



APLICAÇÃO DE SINCROFASORES NA PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Rafael Gomes da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

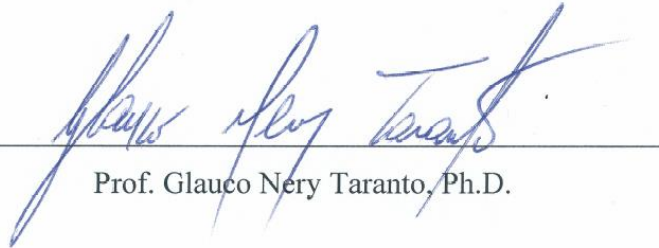
Rio de Janeiro
Março de 2017

APLICAÇÃO DE SINCRÓFASORES NA PROTEÇÃO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Rafael Gomes da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof.ª Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2017

Silva, Rafael Gomes da

Aplicação de Sincrofasores na Proteção de Redes de Distribuição com Geração Distribuída/ Rafael Gomes da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XIV, 136 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 94-98.

1. Geração Distribuída. 2. Localização de Falha. 3. Sincrofasores.
I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Aos Meus Pais e a Minha Amada Karla.

Agradecimentos

A Deus, por me conceder a energia necessária para aprender e progredir sempre, permitindo que mais este objetivo seja alcançado.

A minha companheira Karla, por sua compreensão, incentivo e suporte em todos os meus projetos de vida, sem os quais este não seria possível. Por tudo que compartilhamos diariamente.

Aos meus pais, Paulo Roberto e Isabel (em memória), por me ensinarem valores importantes. A minha irmã, Lívia, prima, Flávia, e tia, Maria, por todo o estímulo nessa caminhada. A meus sobrinhos, Pedro e Ryan, pelo sorriso mágico capaz de me fazer acreditar em um amanhã melhor.

Ao meu orientador Glauco Nery Taranto, que, nos momentos difíceis, fez as devidas cobranças para que eu fosse capaz de superar minhas limitações. Obrigado por ter acreditado em mim e me aceitado como seu orientando.

À instituição UFRJ e a todo o corpo docente do programa de mestrado, pela formação acadêmica.

Por fim, a todos aqueles que contribuíram, direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho, o meu sincero agradecimento.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

APLICAÇÃO DE SINCROFASORES NA PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Rafael Gomes da Silva

Março/2017

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

A inserção de Geração Distribuída (GD) é uma realidade nas redes de distribuição, agregando capacidade de atendimento à crescente demanda. Contudo, essa inserção de GD não pode ser feita de forma descontrolada. A mesma exige análises abrangentes para adequação dos sistemas atuais a esse novo cenário. Na tentativa de fazer estas adequações muitos procedimentos e novos equipamentos são apresentados. Porém, devem ser analisados completamente para garantir sua eficácia. Este estudo visa observar a filosofia de proteção tradicional para sistemas de distribuição radial, verificando os principais equipamentos que a compõem, analisando a coordenação entre eles para o caso radial e considerando o efeito da GD nessa filosofia. O presente trabalho tem também o objetivo de estudar a aplicação de um sistema de proteção adaptativa que utiliza medição de sincrofasores como uma solução para os problemas identificados. O algoritmo se baseia na impedância de Thévenin nos pontos de conexão das fontes. Sua confiabilidade se torna ideal em um sistema de alta penetração de GD, devido ao maior número de contribuições de correntes de curto-circuito. Para os estudos, utilizam-se dois softwares de simulação de Sistemas de Potência ANAFAS e SIMULIGHT e o software de cálculo MATLAB. Os casos são simulados no sistema teste do IEEE de 37 barras.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

APPLICATION OF SYNCHROFASORS IN THE PROTECTION OF
DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION

Rafael Gomes da Silva

March/2017

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

The penetration of Distributed Generation (DG) is a reality in distribution networks, adding capacity to attend to the growing demand. However, this DG penetration can not be done in an uncontrolled way. It requires a comprehensive analysis to adapt the present systems to this new scenario. In the attempt to make those adaptations many procedures and new equipment must be considered. However, they must be thoroughly analyzed to guarantee their effectiveness. This study aims to observe the traditional protection philosophy for radial distribution systems, verifying the main equipment that compose it, analyzing the coordination between them for the radial case and considering the effect of DG on this philosophy. The present work also aims to study the application of an adaptive protection system that uses synchrophasor measurement as a solution to the problems identified. The algorithm is based on the Thévenin impedance at the connection points of the sources. Its reliability is improved in a system of high DG penetration, due to the greater number of contributions of short-circuit currents. For the studies, two simulation softwares of Power Systems ANAFAS and SIMULIGHT are used and the numerical software MATLAB. The cases are simulated in the 37-bus IEEE test system.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Abreviações e Siglas.....	xiv
Capítulo 1 - Apresentação	1
1.1 Introdução	1
1.2 Revisão da Literatura	1
1.3 Motivações.....	5
1.4 Objetivos.....	5
1.5 Organização da dissertação.....	6
Capítulo 2 - Conceitos Básicos dos Sistemas de Distribuição	7
2.1 Sistema de distribuição radial	7
2.2 Falhas nos sistemas de distribuição	9
2.2.1 Tipos de curto-circuito.....	10
2.3 Proteção para sistema de distribuição radial.....	10
2.3.1 Transformadores de instrumentos	11
2.3.2 Relés	12
2.3.3 Disjuntores.....	13
2.3.4 Chaves Fusíveis	14
2.3.5 Religadores	16
2.3.6 Seccionadores Automáticos.....	17
2.3.7 Coordenação entre equipamentos de proteção	18
2.4 Geração Distribuída	23
2.5 Impacto na proteção tradicional com a inserção de Geração Distribuída.....	24
2.5.1 Problemas de seletividade entre fusíveis	25

2.5.2	Problemas de seletividade entre relés	27
2.5.3	Problemas de seletividade entre fusíveis e relés.....	28
2.5.4	Problemas de seletividade entre fusíveis e religadores	28
Capítulo 3 - Algoritmo de Proteção com uso de Sincrofasores.....		31
3.1	Tipos de geradores utilizados no método apresentado	31
3.2	Estrutura necessária para utilização do algoritmo de proteção.....	32
3.2.1	Medição com sincrofasores	32
3.3	Filosofia do algoritmo de proteção	34
3.3.1	Classificação das “Zonas”	34
3.3.2	Comando de abertura dos disjuntores e/ou religadores dentro das Zonas	35
3.3.3	Algoritmo de identificação de falha	36
3.3.4	Dados off-line	39
3.3.5	Algoritmo on-line	40
3.3.6	Dificuldades na implementação prática.....	53
Capítulo 4 - Simulação Baseada em Algoritmo de Proteção Adaptativa para Localização de Falha		55
4.1	Descrição dos programas utilizados para simulação	55
4.1.1	Programa SIMULIGHT.....	55
4.1.2	Programa ANAFAS.....	56
4.2	Modelos utilizados para simulação.....	56
4.2.1	Modelos dos Geradores	56
4.2.2	Modelos da rede	59
4.3	Descrição dos casos simulados	67
4.3.1	Primeiro Caso	68
4.3.2	Segundo Caso	68
4.3.3	Terceiro Caso.....	70
4.3.4	Quarto caso	72

4.4	Apresentação dos dados e análise dos casos simulados.....	74
4.4.1	Níveis de curto-circuito	74
4.4.2	Fluxo de potência	78
4.4.3	Análise dinâmica e algoritmo de detecção de falha	81
Capítulo 5 -	Conclusões e Trabalhos Futuros	91
5.1	Conclusões	91
5.2	Trabalhos futuros	92
	Referências Bibliográficas	94
	Anexo I.....	99
	Anexo II.....	102
	Anexo III.....	127

Lista de Figuras

Figura 1 - Sistema elétrico de potência.	8
Figura 2 – Circuito típico da rede de distribuição (13,8kV).	9
Figura 3 – Ilustração de Curvas tempo X correntes do elo fusível tipo K.	15
Figura 4 – Esquema simplificado de uma rede de distribuição com seccionador automático	18
Figura 5 – Posição dos fusíveis protegido e protetor.....	19
Figura 6 – Ilustração de coordenação entre disjuntores.	20
Figura 7 – Rede com coordenação disjuntor e fusível.....	21
Figura 8 – Ilustração de coordenação entre disjuntor e elo fusível.	21
Figura 9 – Coordenação entre religador e elo fusível com fator K.	22
Figura 10 – Rede com inserção de GD.....	24
Figura 11 – Perda de coordenação entre fusíveis em rede com GD.....	26
Figura 12 – Gráfico da perda de coordenação entre fusíveis	26
Figura 13 - Perda de coordenação entre relés em rede com GD.	27
Figura 14 – Perda de coordenação entre religador e fusível em rede com GD.....	29
Figura 15 – Gráfico da perda de coordenação entre religador e fusível.....	29
Figura 16 – Procedimento de tratamento de dados para sincrofasores	33
Figura 17 – Divisão em Zonas.....	35
Figura 18 – Falha interna ao GD	37
Figura 19 – Contribuição de uma fonte entre barras i e j.	38
Figura 20 – Levantamento off-line para algoritmo de proteção.....	39
Figura 21 - Algoritmo de proteção adaptativa.....	41
Figura 22 – Primeiro passo do algoritmo de identificação de falha on-line.....	42
Figura 23 - Segundo passo do algoritmo de identificação de falha on-line	43
Figura 24 – Procedimento de identificação de falha do segundo passo	44
Figura 25 - Terceiro passo do algoritmo de identificação de falha on-line.....	45
Figura 26 – Detecção de local de falha por níveis de curto-circuito	46
Figura 27 - Quarto passo do algoritmo de identificação de falha on-line	47
Figura 28 – Isolamento da zona com falha identificada.....	48
Figura 29 – Quinto passo do algoritmo de identificação de falha on-line.....	48
Figura 30 – Procedimento em caso de erro na localização da falha.....	49

