of Engineering and Technology, 2021. (Engineering & Technology). Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo180e>>. Citado 5 vezes nas páginas 23, 28, 29, 30 e 32.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning**. [S.l.]: Addison Wesley Publishing Company, 1989. Citado na página 67.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 3. ed. CRC PRESS, 2014. (Engineering & Technology). Disponível em: <<https://doi.org/10.1201/b16455>>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 28.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 4. ed. John Wiley and Sons, 2014. ISBN 9781118662007. Disponível em: <<https://www.wiley.com/en-au/9781118662007>>. Citado na página 31.

HUANG, B.; DENG, S.; MA, X.; MAN, Z. Distribution network reconfiguration based on methods of dynamic basic loop partitioning and improved fireworks algorithm. In: **2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1653–1660. Citado na página 49.

IEC. Measuring relays and protection equipment - part 151: Functional requirements for over/under current protection. **IEC 60255-151:2009 (Revision of IEC 60255-3:1989)**, 2009. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/1166>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.

IEEE. Ieee recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (ieee buff book). **IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]**, p. 1–710, 2001. Citado na página 43.

IEEE-PES. IEEE guide for protective relay applications to distribution lines. **IEEE Std C37.230-2020 (Revision of IEEE Std C37.230-2007)**, p. 1–106, 2021. Citado na página 29.

IEEE-TFWG. **IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group**. 2010. <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Accessed: 2022-04-29. Citado 2 vezes nas páginas 73 e 74.

IRFAN, M.; WADOOD, A.; KHURSHAD, T.; KHAN, B. M.; KIM, K.-C.; OH, S.-R.; RHEE, S.-B. An optimized adaptive protection scheme for numerical and directional overcurrent relay coordination using harris hawk optimization. **Energies**, v. 14, n. 18, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/18/5603>>. Citado na página 38.

JHA, R. R. **Network-level Optimization for Volt/VAR Control in Unbalanced Electric Power Distribution Systems**. 243 p. Tese (Doutorado) — Washington State University, 2020. Citado na página 75.

JHA, R. R.; DUBEY, A.; LIU, C.-C.; SCHNEIDER, K. P. Bi-level volt-var optimization to coordinate smart inverters with voltage control devices. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 3, p. 1801–1813, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 76.

JHA, R. R.; DUBEY, A.; SCHNEIDER, K. P. Conservation voltage reduction (cvr) via two-timescale control in unbalanced power distribution systems. **IET Smart Grid**, v. 3, n. 6, p. 801–813, 2020. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-stg.2020.0051>>. Citado na página 75.

KAVITHA, T.; MEHLHORN, K.; MICHAIL, D.; PALUCH, K. E. An $\tilde{O}(m^2n)$ algorithm for minimum cycle basis of graphs. **Algorithmica**, v. 52, p. 333–349, 2008. ISSN 1432-0541. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s00453-007-9064-z>>. Citado na página 52.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: **Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks**. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942–1948 vol.4. Citado na página 66.

KHALID, H.; SHOBOLE, A. Existing developments in adaptive smart grid protection: A review. **Electric Power Systems Research**, v. 191, p. 106901, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620306994>>. Citado na página 24.

KHESHTI, M.; TEKPETI, B. S.; KANG, X. The optimal coordination of over-current relay protection in radial network based on particle swarm optimization. In: **2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 604–608. Citado na página 43.

KHORSHID-GHAZANI, B.; SEYEDI, H.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; ZARE, K.; SHARGH, S. 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 2 vezes nas páginas 24 e 38.

LUITEL, B.; VENAYAGAMOORTHY, G. K. Differential evolution particle swarm optimization for digital filter design. In: **2008 IEEE Congress on Evolutionary Computation (IEEE World Congress on Computational Intelligence)**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 3954–3961. Citado na página 67.

MEIRA, P. **Cross-platform Python Package direct to OpenDSS**. 2022. Disponível em: <<https://github.com/dss-extensions/OpenDSSDirect.py>>. Citado na página 72.

MESKIN, M. *et al.* Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, p. 5944–5960, 12 2020. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 41.

MIRJALILI JIN SONG DONG, A. L. S. **Nature-Inspired Optimizers: Theories, Literature Reviews and Applications**. 1. ed. Springer Cham, 2020. (Studies in Computational Intelligence). Disponível em: <<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-12127-3>>. Citado na página 66.

MOMESSO, A. E.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. *et al.* Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 108, p. 135–144, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151832475X>>. Citado na página 36.

MONTENEGRO, D.; DUGAN, R.; TAYLOR, J.; MCGRANAGHAN, M. Open-source software projects for advancing the power systems analysis. In: **2022 Open Source Modelling and Simulation of Energy Systems (OSMSES)**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6. Citado na página 71.

PNNL. **Modern Grid Initiative Distribution Taxonomy Final Report**. 2008. <https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-18035.pdf>. Accessed: 2022-12-07. Citado na página 75.

RAHIM, M. N. A.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A. H. A.; RAHMAN, M. T.; BADRAN, O.; MANSOR, N. N. Protection coordination toward optimal network reconfiguration and dg sizing. **IEEE Access**, v. 7, p. 163700–163718, 2019. Citado na página 38.

RAJ, A.; AZIZ, N. F. A.; YASIN, Z. mat; SALIM, N. Investigation of distributed generation units placement and sizing based on voltage stability condition indicator (vsci). **International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)**, v. 10, p. 1317, 09 2019. Citado na página 73.

