

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA ELÉTRICA

Victor Tadeu da Silva Rodrigues

**Método analítico para localização de faltas monofásicas em Sistemas de
Distribuição**

Juiz de Fora

2021

Victor Tadeu da Silva Rodrigues

**Método analítico para localização de faltas monofásicas em Sistemas de
Distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: D. Sc. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Coorientador: D. Sc. Leandro Ramos de Araujo

Juiz de Fora
2021

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Rodrigues, Victor Tadeu da Silva.

Método analítico para localização de faltas monofásicas em Sistemas de Distribuição / Victor Tadeu da Silva Rodrigues. -- 2021. 96 f.

Orientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Coorientador: Leandro Ramos de Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

1. Localização de faltas. 2. Sequência zero. 3. Falta de alta impedância. 4. Medição fasorial sincronizada. 5. Proteção de sistemas elétricos. I. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, orient. II. Araujo, Leandro Ramos de, coorient. III. Título.

Victor Tadeu da Silva Rodrigues

**Método analítico para localização de faltas monofásicas em Sistemas de
Distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 05 de fevereiro de 2021.

BANCA EXAMINADORA:

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF
Orientadora

Leandro Ramos de Araujo

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF
Coorientador

Vander Menengoy da Costa

Prof. Vander Menengoy da Costa, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Giovanni Manassero Junior

Prof. Giovanni Manassero Junior, D.Sc.

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, EPUSP

Dedico este trabalho à minha amada família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus em primeiro lugar. Isso é necessário pois Ele é o criador e sustentador de todas as coisas e somente dEle vem toda sabedoria e capacitação para as obras que fazemos. Em todas as áreas da minha vida tenho sido abençoado por Ele e reconheço que todo sucesso obtido até aqui só existiu pela vontade de Deus. Por isso, honra e glória sejam dadas somente à Ele, porque dEle, por Ele e para Ele são todas as coisas.

É fundamental, também, agradecer aos meus pais e à minha família. Minha mãe, Maria Angélica, por ser ideal em todo o tempo, intercedendo constantemente por mim, buscando meu bem estar, estimulando-me, colocando-se à disposição e fazendo de tudo para que meus objetivos fossem alcançados. Meu pai, Edilberto Tadeu, por ser um exemplo de vida, um homem que me inspira, que nunca deixou me faltar nada, sempre me encorajou e buscou o melhor pra mim.

Agradeço, também, à minha orientadora Débora e ao professor Leandro por toda orientação, correção e disposição em me ajudar tanto em aspectos acadêmicos quanto em conversas informais que trazem ensinamentos pra vida toda. Aproveito para agradecer a todos os professores que utilizaram seus dons e seu tempo para me auxiliar e orientar sempre que requisitados.

Não poderia deixar de agradecer aos meus amigos da igreja que são essenciais na minha vida. São pessoas que me abençoam, edificam-me e alegram meus dias. Em qualquer momento, seja em conversas do dia-a-dia, cultos, estudos bíblicos, programações, idas ao cinema, lanches e mais lanches, sempre me sinto completo e renovado quando estou com vocês.

Por fim, agradeço aos meus amigos e colegas do mestrado, principalmente à Maria Elisa, ao Jhonatan Sanches e ao Christian Mendes, que foram fundamentais, seja em momentos de estudos e trabalhos, em momentos de conversas informais ou em almoços. Sem eles o caminho trilhado até aqui, com certeza, teria sido mais árduo.

Muito obrigado!

RESUMO

Cada vez mais os sistemas de distribuição de energia elétrica se tornam extensos e complexos devido ao crescimento da demanda nos centros rurais e urbanos. Dessa forma, faz-se necessário intensificar as boas práticas de operação e manutenção da rede para que a energia possa ser entregue com qualidade. Dentre essas atividades, mostram-se de grande importância aquelas relacionadas a detecção, localização e eliminação de faltas nos sistemas de distribuição. As faltas são distúrbios frequentes nos sistemas e resultam em prejuízos e insatisfação dos consumidores e multas para as concessionárias. Para contribuir com estas atividades, destaca-se o uso de metodologias eficientes para a localização de faltas, que buscam auxiliar os engenheiros e técnicos a realizar a localização de faltas de maneira mais rápida e mais precisa. Diante da importância do tema, o presente trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de um método que visa à localização de faltas de alta impedância (HIFs) em sistemas de distribuição. O método se baseia na utilização das componentes de sequência zero circulantes nos alimentadores de média tensão do sistema, as quais são obtidas a partir de medidores fasoriais posicionados ao longo do alimentador. Para as simulações foi utilizado o software PSCAD® e foram simulados três sistemas, incluindo o sistema IEEE 34 barras, o qual foi modificado para que características específicas das redes reais de distribuição pudessem ser simuladas e o método verificado. Nesse sistema foram incluídas variações de carga, indutâncias mútuas entre os cabos dos alimentadores, cargas desbalanceadas, bancos de capacitores e reguladores de tensão. Foi dado um enfoque em falta monofásica, tendo em vista que este é o tipo de curto-circuito mais recorrente nessas redes. Os resultados mostram elevada precisão e robustez do método.

Palavras-chave: Localização de faltas, Sequência zero, Falta de alta impedância, Medição fasorial sincronizada, Proteção de sistemas elétricos, Sistemas de distribuição.

ABSTRACT

Electric power distribution systems have become increasingly larger and more complex due to the continued growth of demand in rural and urban centers. Thus, good practices of operation and maintenance are necessary to improve energy quality. Among these activities, those related to the detection, location and elimination of faults in the distribution systems are of great importance. Faults are frequent disturbances in the systems and result in losses and dissatisfaction from consumers and fines for utilities. To contribute to these activities, we highlight the studies of efficient methodologies for fault location, which seek to assist engineers and technicians to perform fault location more quickly and more accurately. In view of the importance of the theme, the present work aims to develop a method that aims to locate high impedance faults (HIFs) in distribution systems. The method is based on the use of the zero sequence component of the current circulating in the medium voltage feeders of the system, which are obtained from phasorial meters positioned along the feeder. For the simulations, the software PSCAD® was used and three systems were simulated, including the IEEE 34 bus system, which was modified so that specific characteristics of real distribution networks could be simulated and the method verified. In this system, load variation, mutual inductances between feeder cables, unbalanced loads, capacitor banks and voltage regulators were included. A focus on single-phase faults was given, considering that this is the most recurrent type of short-circuit in these networks. The results show high precision and robustness of the method.

Keywords: Fault Location, Zero sequence, High impedance faults, Synchronized phasor measurement, Power system protection, Distribution systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Elétrico de Potência (FERC).....	1
Figura 2 - Curva de Custo da Confiabilidade (ANDRADE, 2007).....	3
Figura 3 - Diagrama de uma simples subestação de distribuição.....	11
Figura 4 - Alimentador principal e ramais de um típico circuito num sistema de distribuição.	12
Figura 5 – Circuito primário e secundário.....	13
Figura 6 - Rede aérea convencional.	14
Figura 7 - Rede aérea protegida.....	15
Figura 8 - Rede isolada – cabo quadplex.	15
Figura 9 - Exemplo de perfil de carga de um consumidor residencial.....	18
Figura 10 - Exemplo de perfil de carga de um consumidor comercial.....	18
Figura 11 - Exemplo de perfil de carga de um consumidor industrial.	19
Figura 12 - Transformador de conexão Δ -Y aterrado.	20
Figura 13 - Funcionamento de duas PMUs alocadas em um sistema de distribuição....	22
Figura 14 - Contato de uma fase com o solo.	23
Figura 15 - Abertura série sem contato.	24
Figura 16 - Abertura série com contato do lado da fonte.	24
Figura 17 - Abertura série com contato do lado da carga.....	25
Figura 18 - Parte de um sistema de distribuição simplificado.....	28
Figura 19 - Diagrama de sequências desacoplado.....	30
Figura 20 - Diagrama de sequências durante a falta.....	31
Figura 21 - Diagrama de sequências modelado por fontes de tensão.....	32
Figura 22 - Diagrama de sequências representado com foco na sequência zero.....	33
Figura 23 - Representação de um alimentador equilibrado.	34
Figura 24 - Diagrama de sequências representado com foco na sequência zero reescrito.....	36
Figura 25 - Diagrama de sequências representado com foco na sequência zero reescrito para equacionamento.	36
Figura 26 - Diagrama de sequências representado com foco na sequência zero considerando impedâncias mútuas desequilibradas.....	40
Figura 27 - Sistema de distribuição exemplo com ramal lateral.	43

Figura 28 - Capacitâncias próprias e mútuas de uma linha trifásica.	44
Figura 29 - Sistema teste com 3 barras.....	48
Figura 30 - Fluxograma para definição da impedância de falta.	50
Figura 31 – Erros obtidos em metros para o sistema de 3 barras.	54
Figura 32 - Sistema de 3 barras com foco para as correntes de sequência positiva e negativa.....	55
Figura 33 - Sistema de 6 barras.	56
Figura 34 – Erros obtidos em metros para o sistema de 6 barras.	59
Figura 35 - Sistema IEEE 34 barras modificado.	60
Figura 36 - Sistema exemplo 1.....	62
Figura 37 - Sistema exemplo 2.....	62
Figura 38 – Erros em metros obtidos para o ponto de falta 802-806 da AM1.....	66
Figura 39 - Erros em metros obtidos para o ponto de falta 816-824 da AM2.....	66
Figura 40 - Resultados para AM1 considerando diferentes níveis de carga.	70
Figura 41 - Resultados para AM2 considerando diferentes níveis de carga.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Correntes de HIF observadas em testes com diferentes superfícies de contato.....	26
Tabela 2 - Corrente de carregamento da fase A para alimentadores de distribuição típicos do IEEE.	45
Tabela 3 - Dados relativos às HIFs no sistema de 3 barras.	52
Tabela 4 - Resultados para o sistema de 3 barras.	53
Tabela 5 - Dados relativos às HIFs no sistema de 6 barras.	57
Tabela 6 - Resultados para o sistema de 6 barras.	58
Tabela 7 - Dados relativos às HIFs no sistema IEEE 34 barras modificado.	63
Tabela 8 - Pontos de falta e suas respectivas distâncias.	64
Tabela 9 - Erro do método associado à Área Monitorada 1.	65
Tabela 10 - Erro do método associado à Área Monitorada 2.	65
Tabela 11 - Resultado comparativo para a Área Monitorada 1.	67
Tabela 12 - Resultado comparativo para a Área Monitorada 2.	67
Tabela 13 - Desempenho do método para falta de baixa impedância.	68

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

AM – Área Monitorada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

GD – Geração Distribuída

GPS – Global Positioning System

HIF – Falta de Alta Impedância (High Impedance Fault)

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

PLC – Power Line Communication

PMU – Phasor Measurement Unit

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

RNA – Rede Neural Artificial

SD – Sistemas de Distribuição

SEP – Sistema Elétrico de Potência

TWD – Transformada de Wavelet Discreta

SUMÁRIO

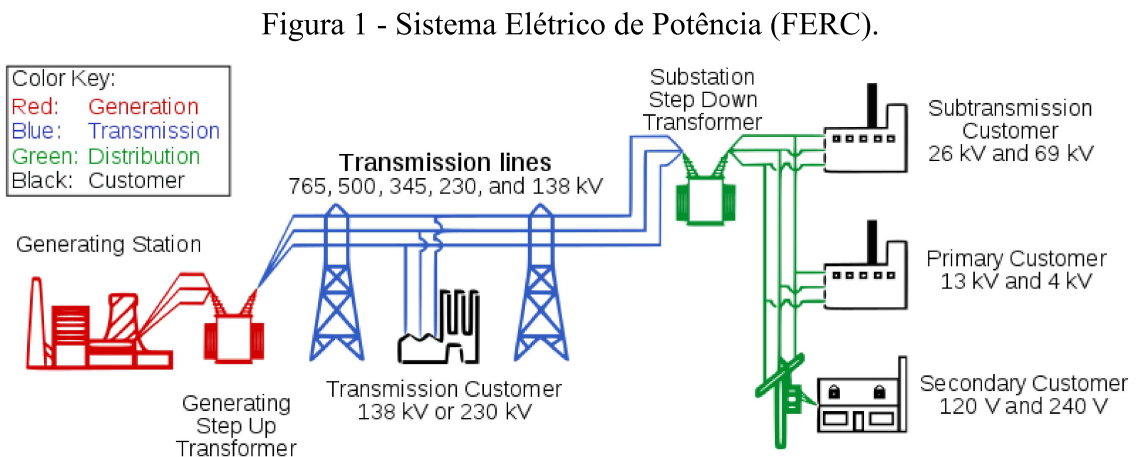
1	Introdução	1
1.1	Considerações Gerais	1
1.2	Motivações	3
1.3	Revisão Bibliográfica	4
1.4	Objetivos	8
1.5	Estrutura da Dissertação	9
2	Definições e Fundamentação Teórica.....	10
2.1	Considerações Iniciais	10
2.2	Sistemas de Distribuição.....	10
2.2.1	Consideração sobre cargas.....	16
2.2.1.1	Variações de cargas	16
2.2.1.2	Desequilíbrio de cargas	19
2.3	Monitoração em sistemas de distribuição	20
2.4	Faltas em sistemas de distribuição	23
2.4.1	Faltas de alta impedância.....	25
3	Método Proposto	28
3.1	Introdução	28
3.2	Formulação do método proposto para alimentadores equilibrados	28
3.3	Formulação do método proposto considerando impedâncias mútuas desequilibradas	38
3.4	Consideração sobre faltas em ramais laterais	42
3.5	Consideração sobre as capacitâncias das linhas de distribuição	44
4	Simulações e Resultados	47
4.1	Introdução	47
4.2	Sistema de 3 barras	47
4.2.1	Características do Sistema	48
4.2.2	Alocação dos medidores	48
4.2.3	Determinação da impedância de falta.....	49
4.2.4	Métrica para avaliação dos resultados	53
4.2.5	Resultados.....	53
4.3	Sistema de 6 barras	55
4.3.1	Características do sistema.....	56
4.3.2	Alocação dos medidores	56
4.3.3	Determinação da impedância de falta.....	57
4.3.4	Resultados.....	58
4.4	Sistema IEEE 34 barras modificado	59
4.4.1	Características do sistema.....	60
4.4.2	Alocação dos medidores	61

4.4.3 Determinação da impedância de falta.....	61
4.4.4 Resultados.....	64
4.4.4.1 Análise de sensibilidade considerando o efeito da resistência de falta ..	65
4.4.4.2 Comparativo entre casos com e sem capacitância.....	67
4.4.4.3 Resultados para o caso de falta de baixa impedância	68
4.4.4.4 Análise de sensibilidade considerando o efeito da condição de carga do sistema	69
4.4.4.5 Comentários gerais com relação aos resultados	71
5 Conclusão	72
5.1 Considerações finais	72
5.2 Trabalhos futuros	73
6 Referências Bibliográficas.....	75

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como objetivo entregar energia elétrica com qualidade, segurança, confiabilidade e custos minimizados. E, como pode ser visto na Figura 1, o SEP, geralmente numa grande extensão territorial, é dividido em sistemas de geração, transmissão e distribuição, os quais utilizam diversas normas, técnicas de operação e controle e muitos equipamentos para que a energia chegue aos locais de destino.



O segmento de distribuição se dedica à entrega de energia elétrica para o consumidor final, que pode ser residencial, comercial ou industrial. Considerando a incorporação de novas aplicações nos sistemas de distribuição (SD), como gerações distribuídas (GD), medidores inteligentes, veículos elétricos, sistemas de medição e controle interligados, registra-se um significativo e contínuo aumento na complexidade desses sistemas. Diante desse cenário, para que haja qualidade da energia e justa aplicação do sistema tarifário, faz-se necessária fiscalização e regularização do serviço.

Nos sistemas de distribuição brasileiros, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regularização e fiscalização das concessionárias distribuidoras, além de estabelecer tarifas e ditar metas para o equilíbrio e o bom funcionamento do sistema de distribuição de energia. Uma das principais ferramentas

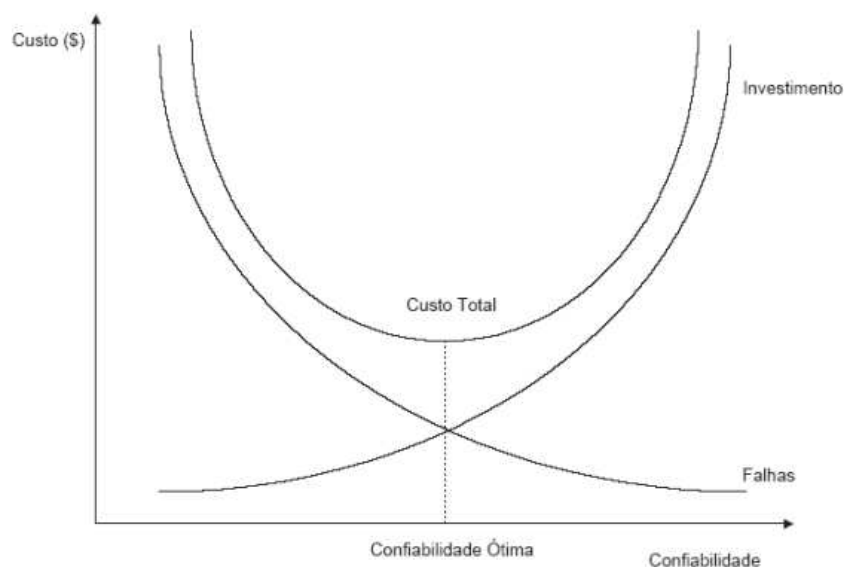
para o exercício dessas competências é o estabelecimento dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que normatizam e padronizam atividades técnicas relacionadas à expansão, acesso, medições, cálculo de perdas, qualidade de energia elétrica e faturamentos nos sistemas de distribuição.

As distribuidoras são avaliadas, no âmbito do fornecimento de energia elétrica, entre outros aspectos, com relação à qualidade do serviço oferecido ao consumidor. Tal característica inclui a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Para essa análise, destacam-se os indicadores de continuidade coletivos, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), conforme definido no Módulo 8 do PRODIST, que são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora (média entre as unidades consumidoras) ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade do fornecimento da energia à população. Além disso, existem os indicadores individuais como o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e o FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora). Todos os indicadores citados, se excedidos seus limites, resultam em penalizações para a concessionária (ANEEL, 2018).

Existe, portanto, uma grande preocupação com relação à confiabilidade da energia entregue por parte das distribuidoras. A confiabilidade é muito importante tanto para as concessionárias quanto para os consumidores. A concessionária pode buscar meios de melhorar a confiabilidade, mas estes, normalmente, incorrem em custos adicionais, logo, é necessário tentar otimizar os recursos.

Pode-se observar na Figura 2 que o ponto de confiabilidade ótima é determinado a partir de uma análise entre qualidade e custo. Quanto maior a qualidade da estrutura do sistema, maior é a segurança e a continuidade, todavia, maior o investimento demandado. Por outro lado, quanto menor a qualidade, maiores são os custos associados às multas por baixos índices de qualidade à medida que as interrupções e defeitos se tornam mais frequentes.

Figura 2 - Curva de Custo da Confiabilidade (ANDRADE, 2007).



Vários elementos influenciam na continuidade, dentre eles os equipamentos (e sua qualidade), a manutenção dos equipamentos e suas taxas de falhas, os sistemas de proteção. Os elementos que possam estar associados a faltas, incluindo aqueles relacionados ao isolamento das mesmas e reenergização de cargas, impactam diretamente nas questões de confiabilidade. E quanto mais rápidas forem as ações para a localização de defeitos, mais eficientes podem ser as ações para restabelecê-lo.

Sendo assim, as concessionárias analisam constantemente realizar investimentos em equipamentos e técnicas que visam à localização de defeitos de forma mais eficiente, visando a melhorar o serviço prestado e que os indicadores citados permaneçam dentro dos limites. Portanto, é notória a necessidade do desenvolvimento de métodos que sejam, de custos baixos, eficazes e aplicáveis nos sistemas de distribuição atuais.

1.2 MOTIVAÇÕES

Uma vez que a confiabilidade dos sistemas é de suma importância tanto para os consumidores quanto para as concessionárias, tem-se a motivação para pesquisar elementos que impactem na análise, detecção, localização e solução de defeitos.

Dentre os diversos tipos de defeitos que podem ocorrer nos sistemas de distribuição, destaca-se a falta de alta impedância (HIF – do inglês High Impedance

Fault). A HIF é um evento comum na rede de distribuição de energia, porém, significa um grande desafio para a proteção do sistema devido a sua dificuldade de detecção. Esse tipo de falta ocorre quando há o contato de um condutor energizado com uma superfície que apresenta alta impedância como solos secos e galhos de árvore. Esse fator faz com que a corrente de falta seja limitada a valores próximos aos da corrente de carga, de maneira que a proteção tradicional, como antigos relés de sobrecorrente e fusíveis, não atue para extinguir o defeito, fazendo com que o defeito seja sustentado, e neste caso, a população pode ficar exposta à choques elétricos e ao perigo de incêndios decorrentes de arcos elétricos (SARLAK, 2011). Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), em 2018, 12% das mortes associadas à acidentes no setor elétrico tiveram como causa o contato com cabos energizados ao solo, o que, em geral, caracteriza a falta como de alta impedância (CANAL ENERGIA).

Além disso, num sistema de distribuição convencional, a localização da falta também é um desafio. Tradicionalmente, após a operação do sistema de proteção, a concessionária realiza um mapeamento da área com defeito, sendo que uma das formas comuns disso ocorrer é através de um agrupamento das chamadas recebidas a partir dos clientes de uma determinada região que relatam a interrupções do fornecimento de energia. Então, enviam uma equipe para vasculhar a área procurando o ponto de defeito, contudo essa busca pode se dar num espaço muito grande, fazendo com que o processo leve de minutos a horas (BAHMANYAR, 2016). No caso de HIF o problema é ainda maior, pois a operação dos dispositivos de proteção não acontece necessariamente, dificultando estabelecer áreas de ocorrência do defeito.

É notório, então, tanto por parte das concessionárias como do consumidor, o interesse no desenvolvimento de métodos de detecção e localização de faltas, especialmente de HIF, de tal forma a garantir que a distribuição de energia ao consumidor seja feita com menores interrupções e de forma mais segura. Isto se torna uma grande motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para este trabalho as linhas de pesquisa de maior relevância são aquelas relacionadas à localização de faltas nos sistemas de distribuição. Cumpre salientar que

foram escolhidos trabalhos recentes e com estudos focados em localização de faltas de alta impedância utilizando variados métodos, porém destacam-se os trabalhos que utilizaram a componente de sequência zero da corrente e tensão. Assim, as pesquisas utilizadas como referência durante o desenvolvimento deste trabalho são apresentadas a seguir.

Em SADEH (2013) foi desenvolvido um método baseado em ondas viajantes de alta frequência que podem ser divididas em duas partes. Parte delas viaja entre o ponto de falta e a subestação e a outra parte é refletida entre as junções da rede e a subestação. Pela identificação dessas duas partes, o algoritmo proposto determina a seção defeituosa e a distância da falta à subestação. Assume-se que apenas um medidor de tensão está instalado na subestação de distribuição. O efeito de diferentes parâmetros influentes, como ângulo de início da falha, resistência da falha e variações de carga, também foram levados em consideração. Os resultados demonstram precisão, porém o sistema utilizado para os testes é pequeno não representa com fidelidade várias características presentes em sistemas reais.