Figura 31 – Sexto passo do algoritmo de identificação de falha on-line.....	50
Figura 32 – Procedimento de religamento.....	51
Figura 33 - Sétimo passo do algoritmo de identificação de falha on-line	51
Figura 34 – Isolamento definitivo da zona em falha	52
Figura 35 - Oitavo passo do algoritmo de identificação de falha on-line.....	53
Figura 36 – Novo levantamento off-line com nova configuração de rede	53
Figura 37 – Modelo Clássico do gerador.	57
Figura 38 – Diagrama unifilar 37 barras.	60
Figura 39- Modelo de linha SIMULIGHT.	61
Figura 40 – Divisão de zonas caso 2	69
Figura 41 - Divisão de zonas caso 3	70
Figura 42 - Divisão de zonas caso 4	72
Figura 43 – Níveis de curto-circuito trifásico para o caso radial em pu.....	75
Figura 44 – Níveis de curto-circuito trifásico para o caso com uma GD	76
Figura 45 – Contribuição de curto-circuito trifásico de cada fonte para o caso com uma GD	77
Figura 46 – Perdas nas linhas	79
Figura 47 – Valor percentual médio do módulo de tensão das barras em relação ao caso radial	81
Figura 48 – Curto-circuito monofásico fase A aplicado na barra 703 para o caso radial	82
Figura 49 - Curto-circuito monofásico fase A aplicado na barra 703 para o caso com inserção de 1 GD na barra 737	83
Figura 50 – Passo 1 com utilização dos dados do simulador SIMULIGHT	84
Figura 51 - Passo 2 com utilização dos dados do simulador SIMULIGHT	85
Figura 52 - Passo 3 com utilização dos dados dos simuladores SIMULIGHT e ANAFAS	85
Figura 53 – Caso radial com rede desequilibrada para falha trifásica.....	89
Figura 54 - Caso com 1 GD com rede desequilibrada para falha bifásica AB.....	90

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Dados do Gerador Barra Infinita	58
Tabela 2 – Dados GD	59
Tabela 3 – Dados série de linha para SIMULIGHT	62
Tabela 4 – Dados shunt de linha para SIMULIGHT.....	63
Tabela 5 – Dados de linha para simulador ANAFAS	65
Tabela 6 – Dados do transformador ligado à barra 799	66
Tabela 7 – Cargas com ligação em estrela.	67
Tabela 8 – Divisão de cargas para zona 1 caso 2	69
Tabela 9 – Divisão de cargas para zona 1 caso 3	71
Tabela 10 – Divisão de cargas para zona 2 caso 3	71
Tabela 11 – Divisão de cargas para zona 1 caso 4	73
Tabela 12 – Divisão de cargas para zona 2 caso 4	73
Tabela 13 – Divisão de cargas para zona 3 caso 4	74
Tabela 14 – Módulo da tensão para caso radial e com inserção de GD	80
Tabela 15 – Sequência dos trechos analisados no passo 3	86
Tabela 16 – Resultado de localização de falha para rede desequilibrada.....	87
Tabela 17 – Ajuste de máximo e mínimo para algoritmo de proteção.....	87
Tabela 18 – Localização errada para falha bifásica para o caso com 3 GD's.....	88
Tabela 19 – Dados de linha do sistema IEEE 37 barras.....	99
Tabela 20 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso radial	102
Tabela 21 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso com 1GD.....	110
Tabela 22 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso 2 GD's.....	114
Tabela 23 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso 3 GD's.....	118
Tabela 24 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso Radial.	122
Tabela 25 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso 2.....	123
Tabela 26 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso 3.....	124
Tabela 27 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso 4.....	125

Lista de Abreviações e Siglas

ANAFAS - Análise de Falhas Simultâneas

APE – Autoprodutor de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CI – Curva Instantânea

CT – Curva Temporizada

FCL – *Fault Current Limites*

GD – Geração Distribuída

GPS – *Global Positioning System*

GVO – Grande Volume de Óleo

MLP – *Multi-layered Perceptron*

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PIE – Produtor Independente de Energia

PMU – *Phasor Measurement Unit*

PVO – Pequeno Volume de Óleo

SF6 – Hexafluoreto de Enxofre

SIMULIGHT – Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

Capítulo 1 - Apresentação

1.1 Introdução

Diante da atual perspectiva de aumento na demanda e atual capacidade do Sistema Elétrico em suprir esse aumento o uso de Geração Distribuída (GD) no Sistema de Distribuição (como, por exemplo, o uso de fontes de energia solar, eólica e PCH, entre outras) torna-se uma solução a médio e longo prazo necessária. Porém, a inserção dessas fontes no sistema gera mudanças em seu comportamento dinâmico (de acordo com os diferentes tipos e dimensões dos geradores conectados ao sistema), nos níveis de curto-circuito em cada trecho [1, 2], entre outros.

Tais alterações exigem que as filosofias de proteção e controle adotadas atualmente sejam revisadas, levando em consideração a inserção de novas tecnologias quando necessário, como o uso de sincrofasores através dos equipamentos PMU (*Phasor Measurement Unit*), para garantir qualidade e segurança no fornecimento de energia [3, 4].

Para a inserção de novas tecnologias, é necessário, contudo, o estudo detalhado do seu impacto. Com a evolução dos computadores e o advento dos programas de simulação, é possível avaliar a inserção de diferentes tecnologias, assim como buscar soluções para reduzir fatores negativos, projetando a necessidade de implantação de medidas corretivas.

O objetivo desta dissertação é, portanto, analisar esse impacto e avaliar um possível método de proteção adaptativa, apresentada no artigo de Brahma e Girgis [4], e verificar os resultados do algoritmo proposto através de simulações.

1.2 Revisão da Literatura

Na revisão da literatura desta dissertação, são utilizadas referências que contextualizam a configuração dos Sistemas de Distribuição Radiais e o cenário de Geração Distribuída (GD) que está sendo inserida nesses sistemas. O intuito desta revisão

é também apresentar as diferentes propostas para solucionar o problema de perda de coordenação na proteção, justificando a escolha de uma das propostas para simulação e verificação da eficácia.

Em [5, 6], é apresentada uma descrição do comportamento das correntes de curto-circuito para os diferentes tipos de falhas no sistema elétrico. Os autores apresentam, conjuntamente, os métodos de análise para níveis de curto-circuito e comportamento dinâmico das máquinas empregadas.

Nas referências [7 - 10], é possível observar a estrutura de proteção utilizada nos Sistemas de Distribuição Radial e a descrição de comportamento dos equipamentos. É possível compreender em [11] uma melhor descrição dos equipamentos de proteção.

Em [1, 2], é possível observar o impacto da Geração Distribuída nos sistemas e, juntamente, verificar que a proteção e o controle dos mesmos podem sofrer operações equivocadas ou falhas.

Para superar os impactos da GD's no esquema de proteção tradicional, foram propostos vários métodos, tais como, estudo da localização da GD para limitar a alteração no sistema de proteção, alocação de limitadores de corrente de curto-circuito, modificação do sistema de proteção com uso de equipamentos distintos dos habitualmente utilizados em redes de distribuição e uso de proteção adaptativa que permita a alteração dos ajustes dos relés através de redes de comunicação.

As referências [12-14] apresentam técnicas para melhor localização das GD's no sistema. Em Naiem et al. [12] é proposto um estudo da contribuição das correntes da GD nos diferentes pontos do sistema para determinar a localização que gera o menor impacto na proteção, como também os melhores ganhos em relação as perdas nas linhas e melhora no perfil de tensão. As propostas apresentadas por [13,14] utilizam algoritmo genético para escolha do melhor ponto de conexão da GD.

Os dispositivos FCL (*fault current limites*) são elementos de série que apresentam uma impedância negligenciável durante o funcionamento normal da rede. Em contraste, durante a condição de falha, suas impedâncias aumentam imediatamente para restringir o fluxo de corrente através de seus ramos. Em [15-19] propõem-se o uso FCL para limitar as correntes de curto-circuito e assim impedir a perda de coordenação da proteção tradicional. As técnicas descrevem métodos diferentes para dispor os limitadores FCL, em El-khattam e Sidhu [16] é aconselhado o uso em cada GD inserida no sistema e para [17-19] são utilizados algoritmos genéticos para determinar a melhor alocação.

Sistemas de proteção tradicionais são projetados com um ajuste fixo, isto é, de acordo com os estudos prévios do sistema elétrico a ser protegido o relé é configurado. A proteção adaptativa é uma metodologia que procura fazer alterações automáticas no sistema de proteção para torná-lo mais adequados às condições variáveis do sistema elétrico

Para as técnicas de proteção adaptativa são apresentados métodos que através de relés multiprocessados trabalham com os conceitos de multiagentes e redes neurais para ajuste contínuo da proteção. Com o advento das redes de comunicação é possível obter os dados dos relés, concentra-los e trata-los com intuito de promover o melhor ajuste aos sistemas de proteção.

Utilizando o conceito de proteção adaptativa aplicam-se outras soluções para devida adequação da proteção de redes de distribuição com inserção de GD's, tais como, modificação dos equipamentos com a utilização de disjuntores ou religadores adicionais e utilização de relés de distância ou direcionais, que não são comumente utilizados. Pandakov et al. [20] e Perera et al. [21] estudam a aplicação dos relés direcionais com análise nodal nas redes para devida localização do ponto de falha. Em Zeineldin et al. [22] tem-se o uso de relé direcional com duplo ajuste de curva para cada direção de curto circuito, sendo os ajustes definidos por programação não linear. As referências [23,24] propõem uso de relé diferencial digital e redes de comunicação para localização de falha por sistema multiagentes, processando sinais através da transformada de wavelet e uso de lógica fuzzy. Girgis e Brahma [25] e Hussain et al. [26] propõem o uso de religadores multiprocessados com ajustes das curvas para, em caso de curtos-circuitos de curta duração evitem a queima desnecessária dos fusíveis.