RAZAVI, S.-E.; RAHIMI, E.; JAVADI, M. S.; NEZHAD, A. E.; LOTFI, M.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. P. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 105, p. 157–167, 2019. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300668>>. Citado na página 24.

SAMADI, A.; Mohammadi Chabanloo, R. Adaptive coordination of overcurrent relays in active distribution networks based on independent change of relays' setting groups. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 120, p. 106026, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151933532X>>. Citado na página 41.

SAMPAIO, F. C.; LEÃO, R. P.; SAMPAIO, R. F.; MELO, L. S.; BARROSO, G. C. A multi-agent-based integrated self-healing and adaptive protection system for power distribution systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 188, p. 106525, 2020. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620303291>>. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 68.

SAMPAIO, F. C.; TOFOLI, F. L.; MELO, L. S.; BARROSO, G. C.; SAMPAIO, R. F.; LEÃO, R. P. S. Adaptive fuzzy directional bat algorithm for the optimal coordination of protection systems based on directional overcurrent relays. **Electric Power Systems Research**, v. 211, p. 108619, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622006939>>. Citado na página 64.

SANGCAR, E. K.; NAMDARI, F.; DOOSTIZADEH, M. *et al.* Reconfiguring distribution networks by means of minimizing power loss and considering overcurrent protection. **International Journal of Industrial Electronics Control and Optimization**, University of Sistan and Baluchestan, v. 4, n. 3, p. 321–331, 2021. ISSN 2645-3517. Disponível em: <https://ieco.usb.ac.ir/article_6249.html>. Citado na página 38.

SCHNEIDER, K. P. e. a. **Taxonomy of prototypical feeders**. 2020. <https://github.com/gridlab-d/Taxonomy_Feeders/blob/master/R3-12.47-2.glm>. Accessed: 2022-12-07. Citado na página 75.

SENARATHNA, S.; HEMAPALA, K. T. M. U. Review of adaptive protection methods for microgrids. **AIMS Energy**, v. 7, p. 557–578, 09 2019. Citado na página 24.

SHARAF, H. M.; ZEINELDIN, H.; IBRAHIM, D. K.; EL-ZAHAB, E. E.-D. A. A proposed coordination strategy for meshed distribution systems with dg considering user-defined characteristics of directional inverse time overcurrent relays. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 65, p. 49–58, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514005791>>. Citado na página 36.

SHARMA, A.; KIRAN, D.; PANIGRAHI, B. K. *et al.* Planning the coordination of overcurrent relays for distribution systems considering network reconfiguration and load restoration. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 7, p. 1672–1679, 2018. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2017.1674>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 38.

SHOBOLE, A.; BAYSAL, M.; WADI, M.; TUR, M. R. An adaptive protection technique for smart distribution network. **Elektronika ir Elektrotechnika**, v. 26, n. 4, p. 46–56, Aug. 2020. Disponível em: <<https://eejournal.ktu.lt/index.php/elt/article/view/25778>>. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 68.

SILVA, K. Q. da; SAMPAIO, F. C.; MAGALHÃES, L. F.; ANDRADE, A. A.; SAMPAIO, R. F.; LEAO, R. P. S.; MELO, L. S.; BARROSO, G. C. An adaptive protection system for distribution network with distributed generation. In: **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado na página 39.

SINGH, M.; PANIGRAHI, B.; ABHYANKAR, A. Optimal coordination of directional overcurrent relays using teaching learning-based optimization (tlbo) algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 50, p. 33–41, 2013. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513000719>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 65.

SINGH, M.; PANIGRAHI, B.; ABHYANKAR, A.; DAS, S. Optimal coordination of directional over-current relays using informative differential evolution algorithm. **Journal of Computational Science**, v. 5, n. 2, p. 269–276, 2014. ISSN 1877-7503. Empowering Science through Computing + BioInspired Computing. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877750313000756>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 43.

SINGH, M.; VISHNUVARDHAN, T.; SRIVANI, S. Adaptive protection coordination scheme for power networks under penetration of distributed energy resources. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 15, p. 3919–3929, 2016. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2016.0614>>. Citado na página 41.

SOOKROD, P.; WIRASANTI, P. Overcurrent relay coordination tool for radial distribution systems with distributed generation. In: **2018 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 13–17. Citado na página 36.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. **Journal of Global Optimization**, v. 11, p. 341–359, 1997. ISSN 1573-2916. Disponível em: <<https://doi.org/10.1023/A:1008202821328>>. Citado na página 67.

TAMBUN, R. C. S. P.; BANJAR-NAHOR, K. M.; HARIYANTO, N.; RAHMAN, F. S.; RAHMANI, R. Adaptive protection coordination scheme for distribution system under penetration of distributed generation. In: **2021 3rd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 355–360. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 68.

YANG, X.-S. Particle swarm optimization. In: _____. **Engineering Optimization**. John Wiley & Sons, Ltd, 2010. cap. 15, p. 203–211. ISBN 9780470640425. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9780470640425.ch15>>. Citado na página 66.

ZHANG, H.; ISHIKAWA, M. Evolutionary particle swarm optimization: A metaoptimization method with ga for estimating optimal pso models. In: _____. **Trends in Intelligent Systems and Computer Engineering**. Boston, MA: Springer US, 2008. p. 75–90. ISBN 978-0-387-74935-8. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-0-387-74935-8_5>. Citado na página 67.