O trabalho de REN (2014) apresenta um método de busca para localizar faltas em sistemas de distribuição usando PMUs (phasor measurement unit). O método proposto consiste em duas etapas. Na primeira etapa, as localizações candidatas são encontradas usando sincrofasores medidos em um terminal. Na segunda etapa, a localização real da falta é identificada pela comparação dos fasores de tensão para os nós de junção das ramificações que são calculados usando sincrofasores medidos a partir de dois terminais. As medições de dispositivos remotos são usadas para eliminar todos os casos sem falha. Os resultados mostram que ele pode identificar falhas com precisão de 1% do comprimento da linha.

BAKAR (2014) busca detectar e localizar HIF a partir da Transformada Discreta de Wavelet (TDW), além de identificar o tipo da falta. No método, características das tensões trifásicas medidas na subestação primária são extraídos usando a TDW e combinados com um banco de dados pré-desenvolvido em simulações. Diferenças entre os coeficientes wavelets do sinal de tensão medido e do banco de dados, considerados em diferentes locais, são calculadas (em módulo). Devido à medição única e aos vários ramos, a correspondência produz várias seções possíveis com falha. Esse problema é resolvido a partir de uma classificação das possíveis seções com falta e quais são as mais ou menos prováveis. Este tipo de metodologia carece de constante atualização do banco

de dados de detalhadas características do sistema, o que não costuma ser disponível ao operador.

Em MILIOUDIS (2015) é proposto um algoritmo que visa à detecção e localização de HIFs em redes de distribuição aéreas utilizando PLCs (*Power Line Communication*). A detecção é realizada por um dispositivo PLC instalado no ponto inicial da linha monitorada e usando diferenças para os valores das métricas relacionadas à impedância de entrada em frequências utilizadas por sistemas de banda estreita. A localização da falta pode ser derivada após a detecção da falha pela implementação de uma sequência de injeção de sinal de teste por dispositivos PLC instalados ao longo do comprimento da linha de distribuição monitorada. Este método depende que a instalação de tecnologia seja pulverizada ao longo do sistema, o que pode ser inviável em contextos reais de distribuição que vislumbram números reduzidos de medidores e equipamentos ao longo do sistema.

Buscando detectar e localizar HIFs em sistemas de distribuição, IURINIC (2015) apresenta um método cuja abordagem é desenvolvida no domínio do tempo, considerando um modelo específico de HIF composto por dois diodos antiparalelos. Usando este modelo, a distância da falta e os parâmetros são estimados como um problema de minimização. Destaca-se que a consideração ou não da capacitância da linha não influencia na precisão do método proposto. Todavia, essa dependência da modelagem é prejudicial tendo em vista que a HIF pode apresentar diferentes características de acordo com as condições físicas e elétricas no momento da falta, logo, um modelo mais simples e geral é uma contribuição maior para o estado da arte, algo que este trabalho propõe.

Em RAMOS (2017) o método proposto se dá no domínio da frequência e considera um modelo de falta de alta impedância composto por dois diodos antiparalelos e uma resistência representando um arco elétrico. O modelo proposto é um sistema algébrico não-linear de equações no qual a solução é obtida através de uma abordagem de Mínimos Quadrados Ponderados (*Weighted Least Square*). O método proposto considera o efeito capacitivo através de um modelo de segmento de linha exato para linhas aéreas de distribuição, usando apenas tensões e correntes locais como dados de entrada. O método depende de seletivos dados para modelar essas linhas, o que dificilmente compete com a realidade, além de precisar estimar a corrente de falta, o que pode impactar a precisão dos resultados.

O método proposto em FARIAS (2018) para estimar a distância da HIF consiste no desenvolvimento de equações que modelam o alimentador em função da tensão no ponto de falta e da distância da falta. A tensão no ponto de falta é equacionada usando um polinômio de quarta ordem. Além disso, uma rede neural artificial (RNA) é continuamente treinada para estimar a distância da falta e constantes polinomiais. O algoritmo proposto utiliza medidas de tensão e corrente tomadas apenas na subestação juntamente com os parâmetros do alimentador. O trabalho não considera variações instantâneas de carga e, assim como o trabalho citado anteriormente, estima a corrente de falta, o que pode conferir imprecisões aos resultados.

MORTAZAVI (2019) apresenta um algoritmo no domínio do tempo para localização de HIF em sistemas de distribuição. O algoritmo é um método de busca que considera a falta em diferentes locais do sistema por meio de um conjunto de prováveis locais de falta. De acordo com a tensão e a corrente em cada local, um modelo equivalente da rede a jusante para cada um dos locais de falta assumidos é considerado. O modelo equivalente é utilizado para a estimativa da corrente de falta e dos parâmetros do arco elétrico. Em seguida, a tensão da fase defeituosa empregando os parâmetros HIF estimados. Porém, este trabalho considera que os dados de carga estão disponíveis, o que é inviável sob perspectivas de redes reais.

Em NUNES (2019) é proposta uma formulação analítica para a localização de HIF em SD. Inicialmente, um modelo baseado em diodos antiparalelos em série com uma resistência e um indutor é desenvolvido no domínio espectral. Usando este modelo, a distância da falta é estimada por meio de um estimador de mínimos quadrados ponderados associado a um algoritmo de processamento de erro paramétrico. A formulação de localização HIF é baseada no método de impedância aparente com medição em um terminal e desenvolvida no domínio espectral.

Em WANG (2019), utilizando uma técnica baseada em medições provindas de PMUs em redes de distribuição, é proposto um método de localização de faltas baseado na análise da energia da corrente transitória de sequência zero na banda de frequência selecionada (SFB). Ao analisar o circuito de sequência zero equivalente para a falta monofásica à terra, o SFB é estudado dentro do qual a corrente transitória de sequência zero é muito maior do que os ruídos. A energia transitória do componente de tensão/corrente monitorado dentro do SFB é calculada para cada seção do alimentador, o que mostra que a seção do alimentador com defeito tem a maior energia transiente. Cada

seção monitorada depende de duas PMUs para localizar a falta, o que faz necessária uma grande quantidade de medidores para monitorar todo um sistema, o que é economicamente impraticável.

O trabalho de LEDESMA (2020) propõe um método para localizar HIFs em SD usando medição sincronizada e RNAs. O principal objetivo do método é localizar e identificar a fase e a falta por áreas de HIFs em redes de média tensão. O método proposto utiliza de medições de corrente que podem ser obtidas por equipamentos de medição sincronizada instalados em diferentes pontos do SD. No algoritmo, dois conjuntos de RNAs são criados. O primeiro conjunto tem como objetivo identificar a área com falta e o segundo indica a distância entre o ponto de falta e o primeiro medidor da área. O método considera variação da carga e GD, variação da resistência de falta, a imprecisão nos dados do alimentador ou falta de informações precisas.

1.4 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um método de localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição, através da utilização da componente de sequência zero circulante nos alimentadores de média tensão do sistema, as quais são obtidas a partir de medidores fasoriais posicionados ao longo do alimentador.

A modelagem dos sistemas no método proposto buscará representar com fidelidade aspectos característicos de redes reais de distribuição, de tal forma que a aplicabilidade do método em redes reais possa ser verificada. Portanto, serão incluídas variações de carga, indutâncias mútuas entre os cabos dos alimentadores, cargas desbalanceadas, bancos de capacitores e reguladores de tensão nas simulações.

O desempenho do método diante de diferentes elementos do sistema e situações será avaliado. Considerar-se-á o impacto de ramificações laterais do alimentador principal, variadas impedâncias de falta e diferentes cenários de carregamento.

Visando alcançar esses objetivos, no desenvolvimento do trabalho será utilizado o software PSCAD® para simulações e o MATLAB® para análise de dados e implementação do método.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo primeiro que apresenta conceitos introdutórios e relata pesquisas de grande importância relacionadas à localização de faltas, este trabalho foi organizado em mais quatro capítulos, os quais são estruturados da seguinte forma.

O capítulo 2 traz uma descrição teórica de aspectos necessários para a compreensão do trabalho e do método proposto, características dos sistemas de distribuição, conceitos dos sistemas de medição e monitoramento, e algumas definições com relação a faltas em sistemas de distribuição.

No capítulo 3, será apresentado o método proposto neste trabalho e seu desenvolvimento.

No capítulo 4, serão apresentadas as simulações e os resultados obtidos.

No capítulo 5, serão apresentadas as conclusões.

2 DEFINIÇÕES E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem como objetivo apresentar as definições e os fundamentos teóricos necessários para a compreensão do método proposto para localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição.

São abordados alguns aspectos dos sistemas de distribuição para contextualização do problema, tais como as topologias existentes e características de cargas.

Além disso, são tratados conceitos básicos a respeito de medição e monitoração dos sistemas, abordando medições tradicionais e fasoriais.

Por fim, são apresentados conceitos de faltas em sistemas de distribuição com foco para as faltas de alta impedância.

2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

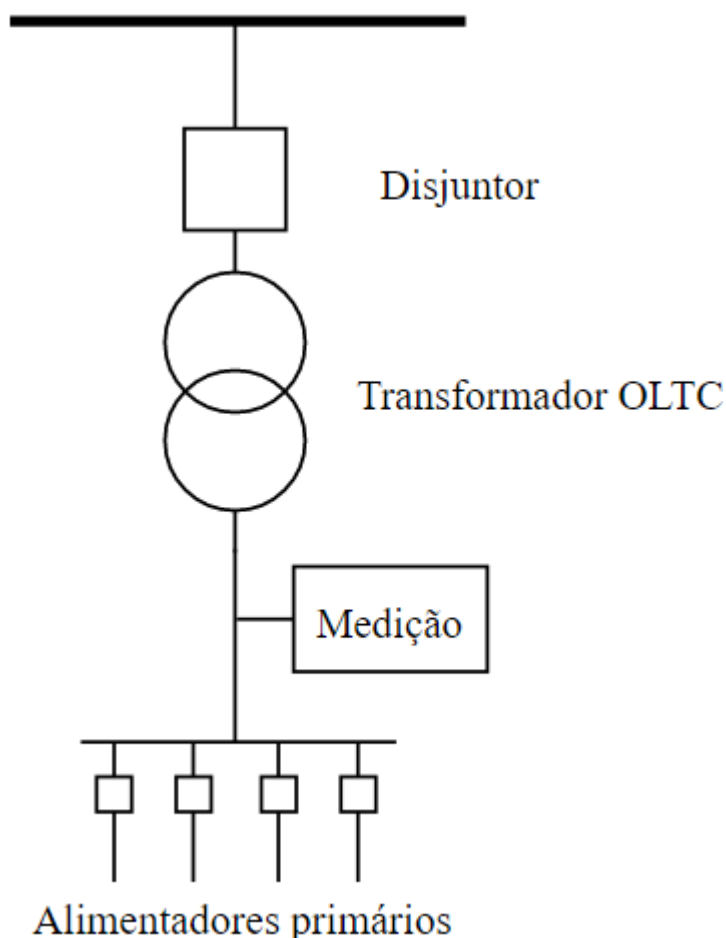
Os sistemas de distribuição correspondem à parte dos sistemas elétricos de potência que tem a responsabilidade de conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais e realizar a entrega de energia elétrica. A conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor ocorrem por meio das distribuidoras de energia elétrica, as quais devem cuidar para que essa distribuição seja realizada com qualidade, confiabilidade, segurança e continuidade, sujeitas a multas em caso de não cumprimento de normas e limites estabelecidos pela ANEEL.

Para efetuar as conexões com a transmissão, os sistemas de distribuição possuem centrais elétricas transformadoras, chamadas subestações, que reduzem o nível de tensão da transmissão – 69 a 765kV – para níveis primários de distribuição – 1 a 69kV – (ANEEL, 2018). Além da transformação de grandezas elétricas, a subestação recebe e

distribui a energia elétrica de forma adequada com proteção, medição, seccionamento, regulação e controle.

A Figura 3 traz a ilustração de um diagrama unifilar de uma simples subestação de distribuição. Os alimentadores que saem da subestação são compostos por cabos condutores, transformadores e equipamentos diversos de medição, controle e proteção.

Figura 3 - Diagrama de uma simples subestação de distribuição.



Para alcançar os consumidores finais, seja na área urbana ou na rural, os sistemas de distribuição são normalmente extensos e ramificados ao longo de ruas e avenidas possuindo alimentadores principais, que são circuitos trifásicos a três fios originados na saída da subestação através de disjuntores que alimentam, direta ou indiretamente (ramais), os primários dos transformadores de distribuição, e diversos ramais laterais que podem ser mono, bi ou até trifásicos. Os alimentadores e ramais compreendem o circuito primário, que opera na média tensão com nível de tensão entre 2,3kV e 44kV e

normalmente apresenta três condutores. Já os circuitos secundários, apresentam normalmente quatro condutores (3 fases e neutro) e tensão variando entre 110 e 440V, e são alimentados pelos transformadores de distribuição suprindo a maioria dos consumidores em baixa tensão (residenciais e pequenos comércios/indústrias em sua maioria) e iluminação pública, podendo apresentar ramais secundários trifásicos, bifásicos e monofásicos. A Figura 4 representa um típico circuito de distribuição, onde também são evidenciados o circuito primário e secundário, os equipamentos de proteção (fusíveis e disjuntores), de controle de tensão e os transformadores. Os supermercados, comércios e indústrias de médio porte adquirem energia elétrica diretamente das redes de média tensão, devendo transformá-la internamente para níveis de tensão menores, sob sua responsabilidade (ABRADEE). A estrutura mais encontrada no sistema para as redes primárias e secundárias é ilustrada pela Figura 5.

Figura 4 - Alimentador principal e ramais de um típico circuito num sistema de distribuição.

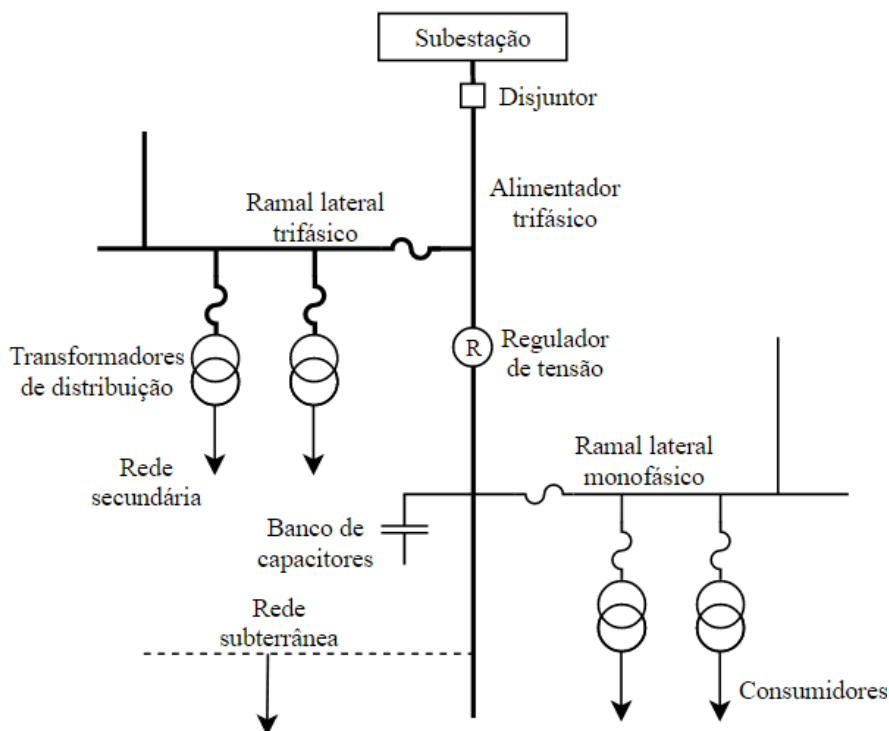
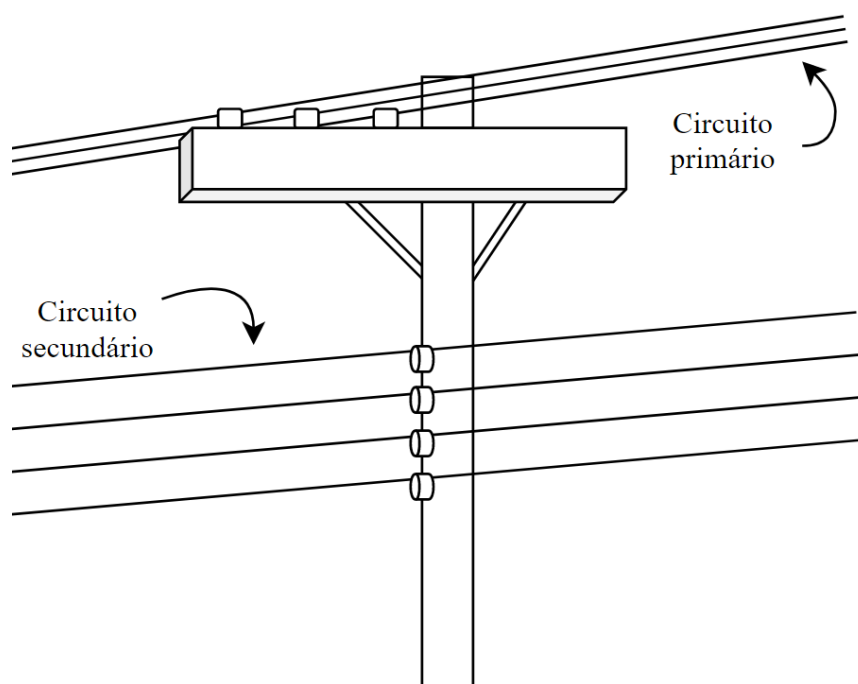


Figura 5 – Circuito primário e secundário.



Com relação à disposição dos sistemas de distribuição, a configuração radial é a mais utilizada atualmente por apresentar diversas vantagens, como simplicidade operacional e redução de custos. Nessa topologia é possível obter maior facilidade na proteção contra corrente de curto, a qual tende a ser menor se comparada ao nível de curto circuito em sistemas malhados, além dos ajustes e coordenação de proteção serem menos complexos. Também há facilidade no controle da tensão, na previsão e controle do fluxo de potência e na manutenção.

Na distribuição primária existem diversas formas da configuração radial, as quais dependem do arranjo das ruas, obstáculos e áreas com grande concentração de carga. Além disso é possível aumentar a confiabilidade do sistema empregando, nos alimentadores, chaves seccionadoras (ou disjuntores). Tais chaves permitem a interconexão de alimentadores, sendo assim, em casos de falta, as chaves são manobradas de forma a isolar a região com defeito e possibilitar uma rápida restauração do fornecimento de energia ao restante do circuito. Esse tipo de redundância é aplicado principalmente em regiões de cargas críticas ou prioritárias, como hospitais.

Por conta de sua predominância, a configuração radial será explorada nas simulações e aplicação do método proposto neste trabalho.

A configuração radial pode ser aplicada em dois tipos de redes de distribuição: rede aérea ou rede subterrânea. Na rede aérea, tanto o circuito primário quanto o secundário são suportados por postes e utilizam cabos de alumínio como condutores, devido à sua leveza e economia. Tal situação é evidenciada na Figura 5. Essa rede é mais comum e tem como maior vantagem o baixo custo de instalação, além de suportar um maior carregamento haja vista uma melhor dissipação. Todavia, pelo alto índice de falhas, apresenta baixa confiabilidade e maior custo de manutenção, ainda que o tempo de reparo seja comparativamente curto em relação às redes subterrâneas. Por ser a rede com maior presença no sistema e possuir maior índice de falhas, este trabalho irá considerar redes aéreas em suas simulações e, portanto, serão dados mais detalhes dessas redes a seguir.

Figura 6 - Rede aérea convencional.



Na rede aérea, existem três tipos de rede que podem ser utilizados:

- *Convencional*: Neste tipo de rede, a isolamento é feita através de um verniz apropriado. Apresenta menor custo de instalação e menor degradação atmosférica, porém não apresenta uma camada isolante robusta, o que as torna mais susceptíveis a falhas, principalmente quando há contato de árvores com os condutores. A Figura 6 ilustra este tipo de rede.
- *Protegida ou compacta*: A rede protegida apresenta maior proteção que a convencional. Possui uma fina camada isolante que permite reduzir a distância dos cabos, e também tende a reduzir o número de perturbações e a chance de arcos elétricos se formarem em caso de contato, mas não isolam completamente a tensão fase-neutro. Se comparada com o tipo de rede anterior, apresenta maior

confiabilidade, porém possui maior custo de instalação, maior degradação atmosférica, maior peso no circuito e perigos recorrentes de incêndio na isolação. A Figura 7 ilustra este tipo de rede.

Figura 7 - Rede aérea protegida.



Fonte: (CELESC, 2012).

- *Isolada*: A rede isolada permite reduzir consideravelmente o espaçamento pelo fato de apresentarem uma grossa camada isolante de forma que podem ser inclusive trançados, pois o isolante consegue isolar a tensão fase-fase. Esta rede é a que apresenta maior confiabilidade, porém tem maior custo de instalação, maior, degradação atmosférica, mais peso no circuito e perigos recorrentes de incêndio na isolação. Geralmente é utilizada em condições especiais, nos últimos anos seu uso tem aumentado. A Figura 8 ilustra este tipo de rede.

Figura 8 - Rede isolada – cabo quadplex.



Com relação aos cabos nos sistemas de distribuição, existem características que são importantes de serem consideradas na modelagem.

Uma delas é relacionada à impedância própria dos cabos. A utilização de condutores com diferentes características construtivas no sistema pode ser prejudicial para a operação técnica e econômica do sistema. Nesse sentido, as distribuidoras utilizam cabos iguais em cada fase por longos trechos do sistema, ou seja, os condutores possuem as mesmas características construtivas e apenas a disposição espacial deles nos postes é diferente. Portanto, as impedâncias próprias de cada cabo são praticamente iguais. Isto será considerado no método proposto.

Outra característica diz respeito ao acoplamento pelo efeito das indutâncias mútuas. Quando um condutor é percorrido por uma corrente alternada, essa corrente irá provocar um fluxo magnético variante ao seu redor. No caso em que um grupo de condutores suficientemente próximos uns dos outros transportam uma determinada corrente, o fluxo magnético variante produzido por cada condutor irá enlaçar os condutores adjacentes. Pela Lei de Faraday, o fluxo magnético variante no tempo irá induzir uma tensão nos condutores enlaçados por ele, de forma a gerar um acoplamento entre os circuitos. A relação entre a corrente de um condutor e a tensão induzida no condutor adjacente é chamada de indutância mútua, a qual é vista como uma impedância mútua nas formulações e diagramas elétricos por conta do seu comportamento de gerar uma queda de tensão no sistema. Por conta disso, é imprescindível a consideração das indutâncias mútuas nas análises, o que será feito neste trabalho.

2.2.1 CONSIDERAÇÃO SOBRE CARGAS

2.2.1.1 VARIAÇÕES DE CARGAS

O sistema de distribuição tem como principal objetivo fornecer energia elétrica aos seus consumidores, os quais são vistos pelo sistema como cargas. Em ANEEL (2018) é definido que carga é a caracterização da demanda do sistema, em determinados pontos, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa.