Em [27,28] utilizam-se redes neurais MLP (*Multi-layered Perceptron*) para determinação do local de falha, trabalhando com a medição contínua em todas as fontes. Lin et al. [29] utiliza sistema de rede neural para controle e ajustes dos relés obtendo informações sincronizadas no tempo dos mesmos.

Os artigos [30-34] propõem a identificação de falha através do cálculo de impedância equivalente em relação a fonte principal, contudo não são aplicados a redes ramificadas. Já o método apresentado por Brahma [35] propõem localização de falha com uso de impedância equivalente, contudo é desenvolvido para atuar separado do sistema de proteção. O objetivo é, depois de ocorrida a falha, através da medição dos

sincrofasores em todas as fontes conectadas ao sistema obtidos dos registradores de eventos, efetuar a exata localização da falha.

Segundo Sanches-Ayala et al. [3], existem a tendência de aplicação de PMU em redes de distribuição. Uma delas é o uso dos equipamentos para a criação de proteção adaptativa em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, para casos de alta penetração de geração distribuída. Outra vertente apresentada é o uso de PMU para a localização de falha.

A técnica apresentada por Brahma e Girgis [4] tenta ajustar a filosofia de proteção à nova realidade dos sistemas com as fontes de Geração Distribuída. Com a divisão do sistema em zonas, nas quais carga e geração estão equilibradas, e com as medições obtidas dos PMU's localizados junto ao ponto de conexão das GD's, é possível coordenar a proteção para o desligamento da zona que esteja em falha.

Embora eficazes para atenuar os impactos da GD sobre o sistema de proteção, algumas soluções apresentam algumas desvantagens. Por exemplo, limitar localização e a capacidade da GD não é uma solução desejável, uma vez que isso também limita o nível de penetração da GD. Modificar o sistema de proteção com inserção de outros tipos de relés ou aumentando o número dos mesmos conectados aos sistemas de forma significativa exige uma verificação de disponibilidade física e financeira. Da mesma forma, algumas soluções de proteção adaptativa requerem novos sistemas, como infraestruturas de comunicação e unidades de processamento rápido, para atender os casos com aplicação de redes neurais e multiagentes, que exigem sistemas robustos. Finalmente, a utilização de FCLs também é indesejável devido aos demais problemas que surgem na ocorrência de curtos-circuitos. Considerando todos os métodos estudados, o uso da técnica descrita por Brahma e Girgis [4] demonstra-se atrativa como solução e facilidade de implementação, visto que, não exige uma grande quantidade de processamento *on-line* quando comparado aos demais métodos apresentados.

Determinado o algoritmo de proteção, o modelo de rede utilizado para simulação dos casos e o apresentado pelo *Distribution System Analysis Subcommittee* em [36] que representa uma rede de distribuição radial.

Em [37-41], são apresentadas as leis, os decretos e os regulamentos que caracterizam as GD's no sistema elétrico brasileiro e as obrigações que elas devem seguir quanto à conexão no sistema elétrico de energia.

Na referência [42], são descritas as características da medição de sincrofasores, medição que possibilita a implementação do algoritmo de proteção adaptativa.

Os manuais [43,44] detalham os procedimentos adotados para a utilização dos simuladores ANAFAS e SIMULIGHT, descrevendo entradas de dados, modelos utilizados, métodos numéricos, entre outros.

1.3 Motivações

O crescente aumento na inserção de Geração Distribuída na rede e a atual estratégia de desconectar todas as fontes ligadas à rede para restabelecer a característica radial é uma solução trivial e de baixo custo para a atuação da proteção. Contudo, os custos indiretos, associados à falha de abastecimento dos clientes e aos sistemas de controle das GD's para suportar esses desligamentos repentinos, podem acarretar grandes prejuízos.

A possibilidade de funcionamento em ilha dos sistemas com Geração Distribuída reduz multas que a concessionária pode receber por não retornar o suprimento de energia elétrica em tempo contratual estabelecido.

Segundo Barker e Mello [2], o aumento de GD pode proporcionar redução de perdas nas linhas e melhora nos níveis de tensão ao longo da mesma, o que agrega economia direta em redução de perdas e indireta, evitando compra de equipamentos para melhorar o perfil de tensão na rede. Contudo, a inserção desta GD promove impactos negativos quando se analisa a perda de seletividade do sistema de proteção.

Todos os fatos descritos anteriormente corroboram as vantagens da Geração Distribuída e a necessidade de um sistema de proteção que proporcione um melhor aproveitamento dessa nova realidade de geração e consumo de energia elétrica.

1.4 Objetivos

O objetivo do presente estudo é analisar a proteção tradicional para rede de Distribuição Radial e o comportamento desta com a inserção de Geração Distribuída. Outro objetivo é apresentar um estudo utilizando o algoritmo de localização de falha

apresentado em Brahma e Girgis [4], com simulação de medição de sincrofasores, e realizar a verificação de sua eficiência na medida em que se aumenta a inserção de geradores distribuídos no sistema de distribuição.

1.5 Organização da dissertação

A presente dissertação está organizada em 5 capítulos, Bibliografia, Anexo I e Anexo II. O conteúdo de cada capítulo segue descrito abaixo.

Capítulo 1 – Contém uma breve introdução do trabalho e uma revisão das referências que fundamentam a pesquisa. Nele, são expostos os motivos da atual análise e o objetivo da dissertação.

Capítulo 2 – Apresenta a configuração da rede de distribuição de energia elétrica, com seus equipamentos e um enfoque especial ao sistema de proteção para uma rede radial. Discute o impacto da Geração Distribuída em uma Rede de Distribuição, apontando os problemas encontrados na seletividade dos equipamentos utilizados na proteção.

Capítulo 3 – Descreve a filosofia de proteção adaptativa apresentada em [4], seu conceito principal, seus métodos de divisão em zonas e a descrição detalhada dos dados necessários e algoritmos utilizados para a devida implementação do método.

Capítulo 4 – Expõe os dados do modelo de rede utilizado para os estudos realizados e, também, os dados obtidos dos simuladores de sistemas energia elétrica utilizados. Com os dados obtidos, esse capítulo apresenta a resposta do algoritmo de proteção adaptativa descrito no capítulo anterior.

Capítulo 5 – Apresenta as conclusões finais e as propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Conceitos Básicos dos Sistemas de Distribuição

2.1 Sistema de distribuição radial

O Sistema Elétrico de Distribuição é parte integrante do Sistema de Energia Elétrica. Ao longo dos anos, a demanda por energia elétrica sofreu aumento, e, com isso, apresenta-se a urgência de um sistema cada vez mais robusto, com capacidade de transmitir um grande volume de energia elétrica, partindo inicialmente de alguns quilowatts para a atual transmissão de gigawatts.

Esse grande volume de energia demandava grandes centros com capacidade de geração (transformação de outros tipos de energia em energia elétrica). Contudo, esses centros não ficavam próximos dos pontos de consumo, exigindo construções de linhas com capacidade de transmitir essa potência.

Para vencer as grandes distâncias com baixas perdas e entregar ao cliente energia em um nível de tensão seguro, o sistema passou a apresentar diferentes níveis de tensão, criando, assim, divisões dentro desses níveis. Para cada divisão, aplicam-se equipamentos distintos, assim como para a operação e a manutenção.

Segundo Stevenson [6], podemos dividir o sistema elétrico de potência em 3 grupos principais: as centrais geradoras, as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição.

As linhas de transmissão constituem o elo entre as centrais geradoras e os sistemas de distribuição e conduzem a outros sistemas de potência através de interconexões. Um sistema de Distribuição liga todas as cargas individuais às linhas de transmissões nas subestações que realizam transformações de tensões e chaveamento. [6]

A Figura 1 apresenta a divisão mencionada em [6], observa-se os diferentes níveis de tensão aplicados a cada subsistema de energia elétrica.