Todavia, suprir essa demanda não é uma tarefa simples, tendo em vista a existência de uma grande diversidade de cargas com comportamentos diferentes, as quais podem apresentar significativas variações, por exemplo: áreas rurais com baixa nível de cargas sendo elas espaçadas e áreas urbanas com alta densidade de carga. Além disso, existem variações entre os consumidores que podem estar entre residenciais, comerciais e industriais, sendo que a potência demandada por cada consumidor pode variar numa grande faixa mesmo dentro da mesma categoria de consumo. Ainda, as cargas podem apresentar distintos perfis de consumo, podendo consumir em diferentes momentos, seja a análise feita instantaneamente, ao longo do dia ou ao longo do ano, como mostram as Figura 9, Figura 10 e Figura 11. Pode-se também destacar os diferentes tipos de carga que podem ser de potência, impedância ou corrente constante, além de existirem cargas não-lineares que apresentam comportamentos peculiares e podem inserir harmônicos por exemplo no sistema.

Essa inconstância se torna uma dificuldade nos projetos e na operação pelo fato de, na maioria dos casos, os diferentes consumidores estarem conectados no mesmo alimentador que deve alimentar a soma dessas cargas em cada momento, o que torna mais complexo o seu dimensionamento, a medição de grandezas, a coordenação da proteção e a manutenção da qualidade de energia.

Assim, sendo uma característica inerente aos sistemas de distribuição, as variações instantâneas de carga e grandes variações de carregamento serão consideradas neste trabalho. As variações instantâneas serão modeladas a partir de cargas que possuem os valores de suas resistências e reatâncias variados ao longo da simulação num intervalo de 20% em torno do valor original.

Figura 9 - Exemplo de perfil de carga de um consumidor residencial.

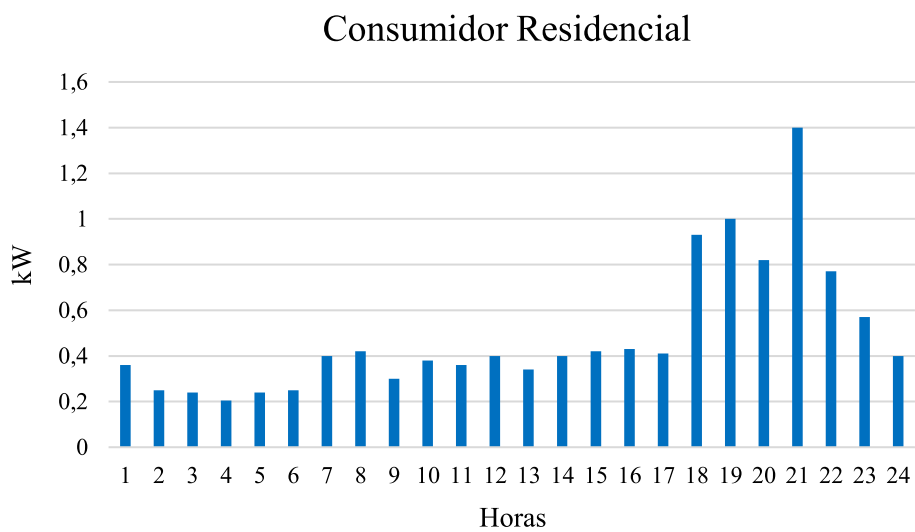


Figura 10 - Exemplo de perfil de carga de um consumidor comercial.

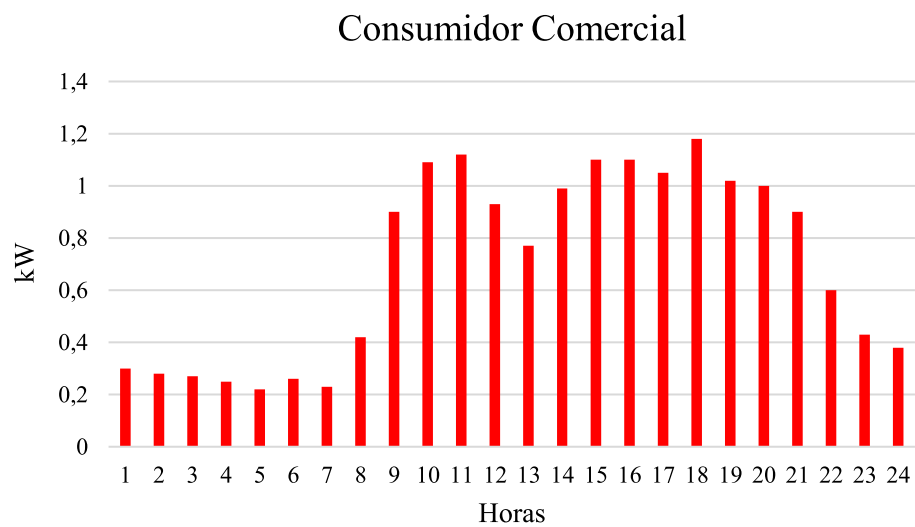
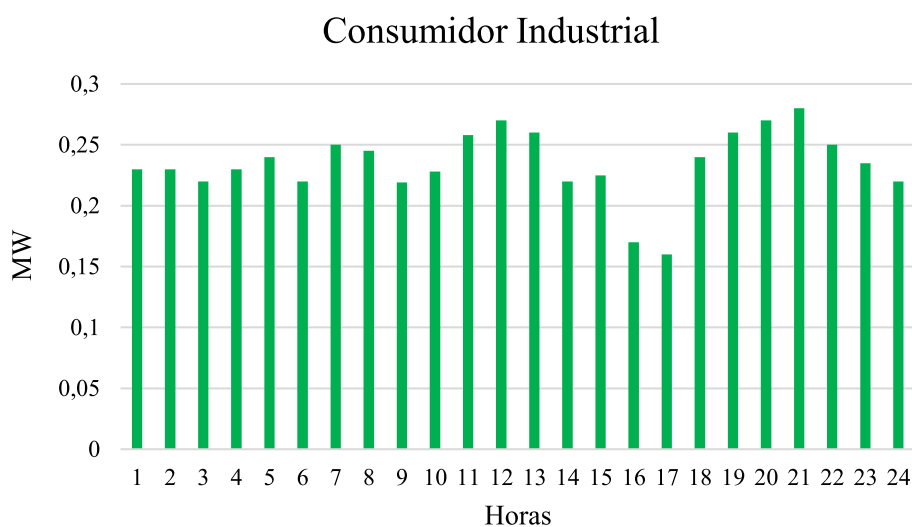


Figura 11 - Exemplo de perfil de carga de um consumidor industrial.



2.2.1.2 DESEQUILÍBRIO DE CARGAS

Sendo a rede de distribuição trifásica e conectada a consumidores monofásicos, bi e trifásicos, existem cenários nos quais as cargas não estão distribuídas de maneira uniforme entre as fases, de maneira que em cada fase do alimentador circulam correntes de diferentes magnitudes. Essa situação confere à rede um desequilíbrio entre as fases, o qual pode ser mais ou menos intenso dependendo do quão discrepante estão os níveis de corrente em cada uma delas.

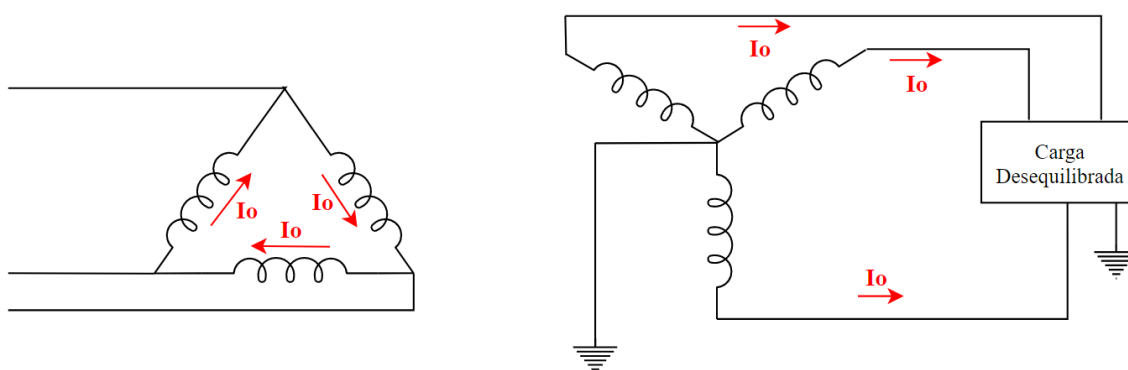
Por conseguinte, o desequilíbrio de carga faz com que componentes de sequência negativa e zero (no caso em que existe um caminho possível de conexão para a terra) da corrente passem a circular no sistema trazendo diferentes implicações. A topologia da maior parte dos circuitos brasileiros e europeus tendem a mitigar o efeito da sequência zero na média tensão pelo fato dos transformadores de distribuição abaixadores apresentarem conexão Delta (Δ) – Estrela aterrado (Y aterrado) (SHORT, 2004). Essa topologia será considerada neste trabalho tendo em vista sua grande aplicação nos sistemas reais e seu efeito na componente de sequência zero.

A conexão Δ -Y aterrado nos transformadores impede a circulação de corrente de sequência zero oriunda da baixa tensão na média tensão dos sistemas de distribuição, cenário contemplado pela Figura 12. Por definição, as correntes de sequência zero nas três fases são iguais em módulo e fase, então elas só existirão se houver um circuito

fechado pela terra para a sua circulação. No lado Y do transformador, há um circuito fechado através do aterramento do transformador e do aterramento da carga possibilitando, assim, a circulação da corrente. Contudo, no lado Δ , a corrente de sequência 0 induzida fica “presa” na conexão Δ e não se propaga pela média tensão do sistema por não haver caminho fechado para a circulação. Dessa forma, a componente de sequência zero da corrente fica restrita aos circuitos da baixa tensão e a circulação desta componente na média tensão se dará apenas por cargas desequilibradas e aterradas conectadas diretamente na média tensão ou por correntes originadas de efeitos capacitivos dos alimentadores.

Diante disso, a formação de um circuito fechado para a circulação de sequência zero que não seja os motivos anteriores se configura como indicativo de falta e será explorada neste trabalho.

Figura 12 - Transformador de conexão Δ -Y aterrado.



2.3 MONITORAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A monitoração do sistema elétrico é essencial para sua correta operação. Do ponto de vista dos sistemas de proteção, é a monitoração que permite obter informações do sistema para a partir delas determinar quais ações devem ser tomadas para preservar equipamentos e garantir a segurança da população.

Essa monitoração se dá principalmente pela utilização de medidores, os quais observam grandezas específicas do sistema capazes de fornecer as informações

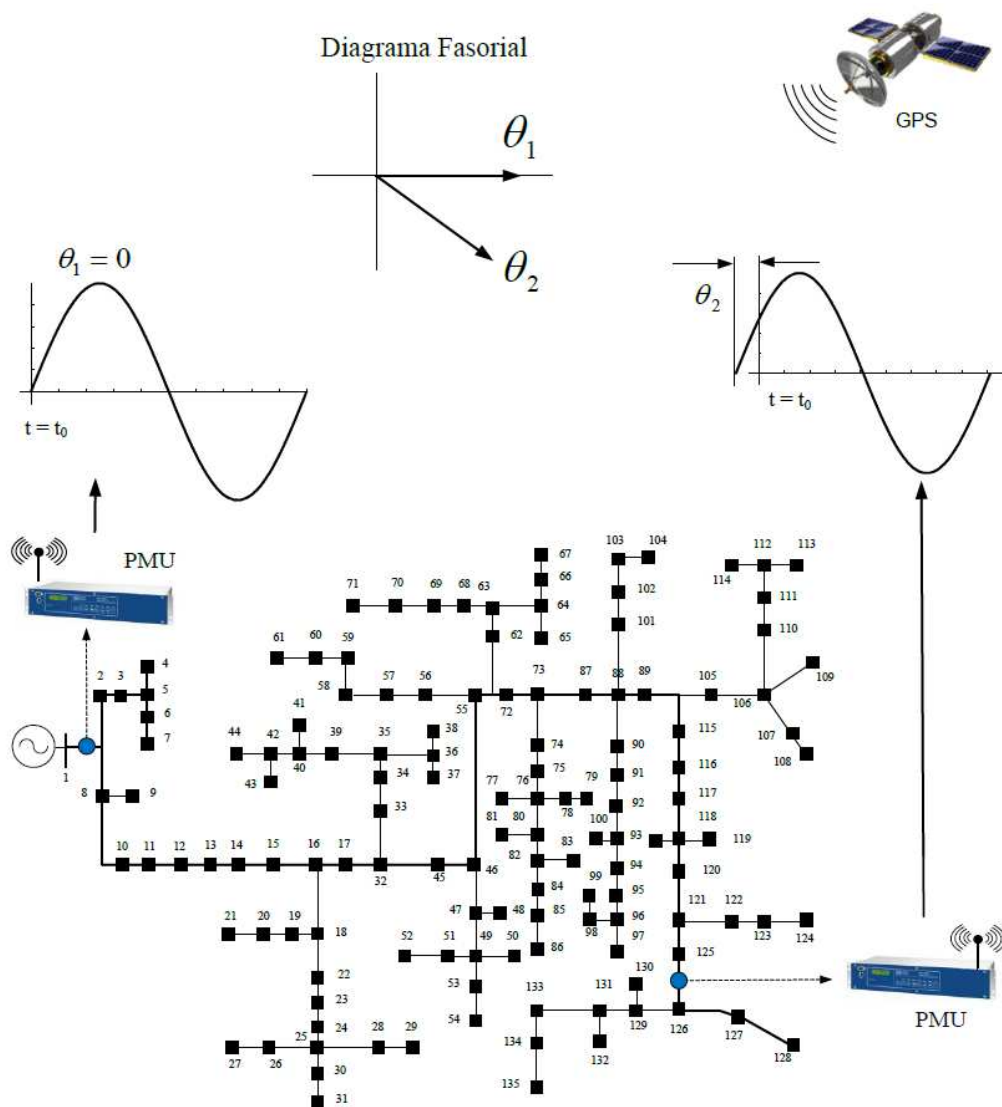
necessárias para o operador agir ou para equipamentos atuarem. Para isso, os medidores precisam ser devidamente instalados no sistema de acordo com seu objetivo.

Para várias funções de proteção, a medição de grandezas básicas, como tensão e corrente, é essencial. Essas grandezas podem ser representadas por fasores, ou seja, trazem consigo informações de módulo (ou magnitude) e fase (ou ângulo). Tradicionalmente, os sistemas de medição recebem os dados de corrente e tensão, em sua forma primária, como função do tempo. Todavia, grande parte dos aparelhos retornam para o usuário a magnitude da grandeza em termos de valores RMS. A finalidade de utilizar os valores RMS ao invés dos valores no tempo, está na facilidade do processo. No domínio do tempo, a taxa de amostragem dos sinais precisaria ser imensa, o que implicaria diretamente num esforço computacional demasiado e redes de comunicação robustas.

Contudo, apesar das facilidades com os dados em valores RMS, em várias situações seria interessante obter módulo e ângulo, pois a informação completa em relação às grandezas do sistema está contida no módulo e na fase. E além disso, para várias funções e aplicações é necessária a sincronização entre as medidas realizadas em diferentes pontos do sistema. Para isso, esforços vêm sendo empregados para inclusão da medição fasorial sincronizada, como por exemplo, utilizando os medidores do tipo PMU (*phasor measurement unit*), que permitem maior observabilidade do sistema elétrico em tempo real e com informações sincronizadas.

PMUs realizam medições de grandezas elétricas e as associam a uma estampa de tempo. O módulo do fasor é calculado considerando-se a janela mais recente de um ciclo elétrico e o seu ângulo é dado com relação à referência temporal. Assim, os fasores todos estão associados a uma referência comum e possuem valores angulares coerentes entre si. Desta maneira é possível saber se uma forma de onda está avançada ou atrasada com relação a outra. A referência de tempo mais utilizada atualmente é o GPS (*global positioning system*).

Figura 13 - Funcionamento de duas PMUs alocadas em um sistema de distribuição.



Fonte: (LEDESMA, 2017).

A Figura 13 representa o funcionamento de duas PMUs alocadas em um sistema de distribuição. As medições dos fasores são realizadas com sincronismo de tempo e podem ser realizadas em pontos geograficamente distantes, de forma que é possível medir a diferença angular que existe entre as grandezas medidas com grande precisão.

A utilização deste tipo de medidores já uma realidade nos sistemas transmissão e vem sendo cada vez mais empregada nos sistemas de distribuição, principalmente em países como China e Estados Unidos. Pode-se perceber, também, empresas distribuidoras brasileiras buscando atualizar a estrutura do seu sistema com medição fasoriais para otimizar a operação. Diante disso, este trabalho irá adotar medição fasorial nas

simulações, tendo em vista que é uma realidade em alguns sistemas ou tendência de aplicação nos sistemas de distribuição.

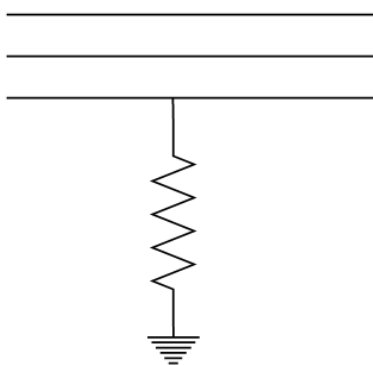
2.4 FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de distribuição, assim como todo o SEP, são sujeitos a falhas. Porém, essa parte do SEP apresenta um maior índice de ocorrências de defeitos pelo fato de ter redes muito extensas, ramificadas e, principalmente, por estar muito próximo de construções, de vegetação e da população de forma geral.

Existem quatro tipos de defeitos comuns em sistemas de distribuição:

1. Contato de uma fase com o solo.

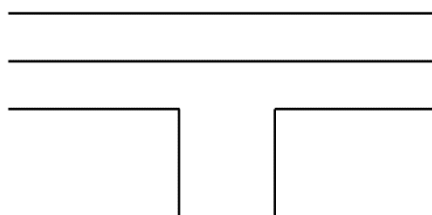
Figura 14 - Contato de uma fase com o solo.



Esse tipo de falta pode acontecer com facilidade nos SD, principalmente, pelo contato entre galhos de árvores e cabos energizados. Essa falta pode ser mais ou menos severa, dependendo da superfície de contato que determina a impedância de falta e, conseqüentemente, a magnitude da corrente de falta. Pela sua facilidade de ocorrência no SD e a possibilidade de originar defeitos de difícil localização por parte da concessionária, esse tipo de falta será considerado neste trabalho e que pode ser vista na Figura 14.

2. Abertura série sem contato.

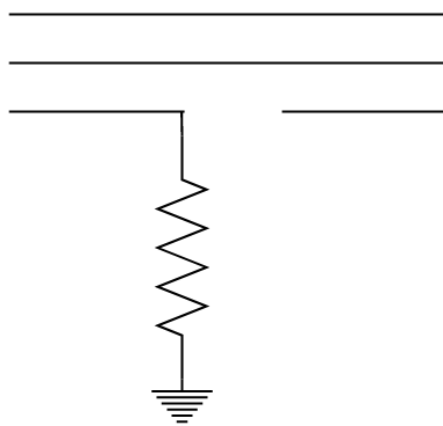
Figura 15 - Abertura série sem contato.



Esta situação se caracteriza como um defeito série e é mais difícil de acontecer se comparado com o caso anterior. Neste cenário, um cabo é rompido e não há contato entre a fase defeituosa e o solo, dessa forma, a corrente na fase defeituosa é nula. Além disso, a tensão da fase aberta do lado da fonte é próxima à tensão nominal e a tensão do lado da carga diminui acentuadamente. Dessa forma, esse tipo de defeito é facilmente identificado e localizado pelo monitoramento da tensão na parte da carga que sofre grande variação, ou da corrente que se torna nula a partir do ponto de falta. Uma outra comum forma de realizar a detecção e localização neste caso é através das reclamações dos consumidores à concessionária pela falta de energia elétrica.

3. Abertura série com contato do lado da fonte.

Figura 16 - Abertura série com contato do lado da fonte.

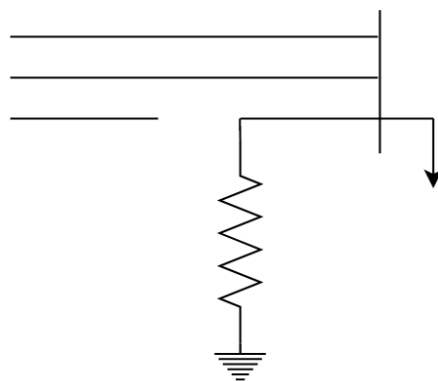


As características de correntes e tensões do lado da carga neste caso são similares às aberturas séries sem contato. Porém, neste caso, existe contato do cabo ao solo do lado da fonte o que fornece caminho para circulação de corrente e apresenta risco para a

população. A detecção e localização deste defeito também é facilitada pelo monitoramento da tensão, corrente nula do lado da carga e contato dos consumidores.

4. Abertura série com contato do lado da carga.

Figura 17 - Abertura série com contato do lado da carga.



Assim como no caso 3, um cabo é rompido e não há contato entre a fase defeituosa e o solo no lado da fonte, de maneira que a corrente é nula neste lado. Além disso, a tensão da fase aberta do lado da fonte é próxima à tensão nominal e a tensão do lado da carga diminui acentuadamente. A detecção e localização deste defeito também é facilitada pelo monitoramento da tensão e contato dos consumidores.

2.4.1 FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

O tipo de defeito 1 dá origem à chamada falta de alta impedância. Esse tipo de falta geralmente se dá em forma de curtos-circuitos monofásicos. Se estima que 90% das faltas em SD consistem em faltas monofásicas para a terra (JAMALI, 2012). A principal característica da HIF é, através do contato de um cabo energizado com uma superfície que apresente alta impedância de contato, originar uma corrente de falta de baixa magnitude comparada à corrente de carga, podendo ser menor inclusive que o valor da variação da corrente de carga do sistema. Essa característica faz com que, muitas vezes, o defeito seja imperceptível para sistemas de proteção tradicionais. Além disso, esse tipo de falta não causa variações de tensão suficientes nos barramentos do sistema com relação à situação normal de operação para sensibilizar os equipamentos que visam à detecção

dos defeitos a partir da observação da tensão. A Tabela 1 fornece as magnitudes das correntes observadas em experimentos práticos considerando o contato do cabo com grama, areia e asfalto, secos e úmidos (SANTOS, 2013).

Tabela 1 - Correntes de HIF observadas em testes com diferentes superfícies de contato.

Superfície de contato	Corrente de falta (A)
Grama seca	< 60
Grama molhada	< 90
Asfalto molhado	< 20
Areia seca	< 10
Areia molhada	< 50

Fonte: (SANTOS, 2013).

Além disso, a HIF comumente apresenta diversas características físicas e elétricas, como mostrado em alguns trabalhos (MASA, 2011; COSTA, 2015; GHADERIA, 2017):

- *Buildup* e *shoulder* na forma de onda da corrente: esses termos em inglês comumente empregados na literatura indicam um aumento gradual da magnitude da corrente (*buildup*) até atingir e manter um valor constante por vários ciclos (*shoulder*).
- Corrente não-estacionária: O espectro de frequência da corrente varia com o tempo.
- Não-linearidade entre a tensão e a corrente no ponto de falta que insere conteúdo harmônico no sistema.
- Assimetria entre ciclos na forma de onda da corrente de falta.

Diante disso, diferentes modelagens da HIF vêm sido construídas com o objetivo de representar essas características, como pode ser visto em vários trabalhos (NAM, 2001; MICHALIK, 2006; GAUTAM, 2013). A maior parte dos modelos para HIF carece de análise sofisticada. Contudo, um modelo mais simples e geral pode ser utilizado tendo em vista que, dentre as comuns características da HIF, a principal consiste na presença de arco elétrico (RUSSEL, 1988; DAQING, 2009). O contato entre o cabo energizado e a superfície de alta impedância gera um gradiente de tensão bastante elevado. Quando tal gradiente supera o valor de rigidez dielétrica do ar, este é ionizado e passa a conduzir

corrente, formando o que se denomina arco elétrico. Este fenômeno possui forte característica resistiva de maneira que, neste trabalho, a HIF será modelada como uma resistência.

Algumas das outras características das HIF, citadas anteriormente, possivelmente facilitariam a localização da HIF, porém não são fáceis de se obter. Logo, neste trabalho optou-se por não as considerar, tentando desenvolver um método com capacidade de localizar a falta com o mínimo de informações. O desenvolvimento do método proposto será apresentado no próximo capítulo.

3 MÉTODO PROPOSTO

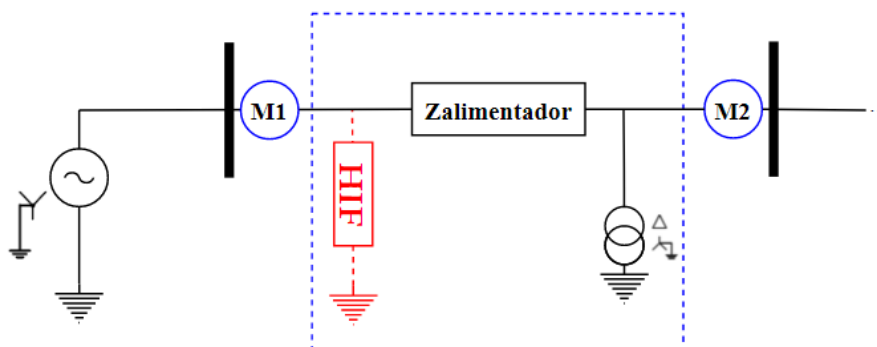
3.1 INTRODUÇÃO

O principal objetivo do método proposto é localizar faltas monofásicas de alta impedância com conexão para a terra que acontecem na média tensão de sistemas de distribuição, com configuração descrita na seção 2.2. Para isso, o método utiliza componentes de sequência zero das tensões e das correntes que são obtidas a partir de medidores fasoriais posicionados ao longo do alimentador. Assim, curtos-circuitos monofásicos para a terra numa Área Monitorada (AM) podem ser localizados.

3.2 FORMULAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO PARA ALIMENTADORES EQUILIBRADOS

Para uma compreensão inicial do método, o diagrama unifilar de parte de um sistema de distribuição simplificado é apresentado na Figura 18, onde M1 e M2 são medidores fasoriais e a região compreendida entre os medidores – simbolizada pela linha tracejada azul – corresponde a uma Área Monitorada. Além disso, o sistema ilustra uma típica conexão de cargas da baixa tensão através de transformadores de distribuição e a possível ocorrência de uma HIF – simbolizada pela linha tracejada vermelha.

Figura 18 - Parte de um sistema de distribuição simplificado.



Aplicando o Teorema de Fortescue nas equações do sistema, chega-se a um conjunto de equações em componentes simétricas que pode ser representado por três sistemas 1x1 mostrados na Figura 19. Na figura, as impedâncias do sistema entre a subestação e a barra onde se encontra o medidor M1 são representadas pelas variáveis $Z_{x\text{sistema}_{fonte}}$, e as impedâncias do sistema após a barra onde está instalado o medidor M2 são representadas pelas variáveis $Z_{x\text{sistema}_{carga}}$, onde $x = 0, 1$ ou 2 conforme a componente de sequência. As variáveis Z_0, Z_1 e Z_2 representam as impedâncias de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente, do alimentador entre os medidores. As variáveis $Z0_{transf}, Z1_{transf}$ e $Z2_{transf}$ representam as impedâncias de sequência do transformador de distribuição, as quais estão representadas considerando a conexão Δ -Y aterrado. As variáveis $Z0_{carga}, Z1_{carga}$ e $Z2_{carga}$ representam as impedâncias de sequência das cargas conectadas aos circuitos secundários do sistema. As setas tracejadas representam os acoplamentos pelas indutâncias mútuas existentes entre as fases devidos aos efeitos explicados na seção 2.2. Este acoplamento entre os circuitos de sequência da média tensão faz com que a variação da corrente de sequência positiva induza uma variação nas correntes de sequência negativa e zero, por exemplo.

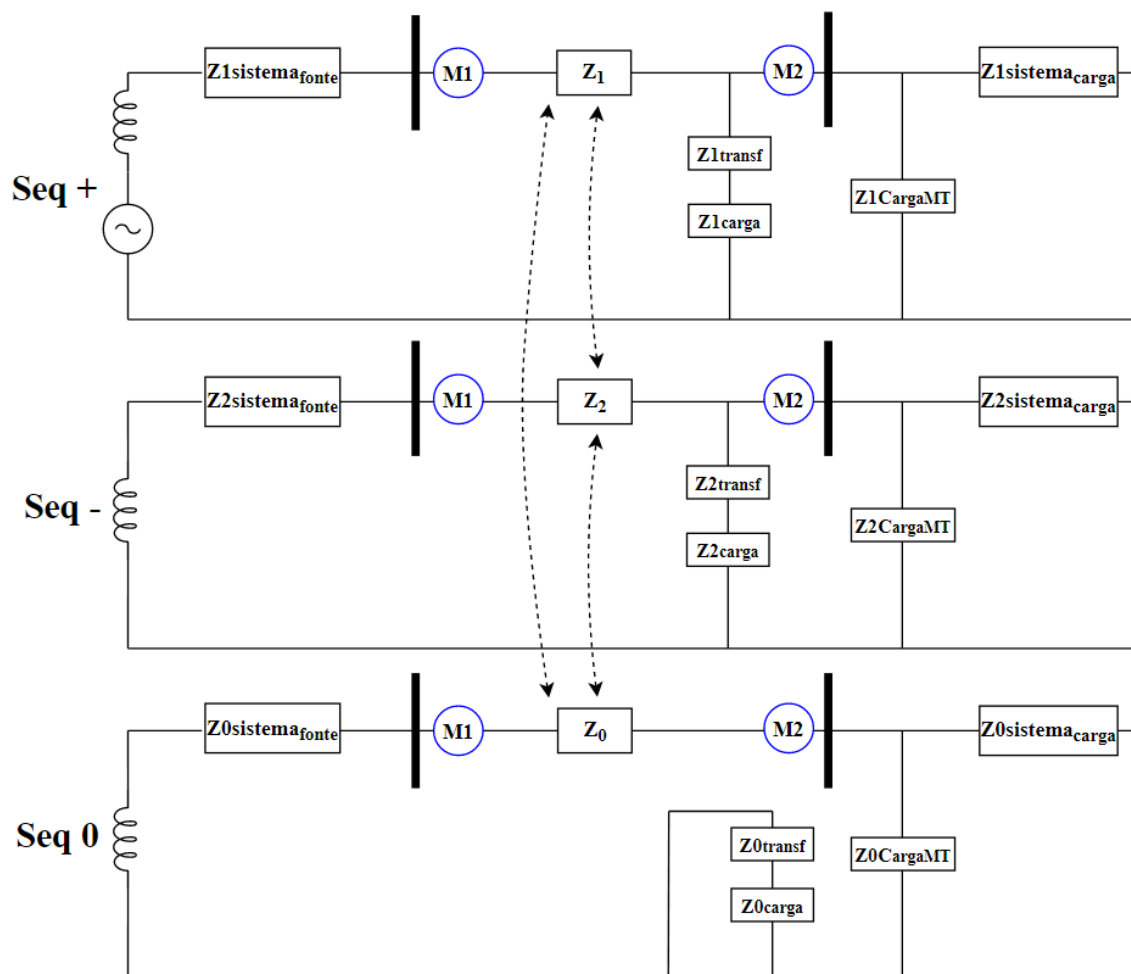
A corrente de sequência zero estará presente no alimentador de média tensão se houver caminho fechado para sua circulação, o qual pode ser construído através de cargas desequilibradas diretamente conectadas na média tensão e com conexão para a terra, as quais são representados pelas variáveis $Z_{x\text{carga}_{MT}}$ onde $x = 0, 1$ ou 2 conforme a componente de sequência. O desequilíbrio destas cargas faz com que exista acoplamentos pelas indutâncias mútuas existentes entre as fases devidos aos efeitos explicados na seção 2.2, os quais não foram representados por não estarem presentes na área monitorada e não interferirem no equacionamento método.

Para o caso da Figura 19, a corrente de sequência zero que circula entre os medidores M1 e M2 tende a ser a mesma, tendo em vista que, neste momento, não há cargas com conexão para o terra entre os medidores do sistema, além dos transformadores possuírem conexão Δ -Y aterrado, a qual funciona como um filtro de sequência zero.

Todavia, durante uma falta monofásica para a terra, esses três sistemas são conectados pelo ponto de falta, o qual se configura como um caminho possível de circulação para a corrente de sequência zero, pois passa a existir um nó divisor de corrente entre os medidores, o que pode ser visto na Figura 20.

Assim, o método analisa o comportamento da componente de sequência zero da corrente, que, na situação de falta entre os medidores, passa a circular na média tensão, e os medidores M1 e M2 passam a ser percorridos por correntes de sequência zero de falta, que são diferentes e podem configurar como indicativo da falta.

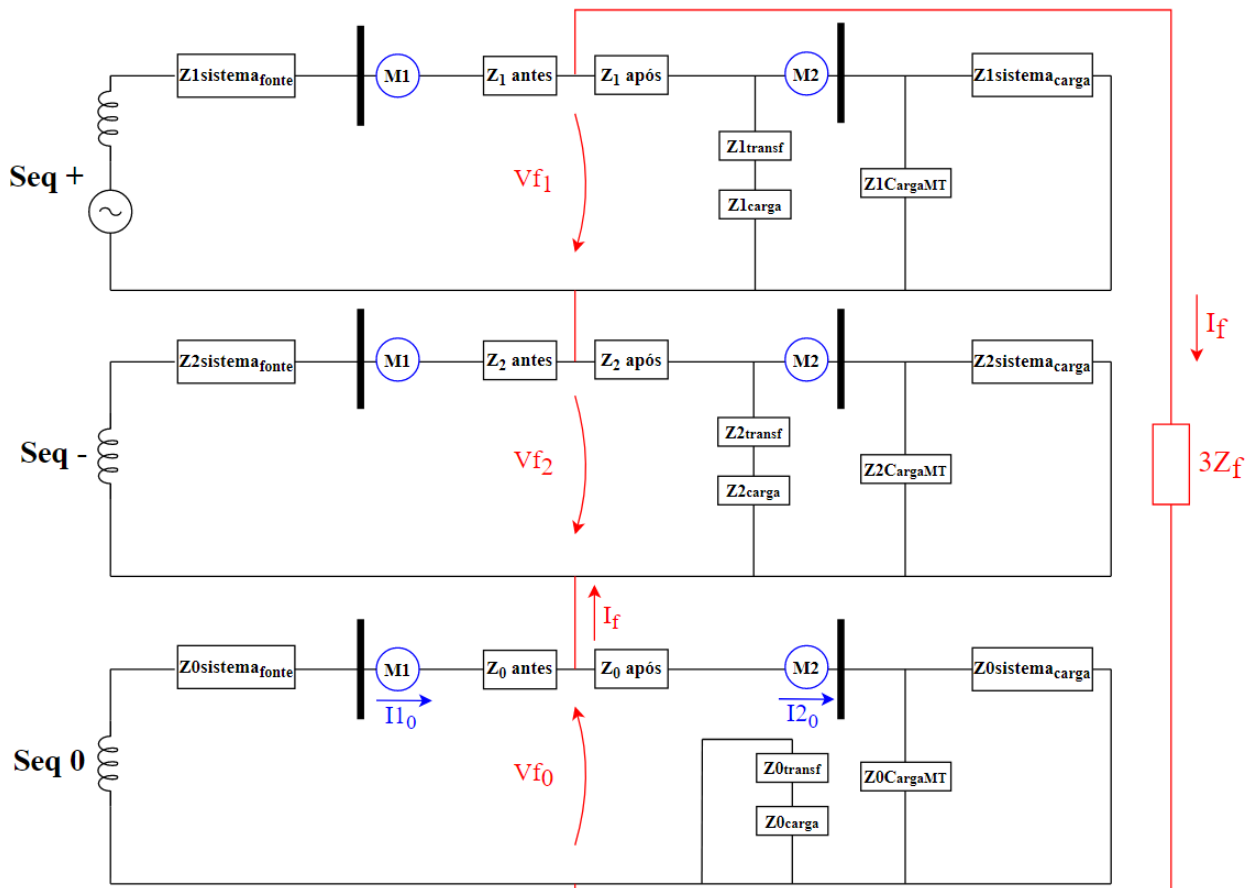
Figura 19 - Diagrama de sequências desacoplado.



A Figura 20 ilustra o diagrama de sequências na situação de falta. Na figura, a variável Z_f representa a impedância de falta, a qual será considerada como uma resistência neste trabalho, e I_f é a corrente de falta que circula no sistema. No ponto onde acontece a falta, existirá uma tensão de falta V_f , cujas componentes simétricas foram evidenciadas na Figura 20 pelas variáveis V_{f0} , V_{f1} e V_{f2} . Os sentidos das tensões de sequência positiva e negativa no ponto de falta foram estabelecidos dessa forma para melhor entendimento do futuro equacionamento do sistema. Cumpre salientar que as setas

tracejadas foram omitidas para uma melhor visualização da figura, porém as indutâncias mútuas ainda estão presentes.

Figura 20 - Diagrama de seqüências durante a falta.

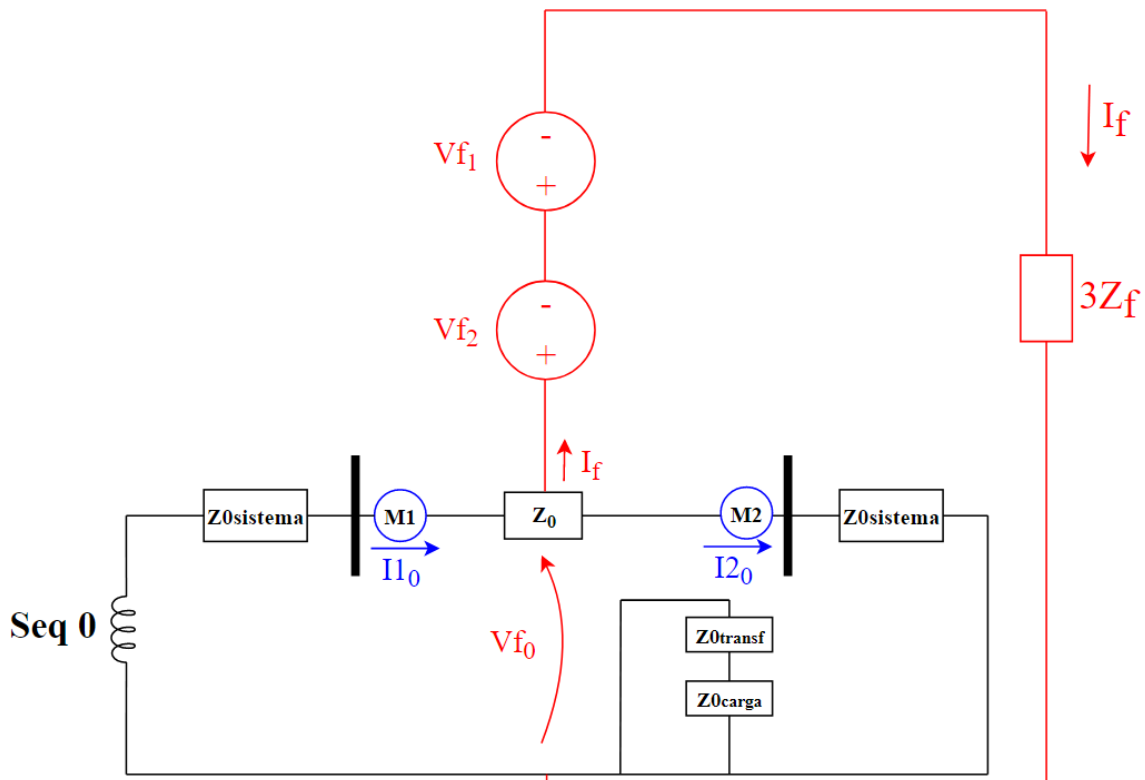


O método proposto tem como base a análise do comportamento da componente de seqüência zero da corrente para estimar a localização da HIF. Analisando a representação nos circuitos de seqüência, pode-se analisar os circuitos, por exemplo, da seguinte forma: existe um divisor de corrente no ponto de falta, onde a corrente de seqüência zero I_{1_0} que circula no medidor M1 se divide no ponto de falta em duas parcelas. A parcela referente à corrente de seqüência zero que circula para o restante do sistema é representada por I_{2_0} e é medida pelo medidor M2. A outra parcela é correspondente à corrente de falta, a qual circula pelos sistemas referentes à cada componente (positiva, negativa e zero), pela impedância de falta e retorna pela terra, representada por I_f .

A partir do divisor de corrente, I_f circula pelos circuitos de sequência negativa e positiva, de maneira que, ao longo deste caminho, diversas quedas de tensão são originadas pela circulação de I_f através de diferentes impedâncias. Essas quedas de tensão, ou seja, o efeito da passagem da corrente de falta pelas impedâncias de sequência negativa e positiva, podem ser representadas por fontes de tensão cujos valores correspondem às tensões no ponto de falta da respectiva sequência.

A Figura 21 ilustra esta representação, onde os sistemas referentes às sequências positiva e negativa da Figura 20 foram modelados por fontes de tensão. O sistema correspondente à sequência zero também poderia ter sido modelado por uma fonte de tensão orientada para cima e com valor Vf_0 , porém este foi deixado em evidência considerando que é de maior interesse para o equacionamento do método.

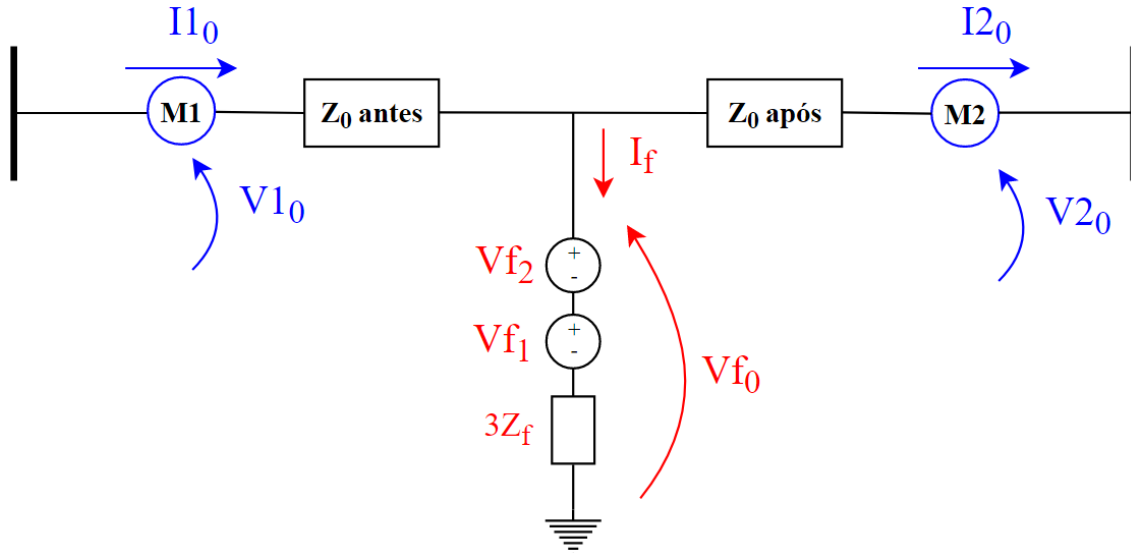
Figura 21 - Diagrama de sequências modelado por fontes de tensão.



Na Figura 21, pode-se verificar que o ramo do circuito formado pelas fontes de tensão V_{f1} e V_{f2} em série com a impedância de falta está em paralelo com V_{f0} (considerando as referências adotadas). Assim, é possível reescrever as equações da parte

monitorada da Figura 21, ou seja, a região entre os medidores, e representar essa parte do sistema vista pelo diagrama de sequência zero, como ilustra a Figura 22.

Figura 22 - Diagrama de seqüências representado com foco na seqüência zero.

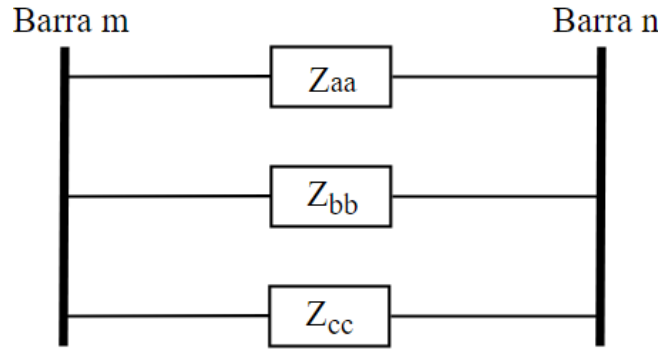


A partir da Figura 22 é possível ver com mais clareza que a corrente de seqüência zero I_{1_0} que circula no medidor M1 se divide no ponto de falta em duas parcelas. Uma parcela referente à corrente de seqüência zero que circula para o restante do sistema, representada por I_{2_0} , e outra parcela correspondente à corrente de falta, I_f , que circula no ramo do equivalente que conecta o sistema de seqüência zero aos sistemas de seqüência positiva e negativa, modelados por fontes de tensão e pela impedância de falta, e encontra caminho fechado de circulação pela terra. Salienta-se que a conexão entre os sistemas é representada pelo ramo conectado no ponto onde ocorre a falta e os efeitos das componentes de seqüência positiva e negativa são representados como fontes de tensão que são dependentes do carregamento do sistema, que representam as quedas de tensão originadas pela circulação da corrente de falta nos sistemas.

Os blocos $Z_{0\text{ antes}}$ e $Z_{0\text{ após}}$ representam a parcela de impedância de seqüência zero entre a barra onde se encontra o medidor M1 e o ponto de falta e entre o ponto de falta e a barra onde está instalado o medidor M2, respectivamente. Assim, encontrando os valores desses elementos é possível determinar a localização da falta.

Neste sentido, a seguir será apresentado o equacionamento de um método para a determinação destes elementos em sistemas equilibrados.

Figura 23 - Representação de um alimentador equilibrado.