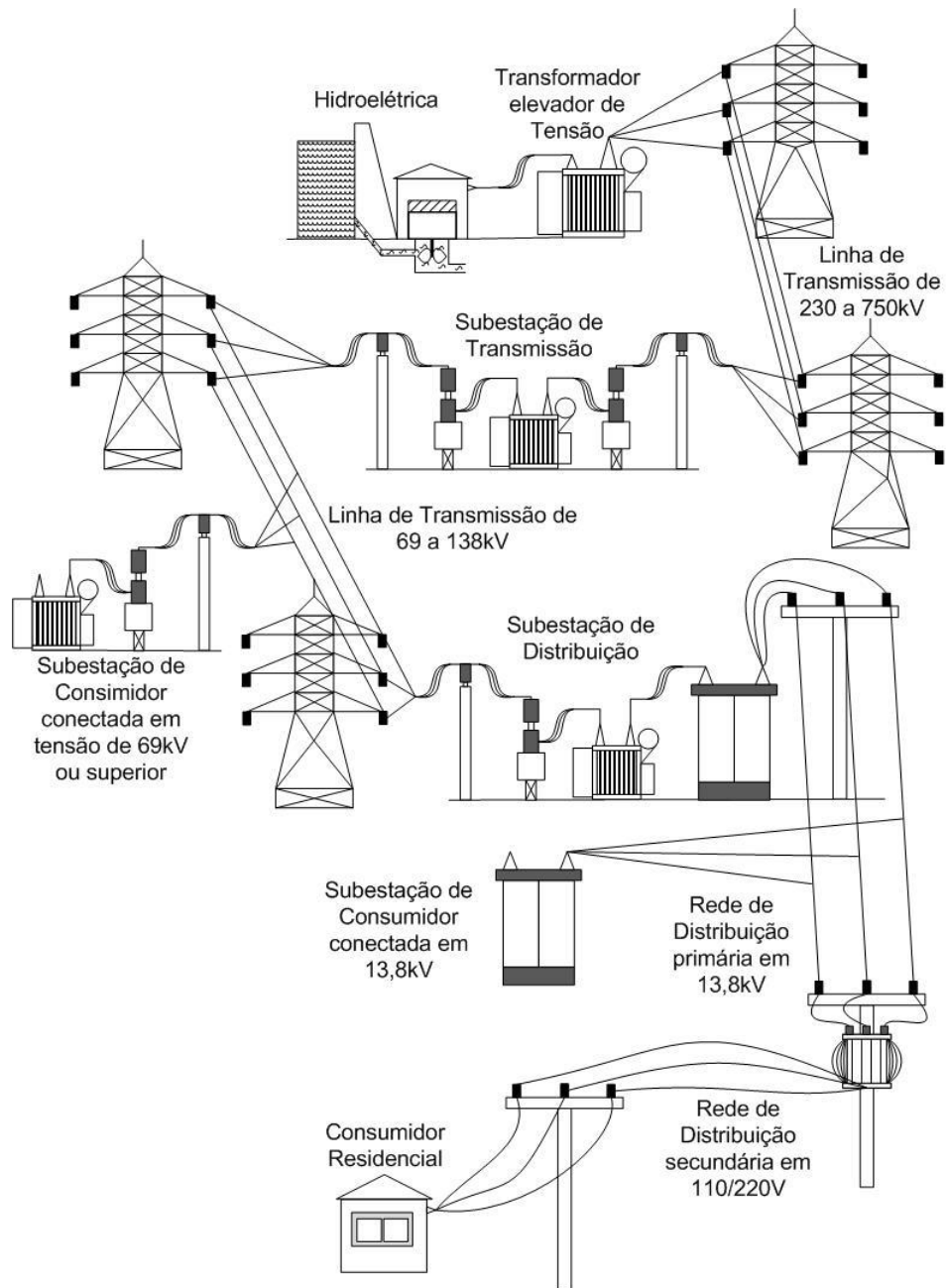


Figura 1 - Sistema elétrico de potência baseado em [9].

As Redes de Distribuição trabalham com valores de tensão que variam de acordo com a região e o país dos quais fazem parte. Esses valores estão, normalmente, entre 1kV e 40kV, para os níveis primários, e entre 380V e 110V para o nível secundário.

Todo sistema de distribuição é construído com o intuito de oferecer energia elétrica ao consumidor final com qualidade e segurança. Com a redução dos valores de tensão da transmissão para distribuição, é possível promover uma maior segurança, visto que as redes de distribuição são localizadas em áreas de grande circulação, seja rural ou urbana.

Mas a segurança da rede não é feita apenas com a redução dos níveis de tensão. Existem também sistemas de proteção contra sobrecarga, correntes de curto-circuito e descargas atmosféricas. Todas essas proteções levam em consideração as características físicas e operacionais dos equipamentos e, também, a passagem de correntes elétricas e tensões de altos níveis. Assim, têm-se diferentes fenômenos físicos associados que podem gerar falha no sistema, queima ou explosão.

Conforme apresentado na figura 2, um sistema de Distribuição Tradicional é configurado de forma radial, em que apenas uma fonte fornece energia elétrica ao longo de toda a rede. Essa característica facilita a construção de sistemas de proteção, pois sempre aplicam-se níveis de falhas mais agressivos a montante e brandos a jusante.

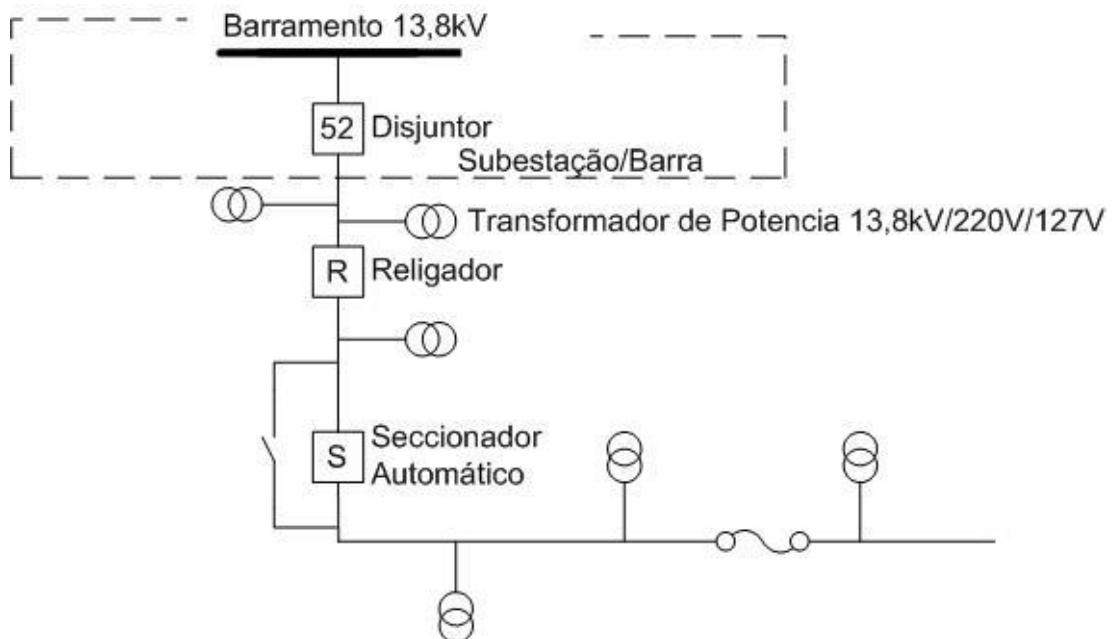


Figura 2 – Circuito típico da rede de distribuição (13,8kV) baseado em [7]

2.2 Falhas nos sistemas de distribuição

Segundo Stevenson [6], “uma falta num circuito é qualquer falha que interfere com o fluxo normal de corrente”. São diversos os motivos que podem causar interferência nesse fluxo. Aplicam-se, então, falhas de equipamentos, descargas atmosféricas e atos de vandalismos.

A falha mais comum em qualquer sistema de potência é o curto-circuito, que dá origem a correntes elevadas circulando em todos os elementos energizados, tendo como resultado severos distúrbios de tensão ao longo de todo sistema elétrico, ocasionando, muitas vezes, danos irreparáveis ao sistema e às instalações das unidades consumidoras. [8]

Apesar das precauções atualmente utilizadas, como as demais falhas, o curto-circuito é característico do sistema de energia elétrica.

2.2.1 Tipos de curto-circuito

O sistema elétrico é composto por 3 fases, logo, os tipos de curtos-circuitos que ele pode apresentar estão relacionados às fases afetadas durante a falha. Existem, então, os seguintes tipos de curto-circuito:

- Curto-circuito fase-terra: essa falha envolve apenas uma fase e o contato com a terra, apresenta a maior incidência;
- Curto-circuito bifásico: essa falha pode ocorrer de duas maneiras distintas, com terra ou sem terra;
- Curto-circuito trifásico: é a falha que normalmente apresenta o maior nível de elevação de corrente (alguns casos vão apresentar o nível de curto-circuito monofásico maior), também apresenta dois tipos, com e sem terra.

Os curtos-circuitos que envolvem a conexão com a terra são apresentados de duas maneiras: curtos metálicos, que não apresentam impedância de terra, e não metálicos, que apresentam impedância de terra. Já os curtos-circuitos que não apresentam conexão com a terra tem apenas a impedância localizada entre a fonte e o ponto de falha.

2.3 Proteção para sistema de distribuição radial

Apenas a redução da tensão nos Sistemas de Distribuição não garante total segurança ao sistema energia. É preciso que eles tenham esquemas que protejam contra possíveis falhas. Para tal finalidade, aplicam-se os sistemas de proteção, que visam monitorar tensão, corrente e frequência para identificar possíveis falhas e realizar as medidas de proteção necessárias. Contudo, vale salientar que o sistema de proteção tem

como função também o restabelecimento rápido do sistema de energia, evitando com isso danos aos consumidores e promovendo qualidade no sistema de fornecimento.

O sistema de proteção de uma rede de distribuição radial é composto, principalmente, de transformadores de instrumentos, relés, disjuntores de média tensão, religadores, seccionadoras automáticas, fusíveis e para-raios, tendo o último a função de proteger contra descargas atmosféricas ou surto de manobra (não foi abordada a descrição desse equipamento no trabalho, pois o intuito é avaliar os problemas relacionados às correntes de curto-circuito). Já os demais componentes constituem sistemas, que adequam valores, monitoram, identificam e efetuam manobras, com o intuito de proteger principalmente contra as correntes de curto-circuito no sistema.

2.3.1 Transformadores de instrumentos

Com o aumento do consumo, as longas distâncias a serem percorridas e a necessidade de redução das perdas ao longo dos sistemas de energia, os níveis de tensão e corrente adotados na rede de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica aumentaram. Para que seja realizada a proteção e o controle dos sistemas de energia é necessária a medição das grandezas elétricas, tensão e corrente, associadas a estes sistemas. Torna-se, assim, necessário o uso de equipamentos que possibilitem a redução dos níveis dessas grandezas para a conexão aos equipamentos de medição e proteção, visto que, é economicamente inviável o uso de equipamentos que realizem medição de forma direta [7]. Para tal tarefa, são utilizados transformadores de instrumentos.

Existem dois tipos de transformadores de instrumentos: Transformador de Corrente (TC) e Transformador de Potencial (TP). A finalidade do transformador de corrente é reduzir os níveis de corrente para valores aceitáveis de isolamento do equipamento de proteção e medição, mantendo as proporções em relação às correntes do sistema de energia e as do sistema de medição. O TP apresenta as mesmas funções, porém, reduz os níveis de tensão.

Esses transformadores não só reduzem os níveis de tensão e corrente para valores seguros, como possibilitam o isolamento dos equipamentos de medição e proteção em relação ao sistema de energia elétrica. Isso ocorre porque os transformadores de

instrumentos apresentam circuito primário, ligado ao sistema de energia, e secundário, ligado ao lado dos equipamentos de medição e proteção.

Segundo Kindermann [10], “os transformadores de potencial e de corrente são transformadores destinados apenas para alimentar os equipamentos de medição, controle e proteção”.

2.3.2 Relés

Segundo Araújo *et al.* [7], relés de proteção são equipamentos destinados a identificar falhas no sistema elétrico e a localizá-las com a maior precisão possível, e, então, enviar sinal de alerta para sistemas de alarme, sinalização ou abertura de disjuntores, isolando o problema, garantindo a continuidade do fornecimento de energia para o restante da rede e evitando problemas nos demais equipamentos conectados à rede. Possui também a função de indicar as condições que permitem conexões à rede ou procedimentos de religamento.

Existem relés para diferentes funções no sistema de proteção, como por exemplo, sobrecorrente, subfrequência, sobretensão, entre outros. E, para cada função, existe uma identificação numérica para o relé [10]. Os relés mais utilizados em redes de distribuição, segundo Mamede Filho e Mamede D. [8], são:

- Relé de Função 50 (proteção de sobrecorrente instantânea de fase): apresenta ajuste de corrente sem retardo de tempo intencional, ou seja, quando sensibilizado por um valor igual ao ajustado de corrente manda sinal de abertura para o disjuntor;
- Relé de Função 51 (proteção de sobrecorrente temporizada de fase): apresenta ajuste de corrente, contudo, por uma curva de temporização com o retardo em função do valor da corrente, ou seja, à medida que aumenta o valor da corrente de falha, diminui o tempo de atuação. Costuma ser utilizado em conjunto com o relé instantâneo, sendo feita a devida coordenação entre as duas funções;
- Relé de Função 50N (proteção de sobrecorrente instantânea de neutro): apresenta a mesma função do relé 50, contudo, é ajustado para a detecção de falhas que envolvam a terra;

- Relé de Função 51N (proteção de sobrecorrente temporizada de neutro): apresenta a mesma função do relé 51, contudo, é ajustado para a detecção de falhas que envolvam a terra;
- Relé de Função 59 (proteção de sobretensão): utilizado para detectar níveis de tensão acima do seu ajuste, enviando sinal para os devidos comandos de proteção e controle;
- Relé de Função 27 (proteção de subtensão): utilizado para detectar níveis de tensão abaixo do seu ajuste, enviando sinal para os devidos comandos de proteção e controle;
- Relé de Função 79 (relé de religamento): utilizado no comando e no controle dos religamentos das fases do sistema após determinada contagem de tempo. É utilizado para enviar sinais de abertura e fechamento para disjuntores e religadores. Seu uso é necessário devido aos breves períodos de duração de algumas falhas no sistema.

Com a evolução da tecnologia, novos modelos de relés surgiram no mercado, e são denominados relés digitais. Esses novos modelos, ao contrário dos antigos modelos eletromagnéticos e eletrônicos, podem concentrar as funções, operando, assim, como relés de sobrecorrente, de sobretensão, entre outros. Fazem, pois, o tratamento dos dados que recebem de forma digital com o uso de microprocessadores, sendo denominados relés multifunção.

Esses relés, por apresentarem diferentes portas de entrada de dados e capacidade de processamento elevada, possibilitam a utilização de novas técnicas de detecção de falha [4].

2.3.3 Disjuntores

O disjuntor é um equipamento de manobra, tendo a função interrupção ou restabelecimento da rede elétrica com segurança e rapidez. Apresenta uma câmara para extinção do arco-elétrico que surge durante a abertura do sistema com carga (passagem de corrente elétrica).

Existem diferentes tipos de câmaras de extinção do arco elétrico, por exemplo, vácuo, óleo (PVO e GVO), ar comprimido e Hexafluoreto de Enxofre (SF₆). Os disjuntores não são sensibilizados pela falha, sua função é apenas interromper a passagem

da corrente elétrica, abrindo seus contatos, caso acionado, seja por operador, seja por relé [9].

A operação do disjuntor deve ocorrer sob níveis de tensão e corrente de carga e curto-circuito, devendo suportar continuamente esses valores, possibilitando a abertura de seus contatos em décimos de segundo. Toda essa operação pode ocorrer em ambientes severos, tais como: situações de sol, chuva, maresia, poeira, entre outras [9]. Logo, a escolha do disjuntor vai depender das condições de trabalho às quais será exposto.

2.3.4 Chaves Fusíveis

Destinadas à proteção de sobrecorrentes, as chaves fusíveis comportam elementos em formato de cápsula conectados a ela [9].

Por apresentarem baixo custo, esses elementos são largamente utilizados em redes de distribuição em áreas rurais e urbanas [8]. Eles possuem uma parte sensível à passagem de corrente elétrica, chamada elo fusível.

Portanto, quando são submetidos a uma corrente acima do seu valor nominal, têm sua parte sensível fundida. Dentro dessa cápsula, aplicam-se, conjuntamente, elementos que impedem a formação de arco-elétrico. Contudo, vale ressaltar que a capacidade de extinção do arco é menor que a do disjuntor e que a do religador (este será apresentado posteriormente).

Durante o rompimento do elo, ocorre a expansão das demais partes dessa cápsula, devido à liberação de calor, forçando, assim, a abertura da chave que os comporta [9]. Depois do rompimento do fusível, a chave só pode ser religada novamente com a troca da cápsula.

O tempo necessário de passagem da corrente elétrica para queimar o fusível terá um comportamento em curva, como ilustra a Figura 3. Esse comportamento vai depender da especificação do fusível (corrente nominal que este suporta) e da intensidade da corrente elétrica anterior a queima do mesmo. Quanto maior a corrente, menor o tempo necessário para fundir o fusível.

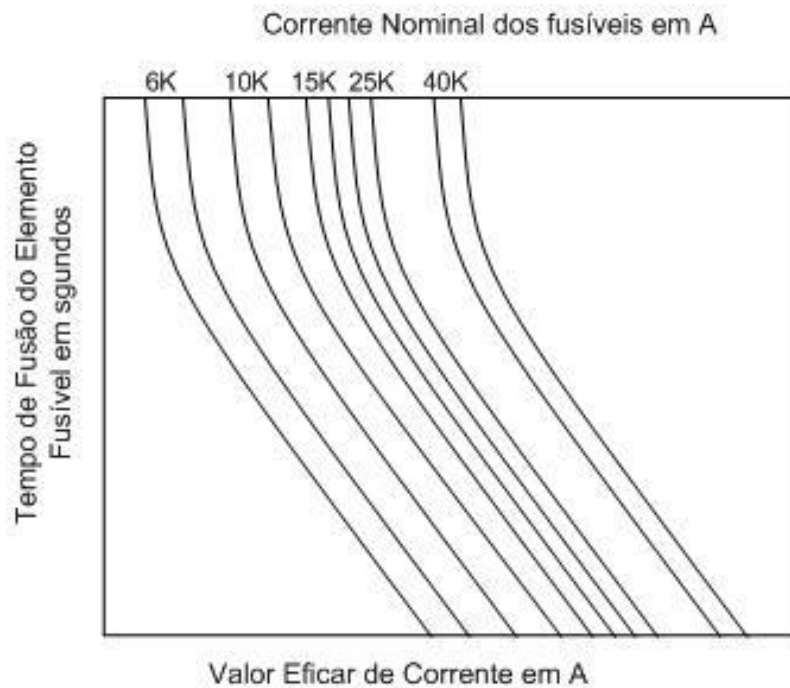


Figura 3 – Ilustração de Curvas tempo X correntes do elo fusível tipo K baseada em [9]

Os fusíveis são especificados de acordo com a sua curva de tempo X corrente. Existem diferentes modelos, tais como:

- Tipo H: são fusíveis de alto surto, ou seja, apresentam o tempo de atuação lento para altas correntes, evitando sua queima em períodos de surto de manobra. Normalmente, é utilizado para proteção de transformadores, pois, devido a sua característica, não queima facilmente durante surtos como os que ocorrem durante a energização dos transformadores, sendo fabricado em valores de até 5A [9];
- Tipo K: fusível de rápida atuação (não apresentam a característica de alto surto), tendo como principal utilização a proteção aos cabos alimentadores, é fabricado para correntes nominais de até 200A [9];
- Tipo T: são também considerados como de atuação lenta, com valores de correntes nominais iguais às do tipo K;

Conforme observado na figura 10, as curvas de atuação desses fusíveis são apresentadas como curvas de tempo X corrente, com valores máximo e mínimo. Os valores mínimos indicam o tempo de passagem da corrente para que seja fundido o elo fusível, considerando que, anteriormente, não tenha ocorrido a passagem de corrente à temperatura ambiente de 25°C. Já o tempo máximo representa um acréscimo do fabricante em relação à curva mínima como margem de tolerância para o tempo de fusão.

2.3.5 Religadores

Apesar da eficiência dos fusíveis, eles causam um problema para garantir a qualidade de energia, visto que, ao fundirem necessitam de troca para que seja restabelecido o fornecimento de energia.