Um trecho de um alimentador trifásico, como o representado na Figura 23, tem sua matriz de impedâncias dada por (1):

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Considere a aplicação da matriz de transformação de Fortescue que, sendo $\alpha = 1e^{i\frac{2\pi}{3}}$, é dada por (2):

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (2)$$

Aplicando $\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{Z}_{abc}\mathbf{A}$ e após manipulações matemáticas, tem-se (3):

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} Z_{S0} + 2Z_{M0} & Z_{S2} - Z_{M2} & Z_{S1} - Z_{M1} \\ Z_{S1} - Z_{M1} & Z_{S0} - Z_{M0} & Z_{S2} + 2Z_{M2} \\ Z_{S2} - Z_{M2} & Z_{S1} + 2Z_{M1} & Z_{S0} - Z_{M0} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Onde,

$$\begin{bmatrix} Z_{S0} \\ Z_{S1} \\ Z_{S2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} Z_{aa} \\ Z_{bb} \\ Z_{cc} \end{bmatrix} \text{ e } \begin{bmatrix} Z_{M0} \\ Z_{M1} \\ Z_{M2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} Z_{bc} \\ Z_{ca} \\ Z_{ab} \end{bmatrix}$$

Sendo que Z_{SX} e Z_{MX} se referem às componentes simétricas das impedâncias série e mútua respectivamente.

Sendo o sistema equilibrado, as impedâncias próprias de cada cabo do alimentador são iguais, assim como as impedâncias mútuas entre as fases também têm o mesmo valor. Assim, adotou-se $Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_p$ e $Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca} = Z_m$. Logo, sua matriz de impedâncias é dada por (4):

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \quad (4)$$

Aplicando $\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{Z}_{abc}\mathbf{A}$ e após manipulações matemáticas, tem-se que $Z_{S0} = Z_p$, $Z_{S1} = Z_{S2} = 0$, $Z_{M0} = Z_m$ e $Z_{M1} = Z_{M2} = 0$. Então, a Equação (3) pode ser escrita conforme (5):

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} Z_p + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_p - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_p - Z_m \end{bmatrix} \quad (5)$$

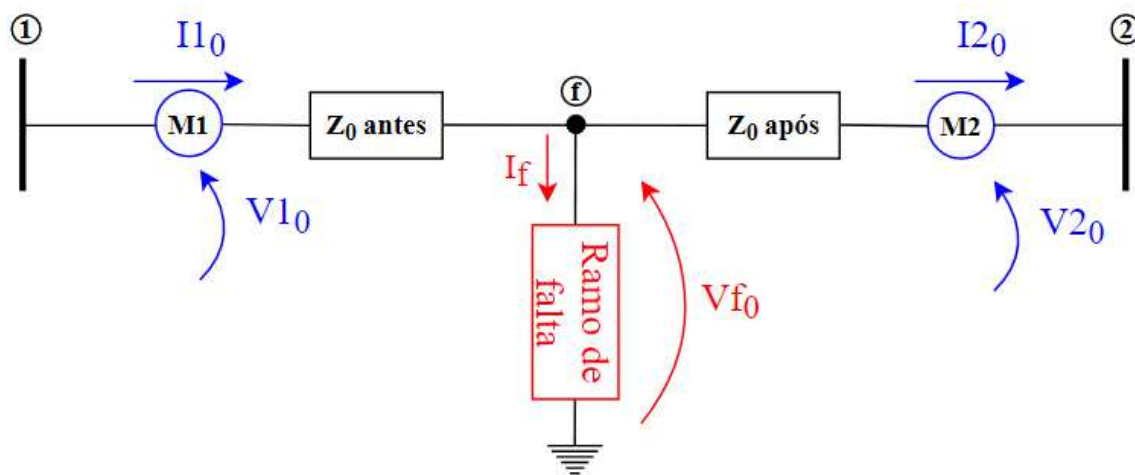
Assim, a equação que representa a queda de tensão no alimentador, em componentes simétricas e na forma matricial, fica como expresso em (6):

$$\begin{bmatrix} \Delta V_0 \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_p + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_p - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_p - Z_m \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Pode-se, pois, perceber pela primeira linha do equacionamento descrito em (6), que a impedância Z_0 que relaciona a queda de tensão no sistema referente à sequência zero ΔV_0 com a corrente de sequência zero I_0 é dada por $Z_p + 2Z_m$.

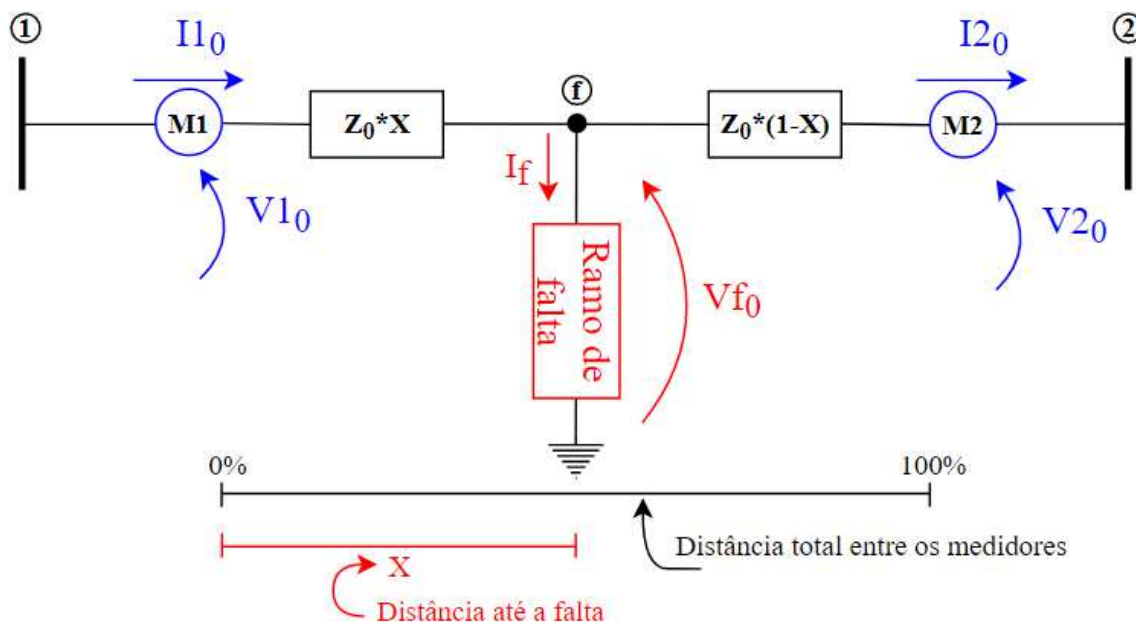
Deseja-se determinar a parcela de Z_0 entre a barra onde se encontra o medidor M1 e o ponto de falta, o que indicará a distância da falta. Assim, os blocos Z_0 antes e Z_0 após foram reescritos de maneira a quantificar essas parcelas de Z_0 (e, conseqüentemente, parcelas de $Z_p + 2Z_m$) antes e após o ponto de falta, como exposto na Figura 24.

Figura 24 - Diagrama de seqüências representado com foco na seqüência zero reescrito.



Pela Figura 22 é possível verificar que $Vf_0 = Vf_2 + Vf_1 + (3Z_f * I_f)$. Na Figura 24, o ramo que representa a falta foi representado pelo bloco “Ramo de falta” e somente a variável Vf_0 foi evidenciada para otimizar o equacionamento.

Figura 25 - Diagrama de seqüências representado com foco na seqüência zero reescrito para equacionamento.



Além disso, na Figura 25, tendo como base que a distância entre os dois medidores equivale a 100%, foi inserida a variável X multiplicando a impedância Z_0 , que é um valor

entre 0 e 1 e representa a porcentagem de impedância da linha que existe entre o medidor M1 e o ponto de falta. Já o termo $(1 - X)$ representa a porcentagem que existe entre o ponto de falta e o medidor M2. Assim, conseguindo-se encontrar o valor de X , basta multiplicar o valor de X pelo tamanho do trecho do alimentador entre os medidores para ter como resultado a localização da HIF.

Para obter o valor de X é necessário equacionar o sistema da Figura 25. Na primeira parte do circuito, entre o nó 1 e o nó f, aplicou-se a Lei de Kirchhoff das Tensões de forma a obter (7):

$$I1_0 = \frac{V1_0 - Vf_0}{Z_0 * X} \quad (7)$$

Temos como incógnitas Vf_0 e X , manipulando a equação, isolou-se $V1_0$ chegando em (8):

$$V1_0 = Vf_0 + I1_0 Z_0 X \quad (8)$$

Além disso, analisando a segunda parte do circuito, entre o nó f e o nó 2, aplicou-se a Lei de Kirchhoff das Tensões de forma a obter (9):

$$I2_0 = \frac{Vf_0 - V2_0}{Z_0 * (1 - X)} \quad (9)$$

E pode-se reescrever a equação (9) como (10):

$$V2_0 + I2_0 Z_0 = Vf_0 + I2_0 Z_0 X \quad (10)$$

Agrupando as equações (8) e (10) num sistema de equações, obtém-se (11):

$$\begin{cases} V1_0 = Vf_0 + I1_0 Z_0 X \\ V2_0 + I2_0 Z_0 = Vf_0 + I2_0 Z_0 X \end{cases} \quad (11)$$

Após manipulações matemáticas e escrevendo o sistema em sua forma matricial, tem-se (12):

$$\begin{bmatrix} V1_0 \\ V2_0 + I2_0 Z_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & I1_0 Z_0 \\ 1 & I2_0 Z_0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Vf_0 \\ X \end{bmatrix} \quad (12)$$

No sistema de equações, as variáveis em negrito são as únicas incógnitas, tendo em vista que $V1_0$, $V2_0$, $I1_0$ e $I2_0$ são obtidos nos medidores e Z_0 pode ser obtida a partir dos dados de construção da linha (no caso, equivale a $Z_p + 2Z_m$), e, neste trabalho, é considerado constante durante a operação do sistema, tendo em vista que é possível as

resistência dos cabos do alimentador variarem conforme a temperatura e condições de carregamento.

Assim, a formulação permite encontrar as incógnitas Vf_0 e X . Lembrando que Vf_0 é a tensão de sequência zero no ponto de falta, e X é a variável de interesse para definir a localização de falta.

3.3 FORMULAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO CONSIDERANDO IMPEDÂNCIAS MÚTUAS DESEQUILIBRADAS

Como exposto na seção 2.2, os alimentadores aéreos convencionais são a maioria nos sistemas de distribuição e costumam possuir impedâncias próprias iguais entre as fases, tendo em vista que cabos iguais costumam ser utilizados nas fases. Porém, a configuração mais empregada nessas redes é a planar, representada na Figura 6, de forma que as impedâncias mútuas entre as fases são diferentes já que dependem diretamente da distância entre os cabos que são diferentes nesta configuração. Diante disso, com o objetivo de abordar a maior parte das configurações dos sistemas de distribuição reais, essa característica (impedâncias mútuas desequilibradas) será considerada na formulação do método proposto e será apresentada na sequência.

Manteve-se a condição das impedâncias próprias equilibradas, então $Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_p$, logo, as impedâncias próprias em componentes simétricas se dão por $Z_{s1} = Z_{s2} = 0$ e $Z_{s0} = Z_p$. Todavia, as impedâncias mútuas são desequilibradas, ou seja, $Z_{ab} \neq Z_{bc} \neq Z_{ca}$, o que faz Z_{M0} , Z_{M1} e Z_{M2} serem diferentes de zero. Logo, a Equação (3) pode ser escrita como (13):

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} Z_p + 2Z_{M0} & -Z_{M2} & -Z_{M1} \\ -Z_{M1} & Z_p - Z_{M0} & 2Z_{M2} \\ -Z_{M2} & 2Z_{M1} & Z_p - Z_{M0} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Assim, a equação que representa a queda de tensão no alimentador, em componentes simétricas e na forma matricial, fica da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_0 \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_p + 2Z_{M0} & -Z_{M2} & -Z_{M1} \\ -Z_{M1} & Z_p - Z_{M0} & 2Z_{M2} \\ -Z_{M2} & 2Z_{M1} & Z_p - Z_{M0} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Evidenciando-se a parcela referente a componente de sequência zero da Equação (14), tem-se (15):

$$\Delta V_0 = (Z_p + 2Z_{M0}) * I_0 + (-Z_{M2}) * I_1 + (-Z_{M1}) * I_2 \quad (15)$$

Pela Equação (15), fica evidente que existe um acoplamento entre as sequências por conta das impedâncias mútuas, pelo fato da queda de tensão de sequência zero depender das correntes de sequência positiva e negativa.

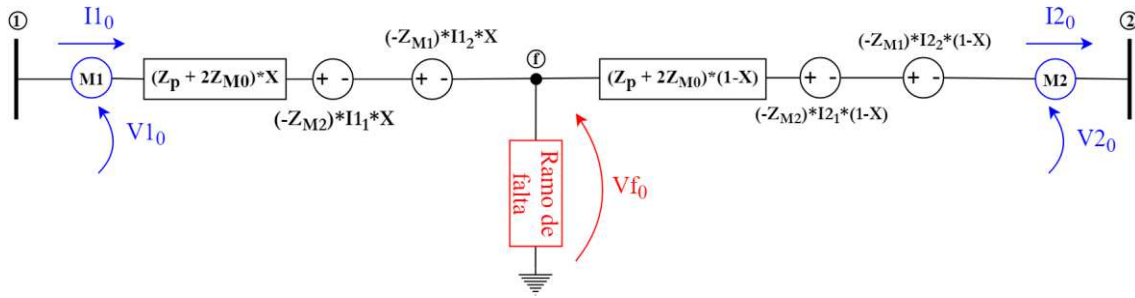
Então, para efetuar a análise nesta situação de acoplamento entre as sequências e construir o modelo, assim como para o caso anterior, é necessário reescrever a Área Monitorada, isto é, a área entre os medidores M1 e M2, (como definido na Figura 18) da Figura 20 vista pelo diagrama de sequência zero.

A parcela da queda de tensão de sequência zero que depende da corrente de sequência positiva é dada pelo termo $(-Z_{M2}) * I_1$, o qual pode ser representado por uma fonte de tensão. No caso do sistema da Figura 20, a consideração desta queda na parte do sistema entre o medidor M1 e o ponto de falta se dará pela corrente de sequência positiva medida no medidor M1, isto é I_{11} . Já na parte do sistema entre o ponto de falta e o medidor M2, é utilizada a corrente de sequência positiva medida no medidor M2, isto é I_{12} .

De forma semelhante, a parcela da queda de tensão de sequência zero que depende da corrente de sequência negativa é dada pelo termo $(-Z_{M1}) * I_2$, o qual também pode ser representado por uma fonte de tensão. A consideração desta queda na parte do sistema entre o medidor M1 e o ponto de falta se dará pela corrente de sequência negativa medida no medidor M1, isto é I_{21} . Já na parte do sistema entre o ponto de falta e o medidor M2, é utilizada a corrente de sequência positiva medida no medidor M2, isto é I_{22} .

A Figura 26 ilustra o sistema da Figura 20 com foco na sequência zero considerando os efeitos das impedâncias mútuas descrito na equação (15) para cada parcela do sistema, isto é, para cada trecho do alimentador: antes e após o ponto de falta.

Figura 26 - Diagrama de seqüências representado com foco na seqüência zero considerando impedâncias mútuas desequilibradas.



Semelhante ao que foi realizado anteriormente, na Figura 26, tendo como base que a distância entre os dois medidores equivale a 100%, foi inserida a variável X , que é um valor entre 0 e 1, multiplicando a impedância $Z_p + 2Z_{M0}$ e os termos $(-Z_{M2} * I_{1_1})$ e $(-Z_{M1} * I_{1_2})$, que definem os valores das fontes de tensão, de forma a representar corretamente a porcentagem de impedância da linha e as quedas de tensão que existem (pelo efeito das mútuas) entre o medidor M1 e o ponto de falta. Já o termo $(1 - X)$ representa a porcentagem que existe entre o ponto de falta e o medidor M2. Assim, após a solução do sistema, basta multiplicar o valor de X pelo tamanho do trecho do alimentador entre os medidores para ter como resultado a localização da HIF.

Na Figura 26, as quedas de tensão causadas pela circulação de corrente de seqüência zero são representadas pelos blocos de impedâncias $Z_p + 2Z_{M0}$ (que está representado por uma queda antes do ponto de falta, onde circula I_{1_0} , e uma queda depois do ponto de falta, onde circula I_{2_0}). Já as quedas de tensões causadas pelo acoplamento relacionado às indutâncias mútuas são representadas por fontes de tensão controladas pelas correntes de seqüência positiva I_{y_1} e negativa I_{y_2} , sendo $y = 1$ para medição em M1 e $y = 2$ para medição em M2. Tais fontes são proporcionais aos valores das impedâncias mútuas Z_{M1} e Z_{M2} , as quais dependem de características físicas do sistema.

Então, para obter o valor de X é necessário equacionar o sistema da Figura 26. Na primeira parte do circuito, entre o nó 1 e o nó f, aplica-se a Lei de Kirchhoff das Tensões de forma a obter (16):

$$V1_0 = [(Z_p + 2Z_{M0}) * X * I_{1_0}] + [-Z_{M2} * I_{1_1} * X] + [-Z_{M1} * I_{1_2} * X] + Vf_0 \quad (16)$$

Para isolar os termos que são incógnitas, isto é, Vf_0 e X , colocou-se X em evidência chegando em (17):

$$V1_0 = [I1_0(Z_p + 2Z_{M0}) + I1_1(-Z_{M2}) + I1_2(-Z_{M1})] * X + Vf_0 \quad (17)$$

Além disso, analisando a segunda parte do circuito, entre o nó f e o nó 2, aplica-se a Lei de Kirchhoff das Tensões de forma a obter (18):

$$Vf_0 = [(Z_p + 2Z_{M0})(1 - X)I2_0] + [-Z_{M2}I2_1(1 - X)] + [-Z_{M1}I1_2(1 - X)] + V2_0 \quad (18)$$

Para isolar os termos que são incógnitas, colocou-se o termo $(1 - X)$ em evidência chegando em (19):

$$Vf_0 - [I2_0(Z_p + 2Z_{M0}) + (-Z_{M2})I2_1 + I1_2(-Z_{M1})] * (1 - X) = V2_0 \quad (19)$$

Agrupando as equações (17) e (19) num sistema de equações, obtém-se (20):

$$\begin{cases} V1_0 - [I1_0(Z_p + 2Z_{M0}) + I1_1(-Z_{M2}) + I1_2(-Z_{M1})]X = Vf_0 \\ Vf_0 - [I2_0(Z_p + 2Z_{M0}) + I2_1(-Z_{M2}) + I2_2(-Z_{M1})](1 - X) = V2_0 \end{cases} \quad (20)$$

Após manipulações matemáticas e escrevendo o sistema em sua forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V1_0 \\ V2_0 + I2_0(Z_p + 2Z_{M0}) + I2_1(-Z_{M2}) + I2_2(-Z_{M1}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & I1_0(Z_p + 2Z_{M0}) + I1_1(-Z_{M2}) + I1_2(-Z_{M1}) \\ 1 & I2_0(Z_p + 2Z_{M0}) + I2_1(-Z_{M2}) + I2_2(-Z_{M1}) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Vf_0 \\ X \end{bmatrix} \quad (21)$$

A Equação (21) também permite encontrar a incógnita Vf_0 , que é a tensão de sequência zero no ponto de falta, e X que é a variável de principal interesse no método de localização de falta.

Sendo o método baseado no diagrama da Figura 26, é preciso destacar que uma aproximação está sendo feita, pois não considera as correntes de sequência positiva e negativa que fluem para as cargas conectadas entre os medidores. No diagrama, considera-se que as mesmas correntes de sequência positiva e negativa medidas em M1 ($I1_1$ e $I1_2$) fluem desde M1 até o ponto de falta, da mesma forma, considera que as correntes medidas de sequência positiva e negativa em M2 ($I2_1$ e $I2_2$) fluem desde o ponto de falta até M2. Todavia, essas considerações não levam em conta que podem existir divisores de corrente de sequência positiva e negativa nos pontos onde existirem cargas conectadas. Dessa forma, as correntes de sequência positiva e negativa não são, necessariamente, as mesmas que fluem desde o medidor M1 até o ponto de falta ou desde

o ponto de falta até o medidor M2. O impacto dessa aproximação será exemplificado e analisado no capítulo 4.

Por fim, para definir a distância do ponto de falta com relação ao medidor M1, basta multiplicar o valor de X pelo tamanho do alimentador na Área Monitorada, como representa a Equação (22).

$$DE = X * L_{AMk} \quad (22)$$

Onde DE é a distância estimada e L_{AMk} é o tamanho do alimentador principal na Área Monitorada k , sendo $k = 1, \dots, n^{\circ} \text{ medidores} - 1$.

A partir da formulação é possível verificar que, tendo posse das tensões e correntes de sequência zero obtidas nos medidores e de dados de construção da linha como as impedâncias dos cabos e o tamanho do alimentador, o método proposto é capaz de determinar a localização da HIF.

Cumprе salientar que o método não depende de uma magnitude mínima da corrente de falta para fazer a localização, o que potencializa sua aplicabilidade num contexto de falta de alta impedância.

3.4 CONSIDERAÇÃO SOBRE FALTAS EM RAMAIS LATERAIS

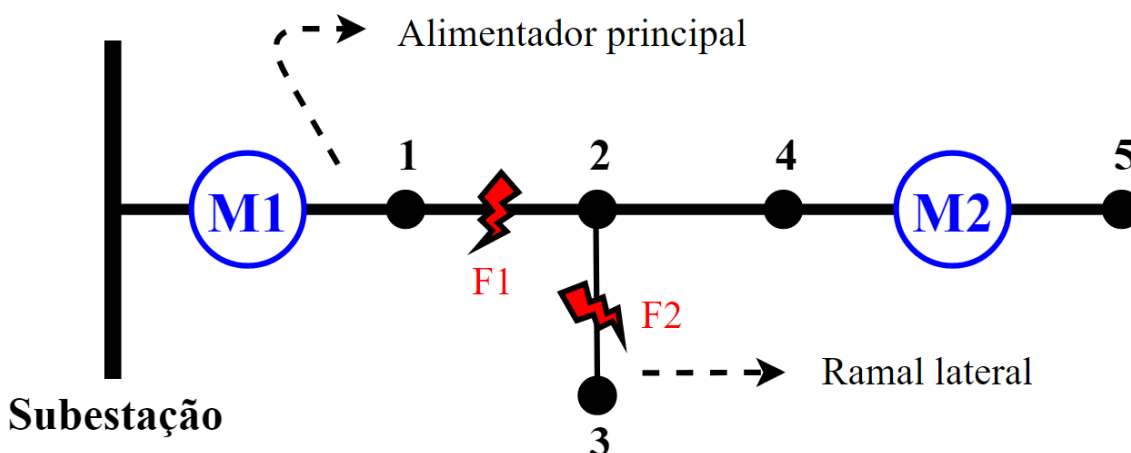
Os sistemas até aqui utilizados para o equacionamento do método eram simples e consideravam em sua estrutura somente um alimentador, o principal. Todavia, como exposto na seção 2.2, sistemas de distribuição reais são, em sua maioria, radiais e ramificados, ou seja, além do alimentador principal, existem diversos ramais laterais ao longo do sistema que são menores que o alimentador principal e trifásicos na maior parte dos casos, porém também podendo ser monofásicos e bifásicos.

Assim como qualquer alimentador principal, os ramais laterais estão sujeitos à curtos-circuitos, sendo de interesse dos operadores dos SD identificarem onde aconteceram essas faltas.

A partir da formulação apresentada nos itens anteriores, o método proposto neste trabalho é capaz de identificar em qual ramal aconteceu a falta. Logo, independentemente

de onde aconteceu a falta ao longo do ramal lateral, o método calcula a distância do primeiro medidor da AM até o início do ramal lateral em falta. Isto será explicado a seguir.

Figura 27 - Sistema de distribuição exemplo com ramal lateral.



A Figura 27 apresenta um pequeno sistema de distribuição exemplo de 5 barras composto por um barramento de subestação, dois medidores instalados no início e no fim do alimentador principal e um ramal lateral.

Foram definidos dois pontos de falta, F1 e F2. O ponto de falta F1 está no alimentador principal entre as barras 1 e 2. Nesse caso, F1 está entre os medidores M1 e M2, isto é, na Área Monitorada do sistema, de maneira que a localização de F1 pode ser determinada aplicando o método proposto tendo as medições de corrente e tensão dos medidores e dados do alimentador. O ponto de falta F2 também está dentro da Área Monitorada entre os medidores M1 e M2, porém a falta acontece no ramal lateral que tem o início na barra e 2 e término na barra 3. Nesse caso, como o método leva em conta apenas os dados do alimentador principal, ele irá enxergar que a falta aconteceu na barra 2, ou seja, no início do ramal lateral (ponto onde o ramal lateral deriva do alimentador principal), independentemente de onde foi o ponto de falta F2 entre as barras 2 e 3. Isto é equivalente a dizer que, para qualquer falta ocorrida na média tensão do ramal lateral, o método irá retornar a localização da falta como se fosse no início do ramal lateral, que é justamente sua conexão no alimentador principal. Esse resultado mostra que o método, além de localizar com precisão faltas no alimentador principal, é capaz de indicar em qual ramal lateral aconteceu a falta. Isso se configura como uma vantagem tendo em vista que

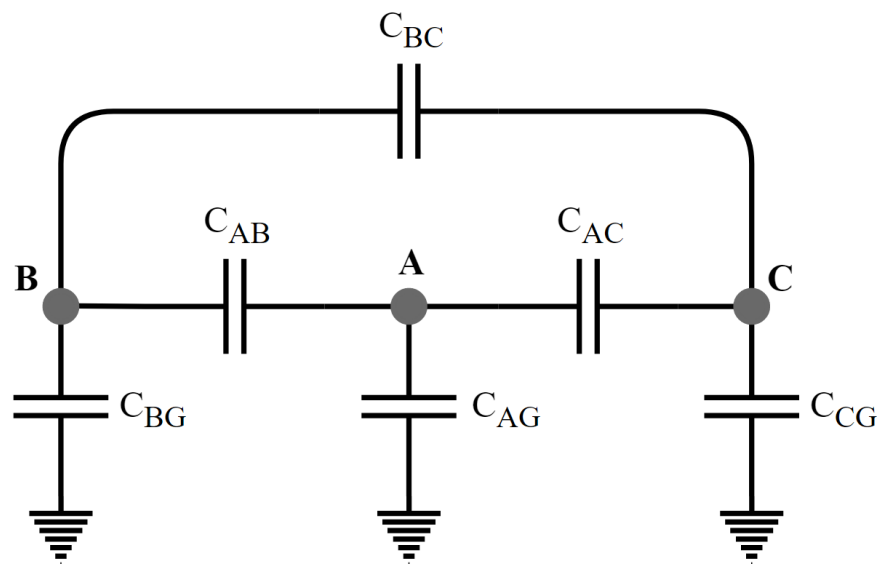
os ramais laterais em sistemas de distribuição não costumam ser longos e a resposta do método facilitaria a localização da falta por equipes de manutenção.

3.5 CONSIDERAÇÃO SOBRE AS CAPACITÂNCIAS DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

O objetivo desta seção é verificar o impacto das correntes de carregamento (ou parasitas) das capacitâncias de forma a justificar sua exclusão na construção do método proposto para localização de HIFs.

A capacitância de uma linha de distribuição é resultado da diferença de potencial entre os condutores (capacitâncias mútuas) ou entre os condutores e o solo (capacitâncias próprias); ela faz com que os condutores se tornem carregados de modo semelhante às placas de um capacitor entre as quais existe uma diferença de potencial. A capacitância entre condutores é a carga por unidade de diferença de potencial. A Figura 28 ilustra o modelo de uma linha com suas capacitâncias em evidência.

Figura 28 - Capacitâncias próprias e mútuas de uma linha trifásica.



Uma tensão alternada aplicada sobre uma linha faz com que circule uma corrente de carregamento devido ao constante carregamento e descarregamento das capacitâncias que se dá a partir da alternância da tensão aplicada nos condutores. Essa corrente de

carregamento, também conhecida como corrente parasita, existe até mesmo quando a linha está em vazio e pode ser calculada a partir dos dados construtivos da linha e da tensão do sistema no qual a linha está instalada.

O cálculo da corrente de carregamento de uma linha pode ser feito pela Equação (23), sendo I_{Ach} , I_{Bch} e I_{Cch} as correntes de carregamento e V_{An} , V_{Bn} e V_{Cn} a tensões de fase nas fases A, B e C, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} I_{Ach} \\ I_{Bch} \\ I_{Cch} \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} C_{AA} & -C_{AB} & -C_{AC} \\ -C_{BA} & C_{BB} & -C_{BC} \\ -C_{CA} & -C_{CB} & C_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$C_{AA} = C_{AG} + C_{AB} + C_{AC}$$

Onde: $C_{BB} = C_{BG} + C_{AB} + C_{BC}$ sendo C_{AG} , C_{BG} e C_{CG} as capacitâncias próprias e

$$C_{CC} = C_{CG} + C_{BC} + C_{AC}$$

C_{AB} , C_{BC} e C_{CA} as capacitâncias mútuas.

Com o objetivo de verificar o efeito dessa corrente para o método proposto, foram feitos cálculos para estimar o valor dessas correntes para determinados sistemas da literatura. Foram escolhidos alimentadores dos sistemas de distribuição IEEE típicos, apresentados em (KERSTING, 2001) e disponibilizados pelo Subcomitê de Análises de Sistemas de Distribuição IEEE (DSASC). Os dados de capacitância dos alimentadores em questão são disponibilizados em IEEE PES(2020), os quais são dados em termos de susceptância.

A partir dos dados dos alimentadores selecionados e dos níveis de tensão estabelecidos, a Equação (23) é aplicada e os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Corrente de carregamento da fase A para alimentadores de distribuição típicos do IEEE.

Sistema	Alimentador	Nível de tensão	Comprimento	$ I_{Ach} $
IEEE 13 barras	601	4,16kV	1km	0,0191A
	602		0,1km	0,0017A
IEEE 34 barras	300	24,9kV	20km	0,19A
	301		13km	0,118A

Como pode ser verificado na última coluna da Tabela 2, a corrente de carregamento (ou parasita) gerada pelas capacitâncias das linhas nos sistemas de distribuição são pequenas de maneira que não geram impacto no método. Tendo isso como base, as capacitâncias das linhas não foram consideradas no método. No próximo capítulo será apresentada uma comparação da resposta do método entre os casos nos quais o sistema possui e não possui capacitâncias.

Destaca-se a pequena influência da corrente de carregamento para o sistema IEEE 34 barras, pois este será considerado para validação do método no próximo capítulo.

A formulação desenvolvida foi implementada compondo o método proposto que será aplicado em testes apresentados no próximo capítulo.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentadas as principais simulações realizadas com o método proposto e a análise dos resultados.

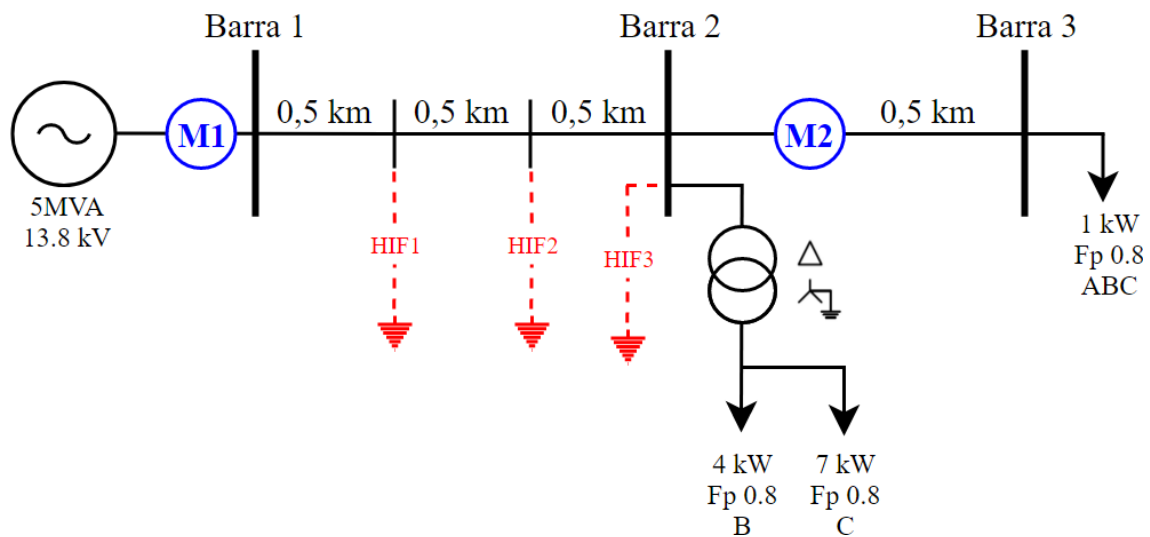
O software PSCAD® foi utilizado para simulações e o MATLAB® foi utilizado para a análise de dados e implementação do método proposto.

Para avaliar o desempenho geral do método e o seu comportamento para diferentes cenários, foram utilizados três sistemas testes que serão apresentados na sequência juntamente com os resultados obtidos para cada um a partir das simulações. O primeiro sistema é simplificado e a partir dele serão explicadas métricas e processos que também serão aplicados nos sistemas maiores e mais complexos.

4.2 SISTEMA DE 3 BARRAS

Para iniciar a validação do método foi utilizado um sistema simples com 3 barras, como pode ser visto na Figura 29.

Figura 29 - Sistema teste com 3 barras.



4.2.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

O sistema da Figura 29 representa um alimentador de distribuição básico. O nível de tensão da subestação é de 13,8kV e o alimentador possui comprimento total de 2km. Um transformador abaixador foi conectado na Barra 2, o qual possui conexão Δ -Y aterrado de forma a atuar como um filtro de corrente de sequência zero e representar uma configuração típica de sistemas brasileiros e europeus.

Foram conectadas cargas desequilibradas na baixa tensão do transformador de forma a representar alimentadores com cargas residenciais e comerciais (em sua maioria). Outra carga foi conectada diretamente na média tensão no fim do alimentador, tendo em vista que em sistemas de distribuição é comum a conexão de determinadas cargas numa tensão mais elevada por conta do nível de sua demanda ou finalidade da carga, como por exemplo uma carga industrial.

4.2.2 ALOCAÇÃO DOS MEDIDORES

Dois medidores fasoriais foram alocados no sistema para monitoração e a consequente localização da falta. O primeiro medidor, M1, foi alocado na subestação, onde sempre é possível considerar que existe um ponto de medição. Já o segundo medidor, M2, foi alocado de forma estratégica após a Barra 2 formando, assim, uma Área Monitorada entre a Barra 1 e a Barra 2, onde, a partir da aplicação do método, podem ser localizadas todas as HIFs monofásicas que ocorrerem na média tensão.

Como exposto no Capítulo 3, o método considera que a única conexão entre o alimentador de média tensão e a terra se dá pela falta de alta impedância, de maneira que a HIF é o único ponto em que existe um divisor de corrente para a componente de sequência zero da corrente. Sendo assim, a consequente Área Monitorada formada pela alocação estratégica do medidor M2 deve cumprir dois critérios:

1. No interior da Área Monitorada, não deve haver cargas desequilibradas aterradas conectadas diretamente na média tensão.
2. No interior da Área Monitorada, a conexão entre a baixa tensão e a média tensão deve ser feita por transformadores Δ -Y aterrado ou por transformadores cuja conexão atue como filtro de corrente de sequência zero.

O não cumprimento do critério 1 faria com que houvesse um divisor de corrente para a componente de sequência zero que não seria uma falta, o que induziria o método a enxergar tal conexão como indicativo de falta e, assim, retornando uma resposta de falso positivo.

O não cumprimento do critério 2 abriria possibilidade para a utilização de outras conexões nos transformadores que não atuariam como filtro de corrente de sequência zero. Dessa forma, novamente existiria um divisor de corrente para a componente de sequência zero que não seria uma falta, resultando, assim, num falso positivo.

4.2.3 DETERMINAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA

Para uma honesta avaliação do método, faz-se necessário definir corretamente o valor da impedância que faria com que a falta se configurasse como uma HIF.

Partindo da definição de HIF apresentada na seção 2.4, entende-se que uma falta de alta impedância tem como principal característica originar uma corrente de falta de baixa magnitude se comparada com a corrente nominal do alimentador, de maneira que a corrente passante num medidor, por exemplo no medidor da subestação, tem sua magnitude elevada num pequeno valor em situação de falta. Esse valor, ou seja, o quanto a corrente de falta é maior que a corrente nominal, depende diretamente do valor da impedância do curto-circuito.

Analisando como é realizado um cálculo da corrente de curto-circuito, é possível ver que o valor da impedância de falta de forma a caracterizar uma HIF depende de toda

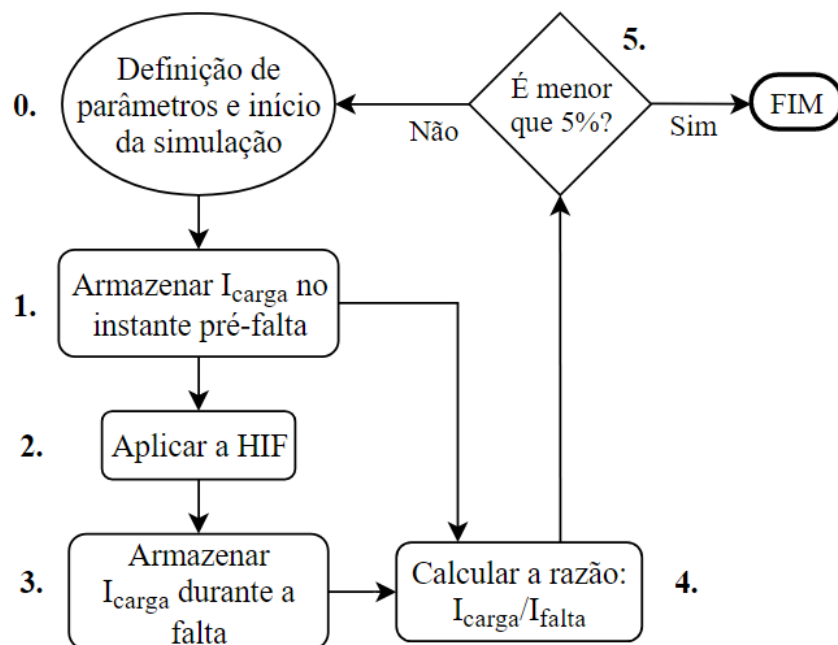
a topologia do sistema. A Equação (24) é utilizada para o cálculo de curtos-circuitos monofásicos à terra na fase A, onde V_f é a tensão no ponto de falta (normalmente considerada 1 p.u. em vários métodos) e Z_f é a impedância de falta.

$$I_a = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (24)$$

Sabe-se que alterando Z_f o valor da corrente de falta também muda, a saber, quanto maior o valor de Z_f , menor é a magnitude da corrente de falta. Além disso, o denominador da equação evidencia que o resultado da corrente de falta também depende da topologia do sistema que estão traduzidas nas grandezas Z_0 , Z_1 e Z_2 .

Diante disso, neste trabalho, adotou-se que se configuraria como impedância de falta alta aquele valor de impedância no qual a corrente relacionada a HIF fosse de aproximadamente 1% até 5% da corrente nominal da carga do alimentador. Para isso, o processo resumido no Fluxograma da Figura 30 foi adotado para definição da impedância de falta. A explicação de cada passo será apresentada a seguir.

Figura 30 - Fluxograma para definição da impedância de falta.



Passos do fluxograma:

0. No passo inicial, é necessário definir os seguintes parâmetros para começar a simulação:
 - i. Um ponto de falta.
 - A escolha inclui tanto o local no sistema quanto a fase em que se aplicará a falta.
 - Pela equação (24) é possível ver que a localidade da falta altera os resultados pelo fato da impedância entre o medidor e o ponto de falta alterar conforme a distância, o que modifica o denominador da equação. Assim, uma mesma impedância pode se comportar como HIF num ponto e não em outros pontos no mesmo sistema (ou numa mesma área monitorada). Diante disso, é necessário que os testes com diferentes valores de impedância de falta sejam realizados no mesmo ponto de falta de interesse para uma justa comparação.
 - Para otimizar o processo, recomenda-se que os testes sejam feitos no local (ou barra) mais próximo ao medidor, pois, caso a impedância se configure como HIF nesse ponto, o mesmo acontecerá nos pontos à jusante. Isso é explicado com detalhes na seção 4.3.3.
 - ii. Um valor de impedância de falta para avaliar se possui comportamento de HIF.
 - A escolha é aleatória e, a partir do resultado no fim do processo, o usuário pode avaliar se o valor está adequado, longe ou próximo da adequação ao comportamento de HIF.
 - Caso o valor testado esteja fora da adequação, o usuário escolhe uma impedância maior para teste até que o critério seja satisfeito.
1. No instante pré-falta: medir e armazenar o valor da corrente RMS no primeiro medidor da AM, que corresponde à corrente nominal, isto é, à corrente de carga (I_{carga}).
2. Aplicar a HIF com a impedância definida para aquela simulação em determinado ponto do sistema.

3. Na situação em falta: medir e armazenar o valor da corrente RMS medida no primeiro medidor da AM, que corresponde à corrente de falta (I_{falta}).
4. Calcular a razão entre as correntes RMS pré e na falta (I_{carga}/I_{falta}).
5. Verificar se a razão é menor (ou aproximadamente menor) que 5%. Caso a resposta do processo seja “Sim”, armazenar o valor que será utilizado posteriormente em testes do método. A quantidade de valores armazenados depende de quantos e quais tipos de testes o usuário deseja fazer. Caso a resposta do processo seja “Não”, é necessário escolher um valor maior que o anterior até que seja encontrada uma resposta positiva. O próximo valor deve ser escolhido proporcionalmente ao quão longe está a resposta de ser menor 5%, ou seja, quanto maior a porcentagem encontrada no cálculo da razão, maior deve ser o próximo valor de teste para que a próxima razão calculada tenda a diminuir mais rapidamente.

Além disso, cumpre salientar que, como exposto na seção 2.4, a impedância de falta será considerada como uma resistência neste trabalho.

No sistema de 3 barras em questão, foram simulados curtos-circuitos em diferentes localidades, as quais são evidenciadas na Figura 29 como HIF1, HIF2 e HIF3. Para cada localidade, foram simulados curtos-circuitos com diferentes resistências de falta até que se encontrasse aquele valor que produziria corrente de falta em nível adequado (que representem HIF) ao passo 5 do fluxograma. Os resultados podem ser vistos na Tabela 3, onde, I_{falta} é o valor da corrente total medida no primeiro medidor da AM (parte relativa à falta mais a parte relativa à carga) e I_{carga} é a corrente relativa somente a carga (medida sem a falta), ambas medidas na fase A.

Tabela 3 - Dados relativos às HIFs no sistema de 3 barras.

Ponto de falta	Resistência de falta	I_{falta}/I_{carga}
801	20Ω	1,0438
801-802	15Ω	1,0476
802	12Ω	1,0465

4.2.4 MÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Visando ter uma melhor dimensão do desempenho do método, foi estabelecida uma métrica que avalia o erro da resposta produzida pelo algoritmo. O erro é avaliado a partir da diferença entre a distância real da HIF e a distância estimada pelo método para a falta, ambas distâncias com relação ao primeiro medidor da AM. Após isso, o erro é expresso em porcentagem para mensurar qual o tamanho do erro em relação ao tamanho do alimentador, de forma que é possível saber se a resposta é eficiente. O processo descrito é aplicado segundo a Equação (25):

$$Erro (\%) = \left| \frac{DR - DE}{L} \right| * 100 \quad (25)$$

Onde DR é a distância real da HIF, DE é a distância estimada para a HIF e L é o tamanho do alimentador principal.

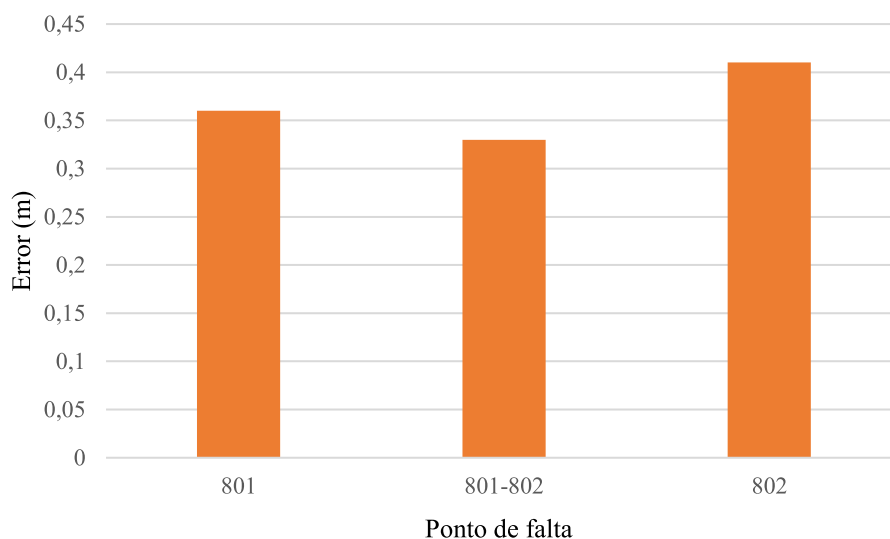
4.2.5 RESULTADOS

A Tabela 4 e a Figura 31 apresentam o desempenho do método expresso em função do erro calculado conforme a Equação (25). Foram simuladas HIFs na fase A nos pontos de falta definidos na Figura 29 e as resistências de falta foram utilizadas conforme a Tabela 3.

Tabela 4 - Resultados para o sistema de 3 barras.

Ponto de falta	Resistência de falta	Erro
801	20Ω	0,018%
801-802	15Ω	0,0165%
802	12Ω	0,0205%

Figura 31 – Erros obtidos em metros para o sistema de 3 barras.



Neste caso o método apresentou um erro mínimo que representa alguns centímetros numa região quilométrica, obtendo uma exatidão muito boa. Este resultado era esperado tendo em vista a simplicidade do sistema.

Para entender o erro existente é preciso analisar a consideração das mútuas no equacionamento. O modelo matemático representado na Equação (21) foi construído baseado na Figura 26. No diagrama, de acordo com a Equação (15), o efeito das mútuas é modelado através de fontes de tensão controladas pelas correntes de sequência positiva e negativa que são medidas nos medidores M1 e M2. Além disso, essas fontes dependem das características do alimentador, a saber, as impedâncias mútuas e série. Porém, o diagrama considera que as mesmas correntes de sequência positiva e negativa medidas em M1 (I_{11} e I_{12}) fluem desde M1 até o ponto de falta, da mesma forma, considera que as correntes medidas de sequência positiva e negativa em M2 (I_{21} e I_{22}) fluem desde o ponto de falta até M2.