Para reduzir o tempo de restabelecimento de energia, é utilizado um equipamento eletromecânico chamado religador na proteção do sistema de distribuição. Segundo as referências [7, 8, 12], a maior parte das falhas que envolvem curtos-circuitos nas redes apresentam um tempo de curta duração (menor que 3 minutos). Logo, a atuação do fusível, que apresenta necessidade de troca, torna-se desnecessária para esses tipos de problemas [8].

Portanto, ao ser sensibilizado por uma corrente elétrica de nível acima do especificado, o religador interrompe a corrente elétrica da rede através da abertura de seus contatos, evitando a queima desnecessária dos fusíveis, já que seu tempo de abertura é menor na primeira atuação.

Depois de uma contagem de tempo programada, ele efetua o fechamento de seus contatos. E, caso a corrente persista no sistema, repete o procedimento, com um intervalo de tempo para abertura maior, permitindo a atuação do fusível.

O religador realiza esse procedimento por um número determinado de vezes, dependendo da filosofia de proteção adotada pela distribuidora. Após este número, ele abre definitivamente seus contatos, sendo necessário procedimento religamento, seja no local ou remotamente. Seu tempo de atuação responde a curvas de tempo X corrente, sendo algumas rápidas, para evitar a atuação do fusível, e outras lentas, permitindo que o fusível opere antes de um novo desligamento.

Os religadores têm seus contatos imersos em óleo, podendo ser de Grande Volume de Óleo (GVO) ou Pequeno Volume de Óleo (PVO), ou, ainda, a vácuo para garantir a extinção do arco-elétrico depois de interromper a corrente de curto-circuito [9]. A escolha do modelo depende de vários requisitos, como o nível de tensão, a corrente de ruptura e os procedimentos de manutenção. Há modelos distintos para áreas externas ou internas e também para alocação nas subestações ou ao longo das redes aéreas [9].

Diferente dos disjuntores, alguns modelos de religadores apresentam equipamentos de medição e identificação de falhas acoplados, não havendo, a princípio, a necessidade de conexão com outros equipamentos que exerçam estas funções.

O religador permite o seu ajuste de corrente temporizado, conforme o ajuste do fusível. Contudo, é aferido para trabalhar em coordenação com os fusíveis que estão a jusante.

2.3.6 Seccionadores Automáticos

São equipamentos utilizados em redes aéreas de distribuição. Sua função é permitir o desligamento de um ramal da rede quando ocorre uma falha à jusante de sua instalação, atuando em coordenação com os equipamentos de retaguarda.

O seccionador automático não possui câmara de extinção de corrente de falha, pois abre seus contatos após o equipamento de retaguarda interromper a corrente de curto-circuito.

O equipamento trabalha em conjunto com um religador, possui uma bobina que identifica a passagem de corrente e, quando esta supera seu valor nominal em 160%, dá condição de abertura. Porém, antes que ocorra a abertura definitiva, o seccionador precisa identificar a interrupção dessa corrente um número programado de vezes (2 ou 3 normalmente), sendo programado para abrir definitivamente após o penúltimo procedimento de abertura do religador. Caso esses religamentos ocorram, o seccionador mantém seus contatos definitivamente abertos, até receber comando externo para fechamento [9].

Na Figura 14, é possível observar que, para um curto-circuito no ponto A, o religador efetua os desligamentos. E, caso o defeito seja permanente, desliga definitivamente. Contudo, o seccionador não foi sensibilizado pela corrente de curto-circuito, portanto não abrirá seus contatos. Para um curto-circuito no ponto B, aplicam-se o seccionador sensibilizado, com isso, caso a falha seja permanente, o seccionador abre seus contatos na penúltima abertura do religador. Quando o religador realizar o último fechamento, não é mais sensibilizado pela corrente de defeito, pois o seccionador mantém o trecho em falha desligado [9].

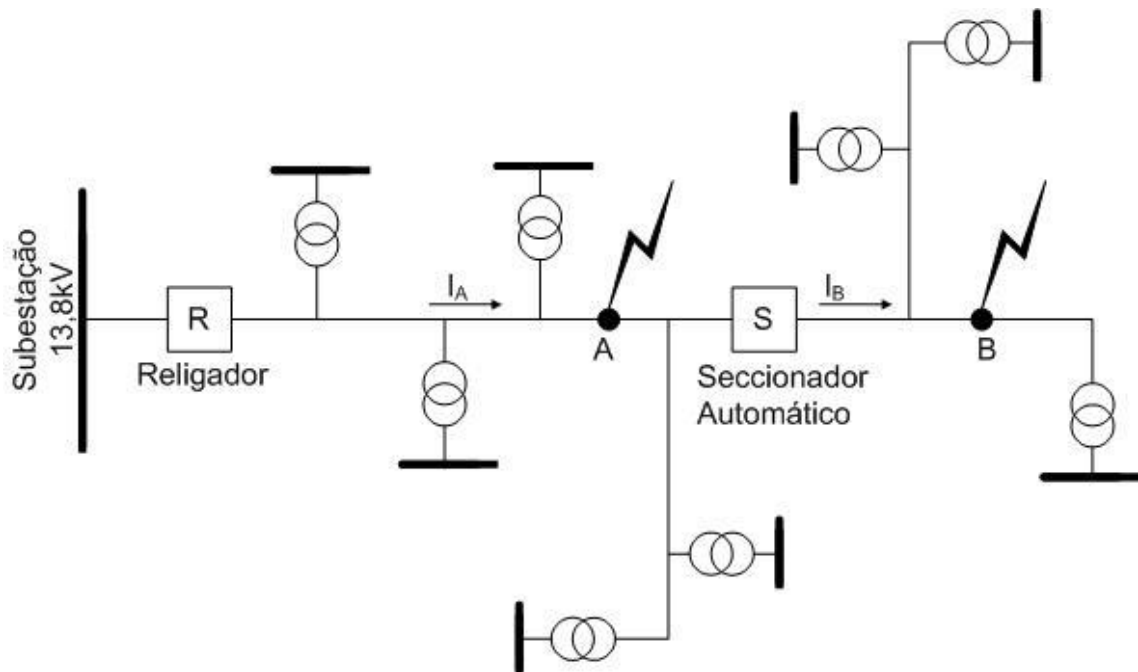


Figura 4 – Esquema simplificado de uma rede de distribuição com seccionador automático

2.3.7 Coordenação entre equipamentos de proteção

Apresentados os equipamentos de proteção normalmente utilizados em uma Rede de Distribuição, é necessário, agora, descrever as necessidades de coordenação entre eles. Um estudo das correntes de carga, como também das correntes de curto-circuito deve ser feito para proporcionar a devida seletividade de acionamento dos equipamentos de proteção.

Deve ser observado que os equipamentos são dispostos dependendo das configurações e particularidades de cada trecho da rede, como, por exemplo, proteção para transformadores de potência, linhas longas ou curtas, ramais de ligação, entre outras. Todas as proteções destinadas para esses elementos devem apresentar coordenação entre si, ou então a proteção da rede não apresentará seletividade.

2.3.7.1 Coordenação entre fusíveis

Mamede Filho e Mamede D. [8] recomendam a utilização de coordenação entre no máximo duas chaves fusíveis em série, caso contrário, a seletividade entre elas se torna

impraticável. Logo, a coordenação entre os fusíveis contém a ideia de fusível protegido e fusível protetor.

Na Figura 5, observa-se que o fusível protegido deve apresentar coordenação para que uma falha a jusante do fusível protetor faça com que o mesmo tenha seu elo rompido antes do protegido:

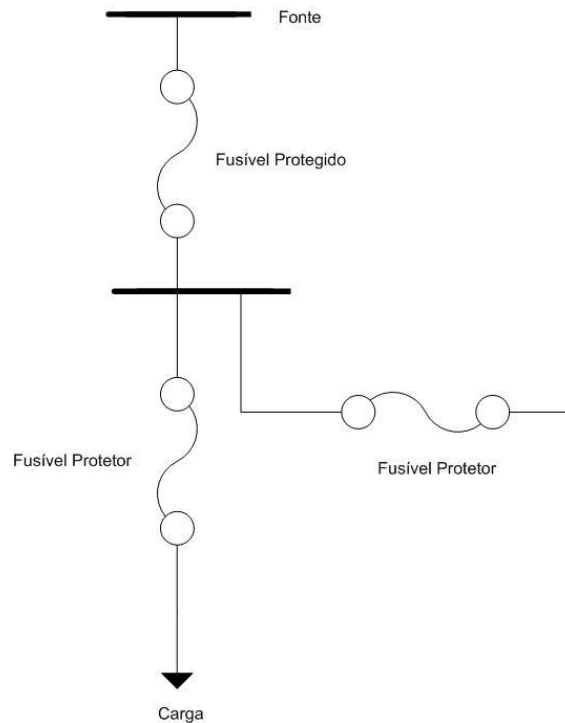


Figura 5 – Posição dos fusíveis protegido e protetor baseado em [8]

Para tal, o tempo de atuação máximo do fusível protetor deve corresponder a 75% do tempo mínimo de atuação do fusível protegido. Esse critério deve ser adotado, sempre que possível, para a coordenação entre fusíveis, pois evita a abertura total de um ramal da rede de distribuição [8].

2.3.7.2 Coordenação entre relés/disjuntores

Outro fato importante a considerar é a coordenação entre os relés ao longo da rede de distribuição. Para a proteção de relé instantâneo e de relé temporizado de sobrecorrente, é importante definir os ajustes em relação aos disjuntores a montante e a jusante da fonte. Assim, os relés a montante poderão funcionar corretamente como proteção de retaguarda [8].

É possível observar na Figura 6, para cada disjuntor, aplicam-se, combinadas, a curva instantânea (CI) e a curva temporizada (CT), ambas correspondentes,

respectivamente, aos relés de sobrecorrente instantâneo (Função 51) e temporizado (Função 50), conforme descrito no item 2.3.2.