Todavia, essas considerações não levam em conta o fato de que haverá um divisor de corrente de sequência positiva e negativa nos pontos onde existirem cargas conectadas. A Figura 32 ilustra o sistema de 3 barras com foco para o comportamento das correntes de sequência positiva e negativa. Pela figura, fica evidente que na Barra 2 existe um divisor de corrente, porque nela há uma carga conectada. As componentes positiva e negativa são drenadas pela carga por conta do desequilíbrio e a conexão do transformador atua como filtro de corrente de sequência zero.

Dessa maneira, a corrente de sequência positiva ou negativa que flui desde o ponto de falta até o medidor M2 não é a mesma, pois:

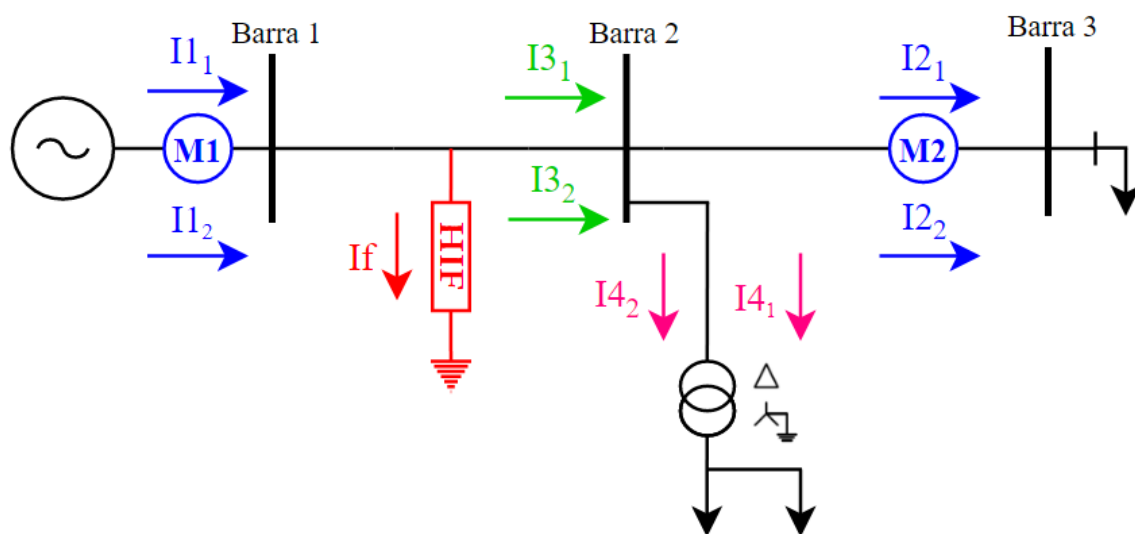
$$I_{3y} = I_{4y} + I_{2y} \quad (26)$$

Logo, $I_{3y} \neq I_{2y}$, para $y = 1, 2$.

Assim, é fato que a formulação não fica exata e um erro, mesmo que pequeno, é inserido cada vez que há cargas conectadas entre os medidores. Porém, apesar do erro inserido por essas considerações, o desempenho do método não foi afetado consideravelmente.

É importante destacar que em sistemas nos quais o efeito originário do acoplamento pelas mútuas é mínimo, como alimentadores subterrâneos ou redes aéreas isoladas, o erro inserido teria impacto praticamente nulo ou mínimo nos resultados encontrados pelo método.

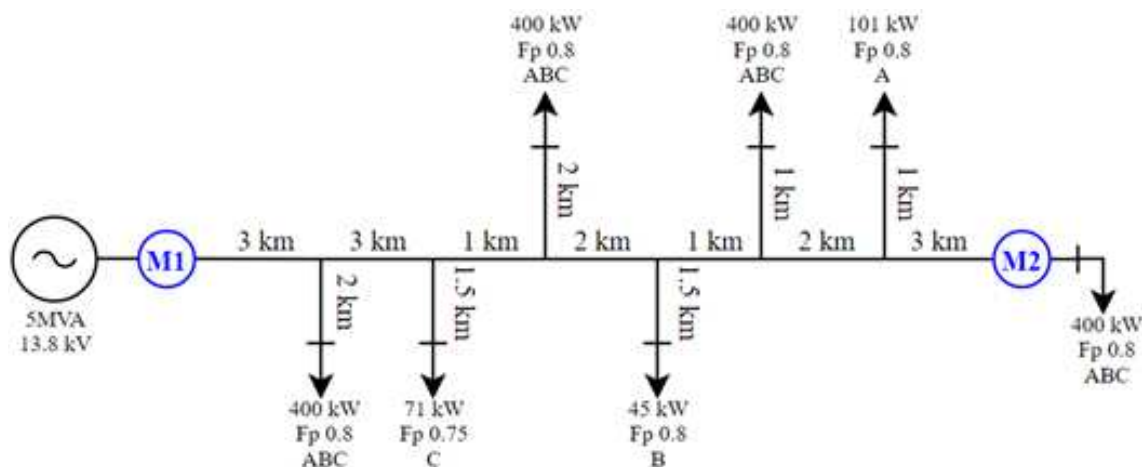
Figura 32 - Sistema de 3 barras com foco para as correntes de sequência positiva e negativa.



4.3 SISTEMA DE 6 BARRAS

Com o objetivo de avaliar o desempenho do método em mais situações foram feitas simulações no sistema apresentado pela Figura 33.

Figura 33 - Sistema de 6 barras.



4.3.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

Este sistema da Figura 33 foi apresentado por SADEH (2013). O nível de tensão da subestação é de 13,8kV e o alimentador principal possui comprimento total de 15km. Uma característica importante deste sistema é a presença de ramais laterais, cenário muito encontrado em sistemas de distribuição reais de maneira que o método pode ser melhor avaliado. A rede possui cargas equilibradas e desequilibradas conectadas na baixa tensão através de transformadores com conexão Δ -Y aterrado. Uma carga foi conectada diretamente na média tensão no fim do alimentador, representando a conexão de determinadas cargas da distribuição que necessitam de conexão no nível da média tensão.

4.3.2 ALOCAÇÃO DOS MEDIDORES

Dois medidores fasoriais foram alocados no sistema para monitoração e a consequente localização da falta. O primeiro medidor, M1, foi alocado na subestação e o segundo medidor, M2, foi alocado de forma estratégica no fim do alimentador formando, assim, uma Área Monitorada, onde, a partir da aplicação do método, podem ser localizadas todas as HIFs monofásicas que ocorrerem na média tensão.

A alocação do medidor M2 seguiu os critérios 1 e 2 estabelecidos na seção 4.2.2.

4.3.3 DETERMINAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA

Para determinar a impedância de falta que simulasse uma HIF de acordo com este sistema, foi seguido o algoritmo definido no fluxograma da Figura 30.

No sistema de 6 barras em questão, foram simulados curtos-circuitos em diferentes localidades que foram definidas de acordo com a distância em relação ao medidor M1 (subestação). Para cada localidade, foram simulados curtos-circuitos com diferentes resistências de falta até que se encontrasse aqueles valores que produziram correntes de falta em níveis adequados ao ponto 5 do processo explicado na seção 4.2.3. Os resultados podem ser vistos na Tabela 5, onde, I_{falta} é o valor da corrente total medida no medidor M1 (situação em falta, como se fosse uma parte relativa à falta mais a parte relativa à carga) e I_{carga} é a corrente relativa somente a carga (medida sem a falta), ambas medidas na fase A. As distâncias presentes na primeira coluna da Tabela 5 são consideradas no alimentador principal.

Tabela 5 - Dados relativos às HIFs no sistema de 6 barras.

Distância até o ponto de falta (km)	Resistência de falta	I_{falta}/I_{carga}
3	50Ω	1,044
5	35Ω	1,0435
6	30Ω	1,041
7	25Ω	1,0389
9	13Ω	1,0425
10	8Ω	1,0482
11	5Ω	1,0499
12	3Ω	1,0479
13	2Ω	1,0354
15	0,1Ω	1,0183

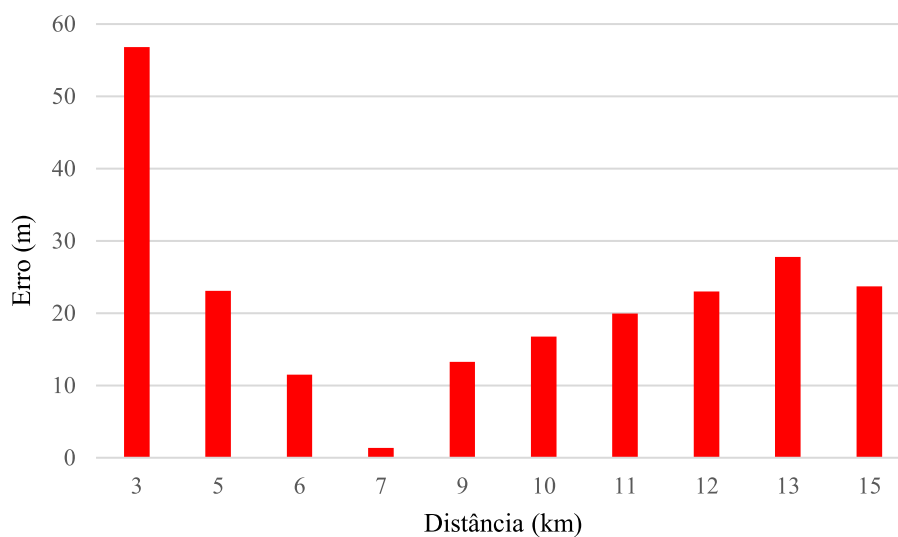
4.3.4 RESULTADOS

A Tabela 6 e a Figura 34 apresentam o desempenho do método expresso em função do erro calculado conforme a Equação (25). Foram simuladas HIFs na fase A nos pontos indicados e considerando as resistências de falta definidas conforme a Tabela 5.

Tabela 6 - Resultados para o sistema de 6 barras.

Distância até o ponto de falta (km)	Resistência de falta	Erro
3	50 Ω	0,38%
5	35 Ω	0,15%
6	30 Ω	0,08%
7	25 Ω	0,01%
9	13 Ω	0,09%
10	8 Ω	0,11%
11	5 Ω	0,13%
12	3 Ω	0,15%
13	2 Ω	0,19%
15	0,1 Ω	0,16%

Figura 34 – Erros obtidos em metros para o sistema de 6 barras.



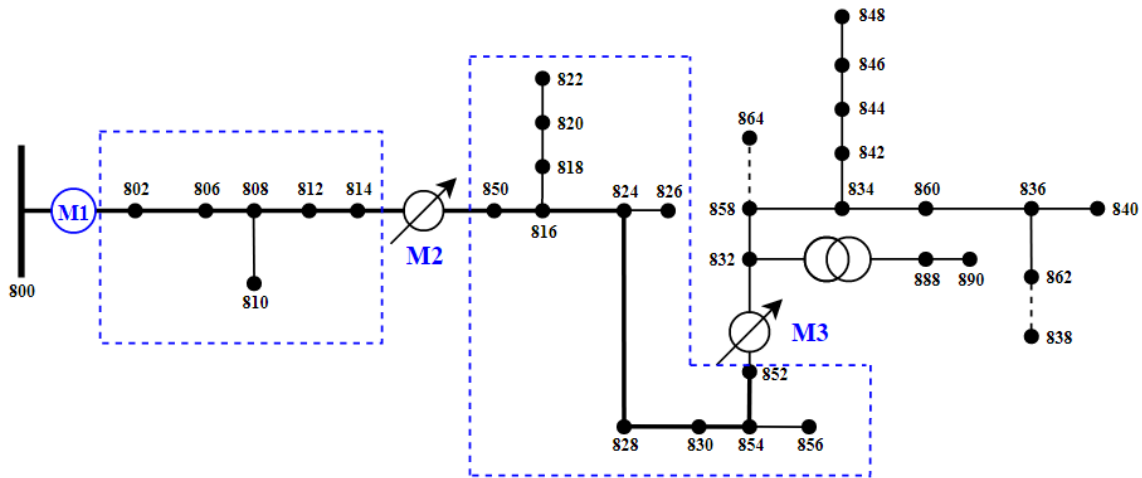
Assim como no caso anterior, o desempenho do método foi bastante interessante, de maneira que o maior erro encontrado foi menor que 0,4%, o que significa que o maior erro significa por volta de 60m numa região de 15000m monitorados.

O aumento do erro com relação ao caso anterior se deve principalmente à dois fatores. O primeiro deles diz respeito ao fato de o sistema possuir um maior número de cargas na Área Monitorada, o que potencializa o erro inserido por conta dos divisores de corrente de sequência positiva e negativa, conforme explicado em 4.2.5. O segundo fator tem relação com a presença de ramais laterais no alimentador principal. Essa característica é muito presente em sistemas reais e faz com que a impedância vista pelos medidores seja diferente se comparada com o caso em que se considerada somente o alimentador principal. Entretanto, o método se mostrou robusto pelos resultados terem sido bastante precisos mesmo diante dessas características do sistema.

4.4 SISTEMA IEEE 34 BARRAS MODIFICADO

Para testar o método proposto de forma mais abrangente, foram feitas simulações no sistema IEEE 34 barras modificado que é representado pela Figura 35.

Figura 35 - Sistema IEEE 34 barras modificado.



4.4.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

O objetivo de utilizar o sistema IEEE 34 barras modificado é avaliar os resultados do método proposto para simulações que considerem diversos elementos de sistemas de distribuição reais. Este sistema possui características importantes para validação do método:

- Ramais laterais;
- Bancos de capacitores conectados na média tensão com conexão para a terra;
- Reguladores;
- Grande densidade de cargas desbalanceadas;
- Cargas variáveis.

O impacto dos ramais laterais foi discutido na seção anterior e também foi considerado aqui. A presença de bancos de capacitores conectados na média tensão com conexão para a terra é importante de ser testada, pois esses equipamentos são utilizados para controle de tensão em muitos sistemas de distribuição e sua conexão para a terra pode impactar no desempenho do método. Da mesma forma, os reguladores são elementos básicos do SD, de maneira que seu efeito precisa ser analisado. Com relação às cargas, como exposto na seção 2.2, é necessário considerar o desbalanceamento e variação, tendo em vistas que são características inerentes aos SD.

As modificações no sistema 34 barras original foram realizadas com o objetivo de fazer com que o sistema representasse características de sistemas europeus e brasileiros, como descrito na seção 2.2. Para isso, a impedância série em cada cabo dos alimentadores trifásicos foi considerada a mesma, os ramais laterais originalmente monofásicos presentes na região entre os medidores foram considerados trifásicos e as cargas foram conectadas na baixa tensão através de transformadores Δ -Y aterrado. Contudo, fora da região entre os medidores, o método considera a presença de cargas conectadas na média tensão com conexão para a terra (pelos mesmos motivos citados nos casos anteriores) e de ramais monofásicos representados pelas linhas tracejadas pretas na Figura 35. As cargas, as configurações e as características dos condutores, assim como as impedâncias mútuas, foram modeladas como definido em KERSTING (2001). As regiões monitoradas são destacadas pelos contornos tracejados azuis na Figura 35 e o alimentador possui comprimento total de 35,88 km.

4.4.2 ALOCAÇÃO DOS MEDIDORES

Três medidores fasoriais foram alocados no sistema para monitoração e a consequente localização da falta. O primeiro medidor, M1, foi alocado na subestação e o segundo e o terceiro medidor, M2 e M3, respectivamente, foram alocados de forma estratégica nos reguladores do sistema formando, assim, duas Áreas Monitoradas, onde, a partir da aplicação do método, podem ser localizadas todas as HIFs monofásicas que ocorrerem na média tensão.

A alocação dos medidores M2 e M3 é aceitável, pois, além de seguir os critérios 1 e 2 estabelecidos na seção 4.2.2, já aproveita pontos estratégicos que foram previamente determinados para inserção de tecnologia com os reguladores.

4.4.3 DETERMINAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA

No sistema IEEE 34 barras modificado em questão, foram simulados curtos-circuitos em diferentes localidades em cada Área Monitorada para testar o método. Para determinar a impedância de falta que simulasse uma HIF para o sistema estudado, foi seguido o algoritmo definido no fluxograma da Figura 30 e a recomendação que consta no passo inicial.

Para a Área Monitorada 1 (AM1), que é definida pelos medidores M1 e M2, e para a Área Monitorada 2 (AM2), que é definida pelos medidores M2 e M3, foram simulados curtos-circuitos com variadas impedâncias na primeira barra de cada AM, Barra 802 e Barra 850 respectivamente, tendo como orientação o fluxo de potência partindo da subestação. Essa característica é importante pois, qualquer valor que se configurar como HIF para a primeira barra também irá se comportar como HIF para as barras à jusante. Isso pode ser melhor entendido analisando o exemplo abaixo onde duas representações de sistemas exemplos são trazidas na Figura 36 e na Figura 37.

Figura 36 - Sistema exemplo 1.

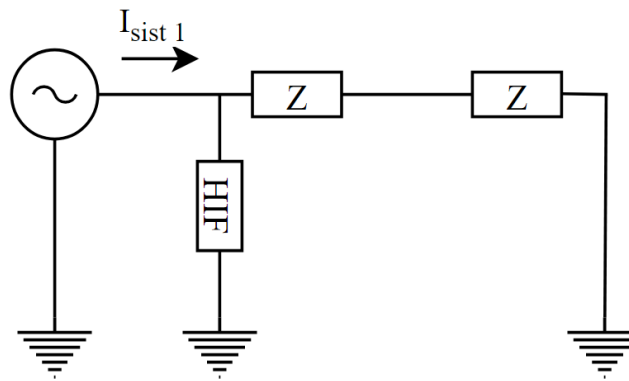
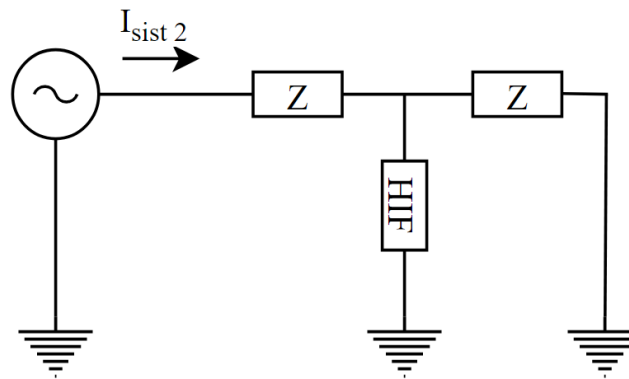


Figura 37 - Sistema exemplo 2.



Considere que o elemento indicado como HIF é uma impedância.

A impedância vista pela fonte no sistema exemplo 1 é calculada pela Equação (27):

$$Z_{sist\ 1} = \frac{HIF * (Z + Z)}{HIF + Z + Z} \quad (27)$$

A impedância vista pela fonte no sistema exemplo 2 é calculada pela Equação (28):

$$Z_{sist\ 2} = Z + \frac{HIF * Z}{HIF + Z} \quad (28)$$

Logo, tem-se que $Z_{sist\ 1} < Z_{sist\ 2}$. Então, considerando que as fontes são iguais em ambos exemplos, pode-se afirmar que:

$$I_{sist\ 1} > I_{sist\ 2}$$

Assim, o fato de a HIF acontecer mais distante da fonte (ou do ponto de medição) faz com que a corrente seja ainda menor, o que fortalece a característica de HIF.

Tendo isso como base, os curtos-circuitos foram simulados até que se encontrasse aqueles valores que produziram correntes de falta em níveis adequados ao ponto 5 do processo explicado na seção 4.2.3. Os resultados podem ser vistos na Tabela 7, onde, I_{falta} é o valor da corrente total medida no primeiro medidor (parte relativa à falta mais a parte relativa à carga) e I_{carga} é a corrente relativa somente a carga (medida sem a falta), ambas medidas na fase A.

Tabela 7 - Dados relativos às HIFs no sistema IEEE 34 barras modificado.

Área Monitorada	Resistência de Falta	I_{falta}/I_{carga}
1	400Ω	1.0519
	500Ω	1.0405
	600Ω	1.0332
	700Ω	1.0281
2	200Ω	1.0480
	250Ω	1.0345
	300Ω	1.0262
	350Ω	1.0209

4.4.4 RESULTADOS

Foram simulados curtos-circuitos em diferentes localidades da rede para avaliar a capacidade do método em localizar HIFs. Para os casos em que a falta ocorre em ramais laterais, buscou-se verificar a capacidade do método de identificar em qual ramal aconteceu a falta. O método não identifica exatamente o local da falta no ramal lateral. Independentemente de onde aconteceu a falta ao longo do ramal lateral, o método calcula a distância do primeiro medidor da AM até o início do ramal lateral. Por exemplo, analisando a Figura 35, caso a falta aconteça entre a Barra 808 e a Barra 810, o método retornará a distância entre o primeiro medidor da AM e a Barra 808, que é justamente onde se inicia o ramal. Dessa forma, é possível identificar em qual ramal lateral aconteceu a falta. Isso já se configura como uma vantagem tendo em vista que os ramais laterais em sistemas de distribuição não costumam ser longos e a resposta do método facilitaria a localização da falta por equipes de manutenção.

Os pontos de falta e suas respectivas distâncias com relação ao primeiro medidor da Área Monitorada à qual ele pertence são definidos na Tabela 8. Cumpre salientar que qualquer outro ponto de falta dentro de uma Área Monitorada poderia ser escolhido para aplicação do método.

Tabela 8 - Pontos de falta e suas respectivas distâncias.

Área Monitorada	Ponto de Falta	Distância (km)
1	802-806	0,5705
	808	6,9205
	808-810 (ramal lateral)	6,9205
2	816	0,0606
	818-820 (ramal lateral)	0,0606
	816-824	0,5440
	828	2,1534
	854	6,1231

4.4.4.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE CONSIDERANDO O EFEITO DA RESISTÊNCIA DE FALTA

Nesta seção o objetivo é avaliar como o método se comporta quando a impedância de falta varia para um mesmo ponto de falta. Isso é importante porque o valor da HIF varia conforme o tipo de superfície de contato e as condições climáticas, como exposto na seção 2.4. A Tabela 9 e a Tabela 10 apresentam o desempenho do método expresso em função do erro calculado conforme a equação 16. Foram simuladas HIFs na fase A em ambas Áreas Monitoradas nas localidades definidas na Tabela 8 e a impedância foi variada conforme a Tabela 7.

Tabela 9 - Erro do método associado à Área Monitorada 1.

Área Monitorada	Ponto de Falta	Impedância de Falta			
		400Ω	500Ω	600Ω	700Ω
1	802-806	0,1120%	0,2013%	0,3099%	0,4335%
	808	0,0086%	0,0105%	0,0392%	0,0783%
	808-810	0,0087%	0,0104%	0,0391%	0,0781%

Tabela 10 - Erro do método associado à Área Monitorada 2.

Área Monitorada	Ponto de Falta	Impedância de Falta			
		200Ω	250Ω	300Ω	350Ω
2	816	0,7613%	0,9341%	1,1060%	1,2761%
	818-820	0,7728%	0,9466%	1,1197%	1,2911%
	816-824	0,3225%	0,4140%	0,5148%	0,6230%
	828	0,0254%	0,0284%	0,0325%	0,0380%
	854	0,3366%	0,4018%	0,4778%	0,5645%

A Figura 38 e a Figura 39 apresentam em gráfico os erros em metros encontrados para as HIFs aplicadas nos pontos de falta 802-806 e 816-824, respectivamente, para melhor visualização do comportamento dos resultados que é semelhante para os outros pontos de falta.

Figura 38 – Erros em metros obtidos para o ponto de falta 802-806 da AM1.

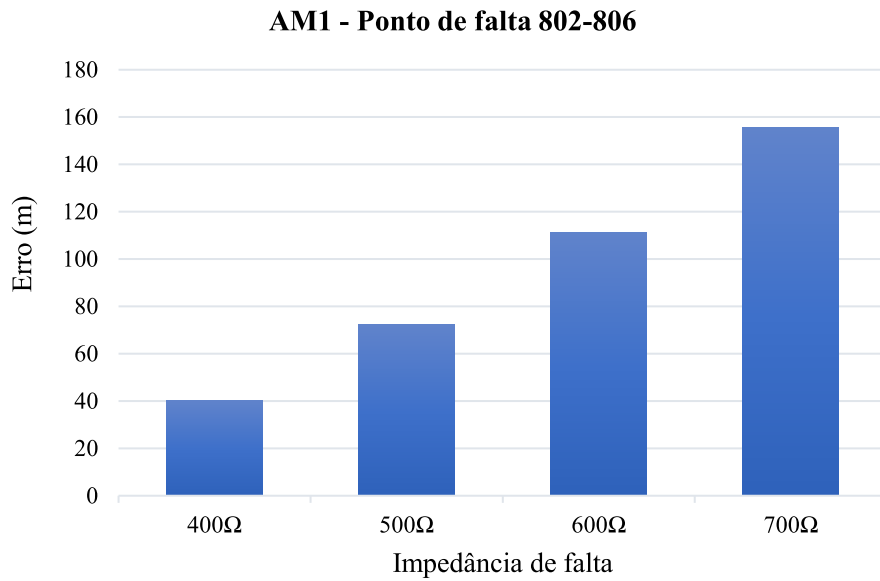
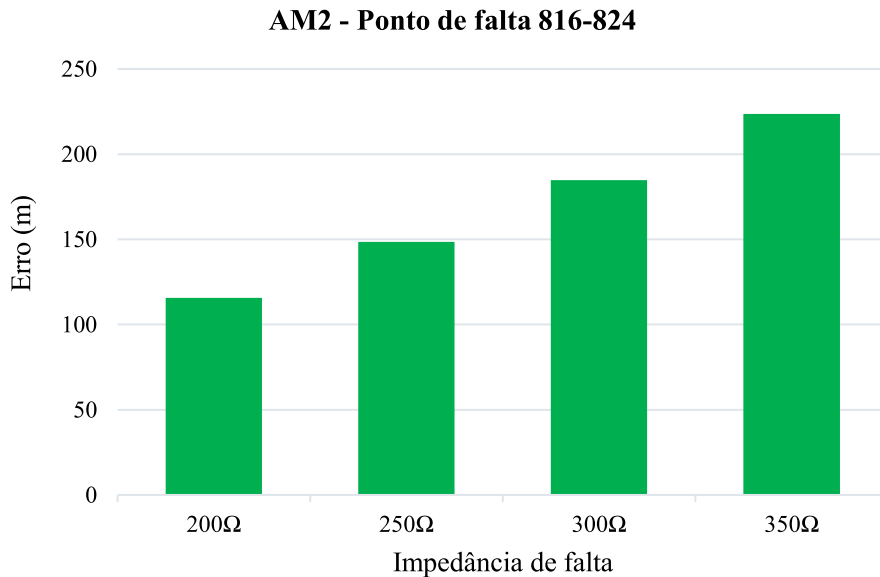


Figura 39 - Erros em metros obtidos para o ponto de falta 816-824 da AM2.



Foi verificado, em ambos os casos, que quanto maior a impedância de falta, maior a porcentagem de erro. No entanto, o método se comportou de forma muito precisa, tendo

em vista que, para um pior caso onde a corrente de falta é apenas 2% maior que a corrente de carga, o método apresentou erro máximo em torno de 1,3%. Da mesma forma, para menores níveis impedância de falta, a resposta é praticamente exata já que o menor erro do método ficou em torno de 0,009%. Cumpre salientar que o erro na estimação da distância da falta não necessariamente cresce com o aumento da distância do ponto de falta em relação ao primeiro medidor da AM, tendo em vista que o método é impactado pela topologia do sistema como um todo.

4.4.4.2 COMPARATIVO ENTRE CASOS COM E SEM CAPACITÂNCIA

Na seção 3.5 foi abordada a questão da influência da corrente de carregamento originada da presença capacitâncias entre os condutores ou entre os condutores e o solo quando submetidos a uma tensão alternada. Foi explicado que essas correntes possuem baixa magnitude se comparadas com o carregamento do sistema, de forma que seu impacto é mínimo e não incluído na formulação do método.

Para validar este argumento, foram feitas simulações para casos em que o sistema não considera as capacitâncias para comparar com os resultados anteriores que foram obtidos com o sistema considerando as capacitâncias das linhas. A Tabela 11 e a Tabela 12 mostram os resultados encontrados.

Tabela 11 - Resultado comparativo para a Área Monitorada 1.

Área Monitorada	Ponto de Falta	Impedância de Falta	Com Capacitância	Sem Capacitância
1	802-806	400Ω	0,1120%	0,1684%
	808		0,0086%	0,0260%
	808-810		0,0087%	0,0260%

Tabela 12 - Resultado comparativo para a Área Monitorada 2.

Área Monitorada	Ponto de Falta	Impedância de Falta	Com Capacitância	Sem Capacitância
2	816	200Ω	0,7613%	0,4646%
	818-820		0,7728%	0,4730%
	816-824		0,3225%	0,1571%

828	0,0254%	0,0176%
854	0,3366%	0,3876%

Pelos resultados é possível ver que a resposta do método foi diferente para cada AM, o que mostra que a topologia do circuito monitorado por cada medidor é capaz de impactar os resultados, ainda que o impacto seja pequeno. Além disso, destaca-se que a ausência das capacitâncias na formulação do método não é suficiente para invalidar sua eficácia, tendo em vista que considerando ou não o sistema com as capacitâncias os resultados foram praticamente os mesmos considerando que a diferença de porcentagem na resposta significa alguns metros na prática.

4.4.4.3 RESULTADOS PARA O CASO DE FALTA DE BAIXA IMPEDÂNCIA

Tendo o objetivo de avaliar o desempenho do método para o caso de curto-circuito com baixa impedância, foram simulados casos para cada AM. Os resultados estão expressos na Tabela 13, onde é possível ver que, como esperado, a performance do método é superior se comparado com os casos anteriores. Tais resultados comprovam a aplicabilidade do método para localização de faltas tanto de baixa como de alta impedância.

Tabela 13 - Desempenho do método para falta de baixa impedância.

Área Monitorada	Impedância de Falta	Ponto de Falta	Erro
1	25Ω	802-806	0,0031%
		808	0,0004%
2	10Ω	816	0,1520%
		818-820	0,1744%

4.4.4.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE CONSIDERANDO O EFEITO DA CONDIÇÃO DE CARGA DO SISTEMA

Sistemas de distribuição reais estão sujeitos a grandes variações do nível de carregamento ao longo do dia, como exposto na seção 2.2. Para investigar a performance do método proposto diante de diferentes níveis de carregamento no alimentador, foram simuladas três diferentes condições de carga: carga leve, moderada e pesada. Os valores das cargas correspondentes ao nível moderado foram os mesmos usados para obter os resultados da Tabela 9 e da Tabela 10, ou seja, correspondem aos valores originais do sistema IEEE 34 barras.

Na condição de carga leve, metade do valor original de cada carga foi considerado, enquanto que, na condição de carga pesada, o dobro de cada carga foi considerado na simulação. Nesses casos as faltas foram aplicadas nas mesmas localidades que nas simulações já apresentadas e na fase A. A Figura 40 e a Figura 41 apresentam, respectivamente, os resultados para o erro de estimação da distância da HIF para os três cenários de carga considerando impedância de falta de 500Ω para a AM1 e 250Ω para a AM2. Para os outros valores de impedância de falta os resultados mostraram o mesmo comportamento.

Figura 40 - Resultados para AM1 considerando diferentes níveis de carga.

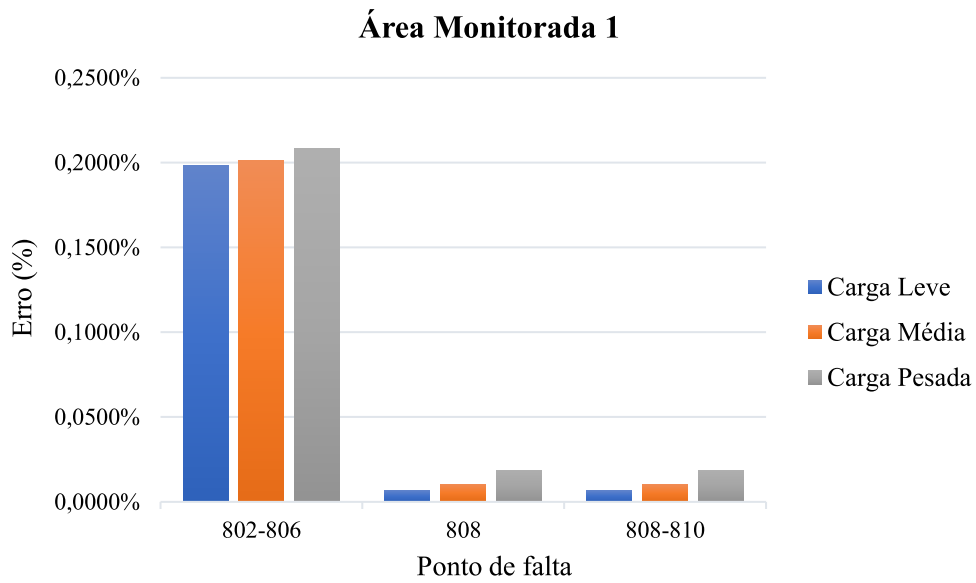
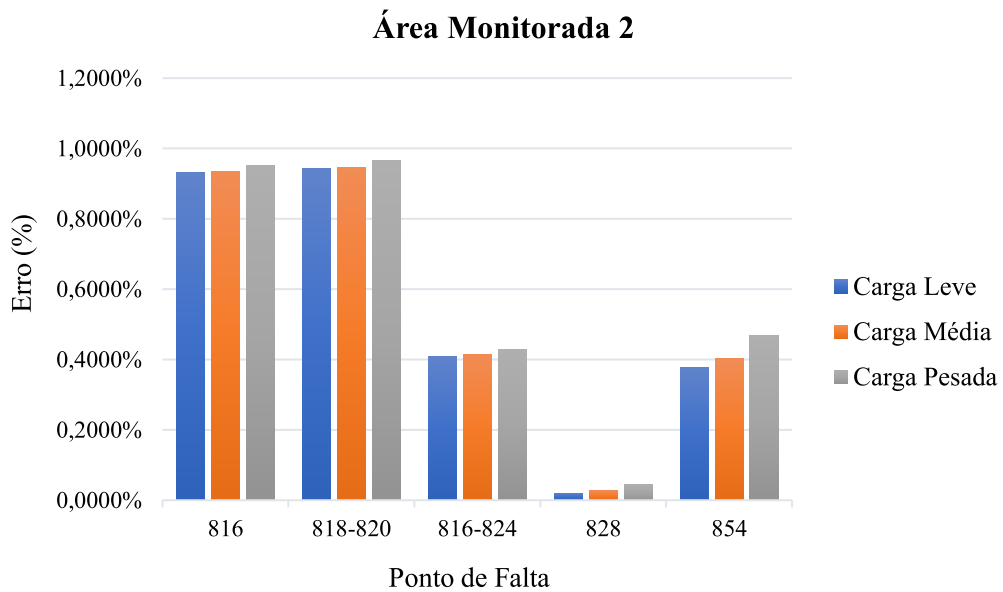


Figura 41 - Resultados para AM2 considerando diferentes níveis de carga.



Analisando as figuras, pode-se perceber que o erro não sofreu variação considerável de acordo com o nível de carga do sistema. Este resultado mostra a robustez do método diante de condições típicas de sistemas de distribuição reais.

4.4.4.5 COMENTÁRIOS GERAIS COM RELAÇÃO AOS RESULTADOS

A partir das tabelas e figuras anteriores, foi mostrada a capacidade do método em localizar HIFs que ocorrem na média tensão de sistemas distribuição.

Além de sistemas mais simples, foi testado o sistema IEEE 34 barras que traz diversas características de SD reais que são importantes de serem consideradas.

A presença de bancos de capacitores não impactou significativamente os resultados. Ainda que o banco seja conectado na média tensão e tenha conexão para a terra, sua impedância é muito grande, de maneira que a quantidade de corrente de sequência zero drenada é relativamente pequena. Logo, o método não enxerga tal conexão como indicativo de falta.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, lançou-se mão do uso de medições oriundas de tecnologias de medição e monitoramento cada vez mais presentes nos sistemas para a solução de um pertinente problema no sistema elétrico de potência. Foi desenvolvido um método analítico para a localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição utilizando dados da corrente e tensão de sequência zero no alimentador principal.

Na construção do método foram considerados medidores fasoriais instalados de forma estratégica ao longo do alimentador principal, os quais seriam responsáveis por fornecer os dados locais de corrente e tensão de sequência zero, isto é, dados de entrada do algoritmo proposto. Essa disposição dos medidores faz com que uma área monitorada seja definida e, a partir dos dados de entrada, o método é capaz de localizar faltas, inclusive de alta impedância, ocorridas na média tensão dessa área monitorada.

Para validação, foram utilizados três sistemas para avaliar o desempenho do método diante de características de sistemas de distribuição reais. A partir disso foi possível avaliar a eficácia do método diante de sistemas com ramificações laterais do alimentador principal, variações de carga, indutâncias mútuas entre os cabos dos alimentadores, cargas desbalanceadas, bancos de capacitores e reguladores de tensão. Entende-se a consideração destas características como uma importante contribuição, tendo em vista que grande parte da literatura avalia seus métodos diante de sistemas básicos ou que não contemplam realidades do SD.

Além disso, diferentes situações operativas de carga foram consideradas para testar o método. Excelentes resultados foram obtidos para cenários de carga leve, moderada ou pesada.

Ademais, uma métrica específica foi desenvolvida para determinar o que se configuraria como HIF em cada sistema e esses valores foram variados, tendo em vista que a HIF pode ter diferentes valores dependendo de condições físicas e elétricas no ponto e momento de falta. Em vários trabalhos usa-se valores de certa forma fixos para

representar essas faltas, e muitas vezes podem não estar representando efetivamente HIFs para o sistema avaliado. O método apresentou precisão muito boa na presença de HIFs que são bastante difíceis de localizar.

No final do trabalho, ainda cabe destacar uma questão. Existem fenômenos transitórios causados por diferentes eventos e equipamentos no sistema que podem impactar diretamente em métodos de localização de HIFs. Isso acontece porque a maioria dos métodos analisa perturbações nos sinais de corrente ou tensão que funcionam como indicativo de HIF ou que possuem informações que podem ser extraídas a partir de técnicas específicas, como as processamento de sinais, e, então, determinar a localização da falta. Porém, eventos como chaveamento de capacitores e variações instantâneas de carga podem fazer com que esses métodos atuem de forma indevida. O método proposto neste trabalho não sofre impacto por tais eventos, tendo em vista que o que o sensibiliza é um novo caminho formado para a circulação de corrente de sequência zero e não eventos transitórios. De fato, algumas cargas aleatórias no sistema foram variadas ao longo da simulação e o desempenho do método não foi afetado. Além disso, o chaveamento dos capacitores poderia impactar somente em casos que sua impedância reduzisse de forma a elevar a componente de sequência zero da corrente de forma suficiente a sensibilizar o método, porém não é o que acontece na prática.

De forma geral, o método demonstrou grande precisão em sua aplicação, o que demonstra sua robustez e potencial para aplicação prática.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Pode-se pensar em melhorias para o método proposto e, além disso, existem análises e considerações que podem ser feitas de forma a potencializar a aplicabilidade do método em redes reais de distribuição. Assim, ficam como sugestões para trabalhos futuros:

- Consideração da geração distribuída;
- Introdução de erros de medição nos aparelhos;
- Utilização do método proposto em sistemas de distribuição maiores;

- Validar a metodologia para localização de faltas desenvolvida, através de testes em campo, bem como utilizando uma ferramenta mais complexa de simulações de redes elétricas, tal como o RTDS (Real Time Digital Simulator);
- Desenvolver uma metodologia para determinar a alocação mínima de PMUs no sistema de distribuição, visando a obtenção de resultados mais precisos na localização de defeitos;
- Desenvolver uma metodologia para mitigar ou compensar o erro causado pelas divisores de corrente de sequência positiva e negativa;
- Analisar com detalhe o impacto da topologia do sistema no desempenho do método;
- Associar o algoritmo com algum método de detecção de HIF;
- Analisar o desempenho do método para sistemas com alimentadores com ramificações bifásicas.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. Redes de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 16 nov. 2020.

ANDRADE, Waltencir dos Santos. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1 – Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 17 nov. 2020.

BAHMANYAR, A.; JAMALI, S; ESTEBSARI, A; BOMPARD, E. A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. **Electric Power Systems Research**, v. 145, p. 19-34, dez. 2016.

BAKAR, A.H.A.; ALI, M.S.; TAN, C.; MOKHLIS, H.; AROF, H.; ILLIAS, H.A. High impedance fault location in 11 kV underground distribution systems using wavelet transforms. **Int J Electr Power Energy Syst**, 55:723-730, 2014.

CANAL ENERGIA. Distribuidoras registraram 891 acidentes na rede elétrica em 2018. 5 de agosto de 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53107540/distribuidoras-registraram-891-acidentes-na-rede-eletrica-em-2018>. Acesso em: 17 nov. 2020.

CELESC, Distribuição S.A. Manual De Procedimentos. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/instrucao-normativa/i3130021.pdf>. Acesso em: 17 nov.2020.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas**. CEMIG, 2014.

COSTA, F.B.; SOUZA, B.A.; BRITO, N.S.D.; SILVA, J.A.C.B.; SANTOS, W.C. Real-time detection of transients induced by high-impedance faults based on the boundary wavelet transform, **IEEE Trans. Ind. Appl.** 51 (6) 5312–5323, 2015.

DAQING, H. **High-impedance fault detection – field tests and dependability analysis**. Schweitzer Engineering Laboratories, 2009.

FARIAS, P.E.; DE MORAIS, A.P.; ROSSINI, J.P.; CARDOSO, G. Non-linear high impedance fault distance estimation in power distribution systems: a continually online-trained neural network approach, **Electr. Power Syst. Res.** 157 20–28, 2018.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission. Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Electricity_grid_simple-_North_America.svg>. Acesso em: 24 fev. 2021.

GAUTAM, S.; BRAHMA, S.M. Detection of high impedance fault in power distribution systems using mathematical morphology, **IEEE Trans. Power Syst.** 28 (2) 1226–1234, 2013.

GHADERIA, A.; GINN, H.L.; MOHAMMADPOURB, H.A. High impedance fault detection: A review. **Electric Power Systems Research** 143 376–388, 2017.

IEEE PES. **Resources**. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em 27 nov. 2020.

IURINIC, L.; OROZCO, A.H.; FERRAZ, R.G.; BRETAS, A. Distribution systems high impedance fault location: a parameter estimation approach, **IEEE Trans. Power Deliv.** 31 1806–1814, 2015.

JAMALI, S.; GHAFFARZADEH, N. A new method for arcing fault location using discrete wavelet transform and wavelet networks, **Eur. Trans. Electr. Power**, 22 (5) 601–615, 2012.

KERSTING, W. H. Radial Distribution Test Feeders, in Proc. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, vol. 2, pp. 908–912, 2001.

LEDESMA, J.J.G.; NASCIMENTO, K.B.; ARAUJO, L.R.; PENIDO, D.R.R. A two-level ANN-based method using synchronized measurements to locate high-impedance

fault in distribution systems, **Electric Power Systems Research**, 188, art. no. 106576, 2020.

LEDESMA, Jorge Javier Giménez. **Metodologia para detecção e localização de áreas de defeitos de alta impedância com a presença da geração distribuída**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora.

MASA, A.V.; MAUN, J.C.; WERBEN, W. Characterization of high impedance faults in solidly grounded distribution networks, in: **17th Power Systems Computation Conference**, pp. 1–6, 2011.

MICHALIK, M.; REBIZANT, W.; LUKOWICZ, M.; LEE, S.J.; KANG, S.H. High-impedance fault detection in distribution networks with use of wavelet-based algorithm, **IEEE Trans. Power Deliv.** 21 (4) 1793–1802, 2006.

MILIOUDIS, A. N.; ANDREOU, G. T.; LABRIDIS, D. P. Detection and Location of High Impedance Faults in Multiconductor Overhead Distribution Lines Using Power Line Communication Devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 6(2), 894–902, 2015.

MORTAZAVI, S. H.; MORAVEJ, Z.; SHAHRTASH, S. M. A searching based method for locating high impedance arcing fault in distribution networks, **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 34, no. 2, pp. 438–447, Apr. 2019.

NAM, S.R.; PARK, J.K.; KANG, Y.C.; KIM, T.H. A modeling method of a high impedance fault in a distribution system using two series time-varying resistances in EMTP, in: **Power Engineering Society Summer Meeting**, vol. 2, 2001, pp. 1175–1180, 2001.

NUNES, J.U.N.; BRETAS, A.S.; BRETAS, N.G.; OROZCO, A.H.; IURINIC, L. Distribution systems high impedance fault location: A spectral domain model considering parametric error processing, **Int J Electr Power Energy Syst**, 109:227-241, 2019.

RAMOS, M.J.S.; BRETAS, A.S.; BERNARDON, D.P.; PFITSCHER, L.L. Distribution networks HIF location: A frequency domain system model and WLS parameter estimation approach, **Electr Power Syst Res**, 146:170–6, 2017.

REN, J.; VENKATA, S. S.; SORTOMME, E. An Accurate Synchrophasor Based Fault Location Method for Emerging Distribution Systems. **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 29, no. 1, pp. 297–298, Feb. 2014.

RUSSELL, B.; CHINCHALI, R.; KIM, C. Behavior of low frequency spectra during arcing fault and switching events, **IEEE Trans. Power Deliv.** 3 (4) 1485–1492, 1988.

SADEH, J. A new fault location algorithm for radial distribution systems using modal analysis. **Electr. Power Energy Syst.** 271–278, 2013.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Florida: CRC Press, 2004. 762 p. 0-8493-1791-6.

WANG, X.; ZHANG, H. F.; SHI, Q.; WU, V.; TERZIJA, W.; XIE C. Location of Single Phase to Ground Faults in Distribution Networks Based on Synchronous Transients Energy Analysis, **IEEE Transactions on Smart Grid**, Volume: 11, Issue: 1, 774-785, 2020.