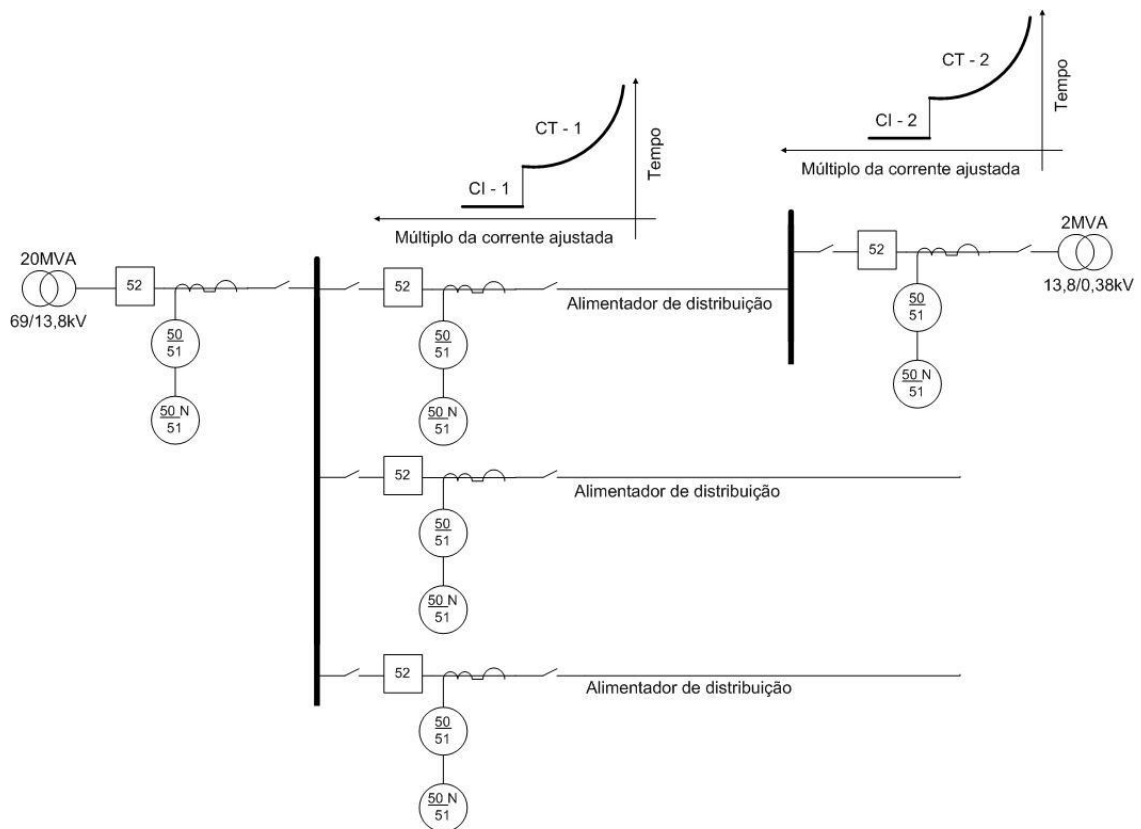


Figura 6 – Ilustração de coordenação entre disjuntores baseado em [8]

Essas curvas devem ser ajustadas de forma a garantir que a proteção de retaguarda realizada pela curva CT-1 não interfira na curva CI-2 [8]. Essa coordenação é feita com o nível máximo de corrente de curto-circuito da barra a jusante, para que a proteção de retaguarda atue para esse nível, porém, só no caso de a proteção instantânea desse trecho não atuar. Logo, o tempo da proteção temporizada à montante (CT-1) deve ser maior que o instantâneo da curva à jusante (CI-2) [10].

2.3.7.3 Coordenação entre relés/disjuntores e fusíveis

A Figura 17 apresenta a conexão em sistema de relés/disjuntores e fusível. Para o caso de disjuntores atuando à montante de fusíveis, é necessário que a curva de atuação, tanto do relé de sobrecorrente instantâneo como do temporizado, não cruzem com as curvas do fusível.

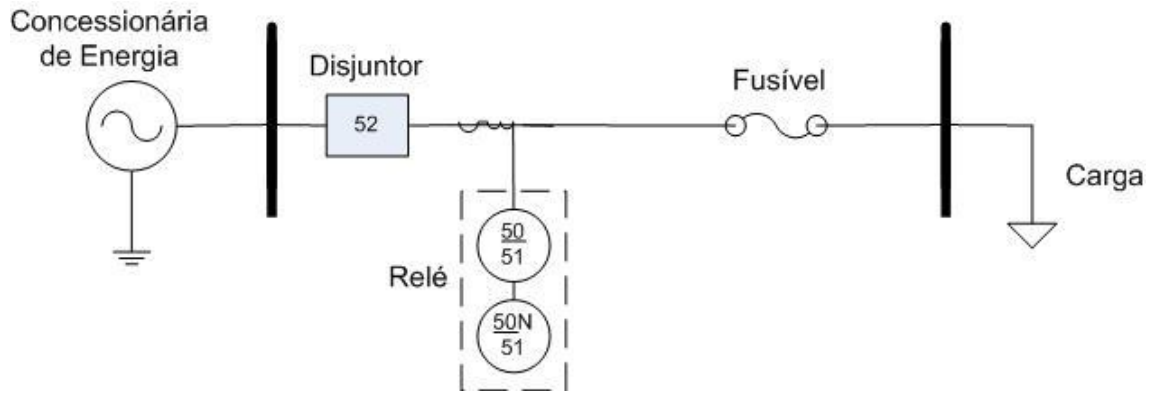


Figura 7 – Rede com coordenação disjuntor e fusível baseado em [9]

Na Figura 8, as curvas A e B (Mínimo e Máximo) representam o fusível de 50K; as curvas C e D representam o fusível de 140K; e a curva E representa o relé. A curva do relé com identificação E não cruza com os dois tipos de curvas dos fusíveis de modelo 50K e 140K.

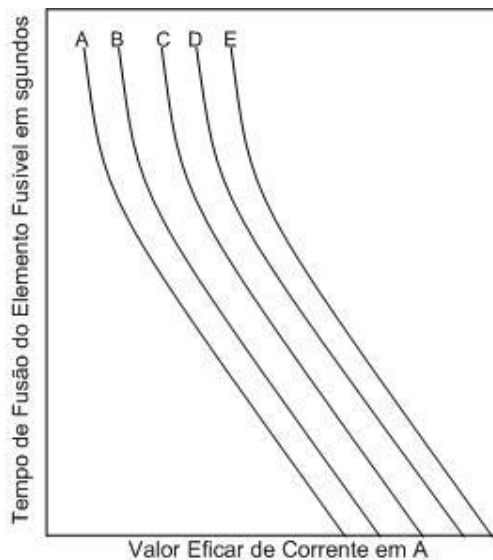


Figura 8 – Ilustração de coordenação entre disjuntor e elo fusível [8]

2.3.7.4 Coordenação entre fusíveis e religadores

Conforme mencionado no item 2.3.5, fusíveis e religadores são dispostos de forma a proporcionar proteção e menor tempo possível de restabelecimento da rede de distribuição.

Na Figura 19 demonstra-se a coordenação entre religador e fusível para os níveis de corrente apresentados nas curvas.

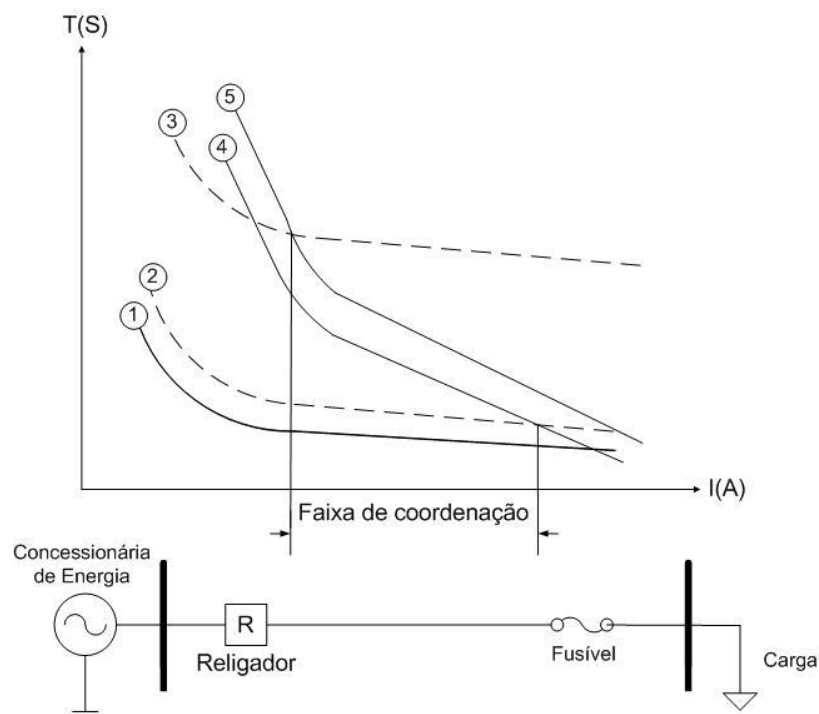


Figura 9 – Coordenação entre religador e elo fusível com fator K baseado em [8]

Na Figura 9, apresenta-se as seguintes curvas:

1. Curva de operação rápida do religador;
2. Curva de operação rápida do religador, corrigida pelo fator K;
3. Curva de operação retardada do religador;
4. Curva do tempo mínimo de fusão do elo fusível;
5. Curva de interrupção máxima do elo fusível.

O fator K é estipulado para garantir que o religador vai operar antes do elo fusível durante os primeiros religamentos (religamentos rápidos). Isso porque, após a passagem da corrente de curto-circuito, o fusível não se encontra na temperatura ambiente e pode queimar antes do tempo obtido em sua curva de fábrica (visto que essa curva é elaborada para uma temperatura ambiente de 25°C, conforme mencionado no item 2.3.4).

É possível observar, na Figura 19, que as curvas do religador têm uma inclinação menor em relação às curvas do fusível, o que proporciona que aquele seja acionado, evitando o rompimento deste, ou, em caso de curto-circuito permanente, permite que o fusível opere sem o desligamento do religador.

2.3.7.5 Coordenação entre seccionador automático e religador

Conforme mencionado no item 2.3.6, o seccionador automático trabalha sempre à jusante de um religador. Sua coordenação com esse religador é feita para que ele, na continuidade do curto-circuito, opere abrindo seus contatos sempre com uma configuração de contagem inferior a 1 em relação ao seu religador [8].

2.4 Geração Distribuída

Segundo Barker e Mello [2] denominam-se Geração Distribuída as fontes de energia elétrica com valores limitados, na ordem de grandeza de kilowatts até poucos megawatts, e são normalmente conectadas às redes de distribuição. Entre as fontes utilizadas como GD, aplicam-se: fotovoltaicas, turbinas eólicas, células a combustível, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), entre outras. Existe, ademais, a regulamentação brasileira quanto ao produtor de energia, sendo ela definida pelo decreto nº 2.003/1996 da seguinte forma:

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. [37]

Com isso, no Brasil, a regulamentação apresenta dois tipos de produtores distintos: Produtor Independente de Energia (PIE) e Autoprodutor de Energia Elétrica (APE), cada qual com suas responsabilidades e exigências. Porém, como definido no mesmo decreto [37], ambas as modalidades têm a possibilidade de despachar energia para o sistema.

O uso de GD's nos sistemas elétricos promove melhoras e desvantagens como as citadas por Barker e Mello [2]. Algumas delas são:

- Melhora nos níveis de tensão na rede;
- Redução das perdas ao longo da rede;
- Redução de sobrecarga na rede de transmissão e distribuição;
- Aumento nos níveis de curto-circuito;
- Mudança da característica radial das redes de distribuição.

Com o avanço das tecnologias desses sistemas de geração e com o crescente aumento no custo da energia pelos sistemas tradicionais, o uso de GD tem se tornado maior a cada dia. Contudo, essa geração descaracteriza a tradicional rede de distribuição radial [1], conforme observado na Figura 20.

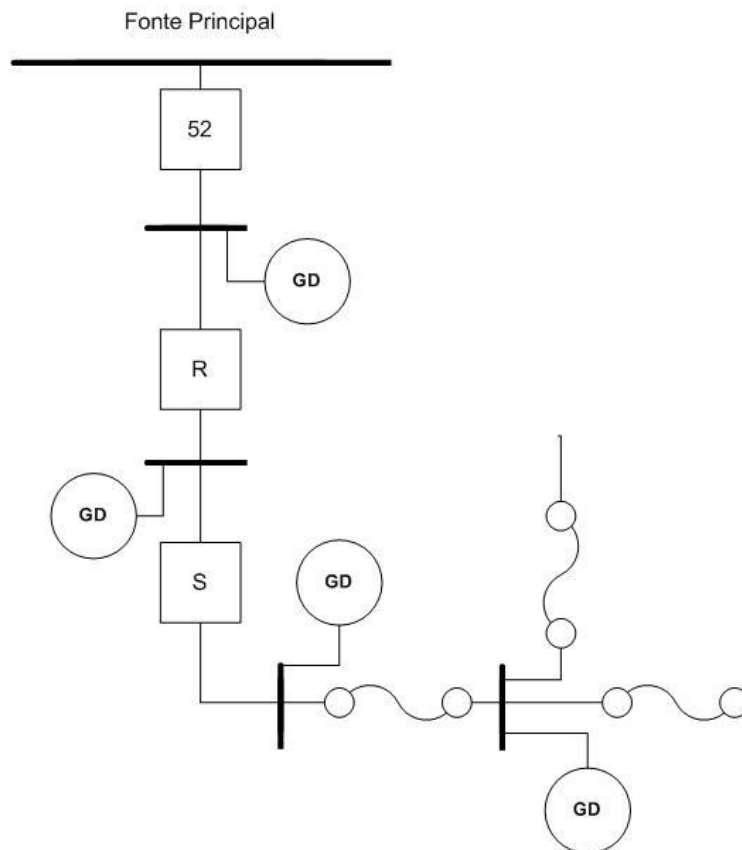


Figura 10 – Rede com inserção de GD

2.5 Impacto na proteção tradicional com a inserção de Geração Distribuída

Com o aumento de GD na Rede de Distribuição, surge o problema da coordenação entre fusíveis, religadores, seccionadores e disjuntores, devido ao aumento dos níveis de curto-circuito [1] e da variação no sentido das correntes de falha.

Vale ressaltar que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela regulação e pela fiscalização da produção, da transmissão e da comercialização de Energia Elétrica no Brasil, define em [38], que é parte integrante do Manual PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), as recomendações referentes aos sistemas de proteção para PIE e APE que venham a se conectar ao sistema de distribuição, tais como:

5.2.2 O acessante que conecta suas instalações ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função de limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição.

5.2.3 O paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção.[38]

A seguir, disserta-se sobre alguns dos problemas observados quanto à perda de seletividade em relação à inserção de GD no sistema.

2.5.1 Problemas de seletividade entre fusíveis

Conforme mencionado no item 2.3.7.1, os fusíveis trabalham com o esquema protetor e protegido, em que o fusível protegido apresenta nível de rompimento maior que o do protetor. Contudo, ao inserir GD no sistema, criamos o problema da perda de coordenação descrita em [1, 2].

A Figura 11 apresenta a inserção de geração distribuída através de 4 GD's. Perceber-se que, para os defeitos nos pontos C e E, não surgem problemas na coordenação, pois os fusíveis protetores 4 e 9 são sensibilizados por correntes maiores que seus protegidos 2 e 6, agindo corretamente – isolando o ponto de falha. Contudo, observar-se que, para uma falha no ponto D, poderá haver uma atuação do fusível 6, perdendo a seletividade da proteção, pois, para essa localização de falha, o fusível 3 deveria atuar isolando a falha. Isso ocorre porque o fusível 6 é sensibilizado por uma corrente do GD 4.

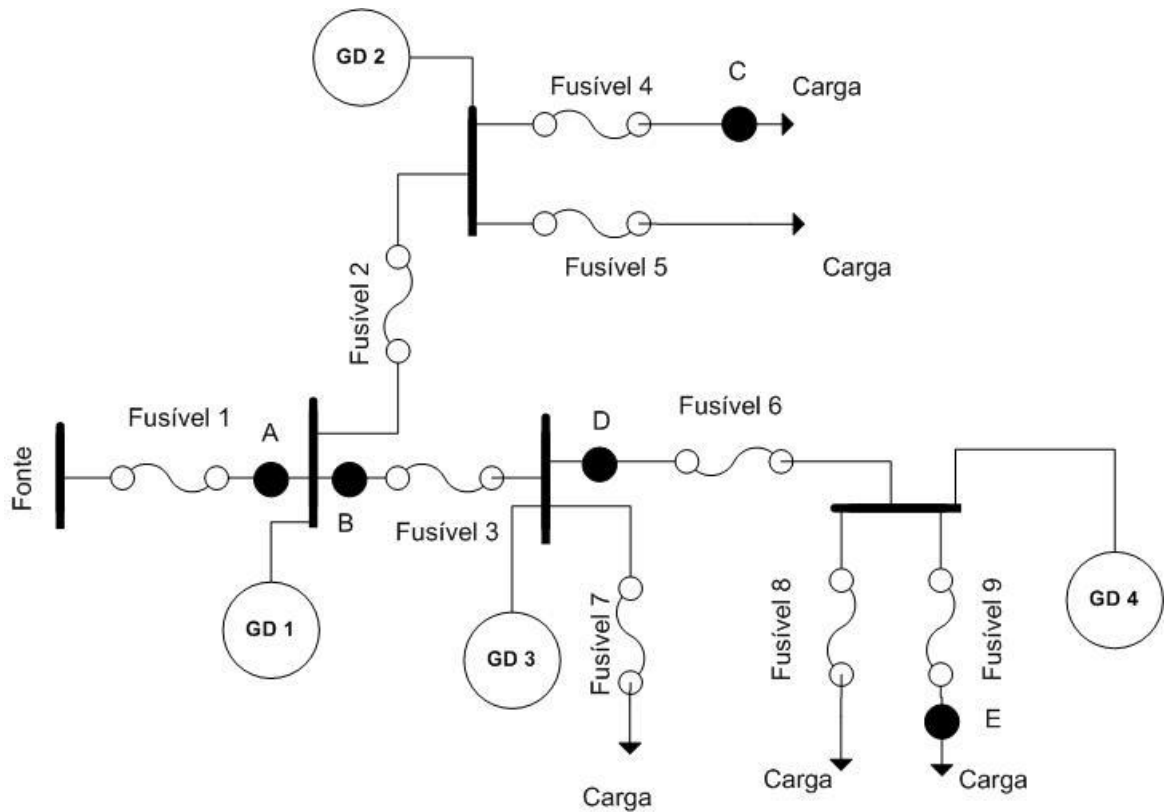


Figura 11 – Perda de coordenação entre fusíveis em rede com GD

Analisando o gráfico da Figura 12, é possível perceber a diferença no tempo de atuação. Primeiramente, o fusível 6 vai romper seu elo e, como a falha permanece, posteriormente, o fusível 3 vai romper o seu. Perdendo, assim, a seletividade de proteção.

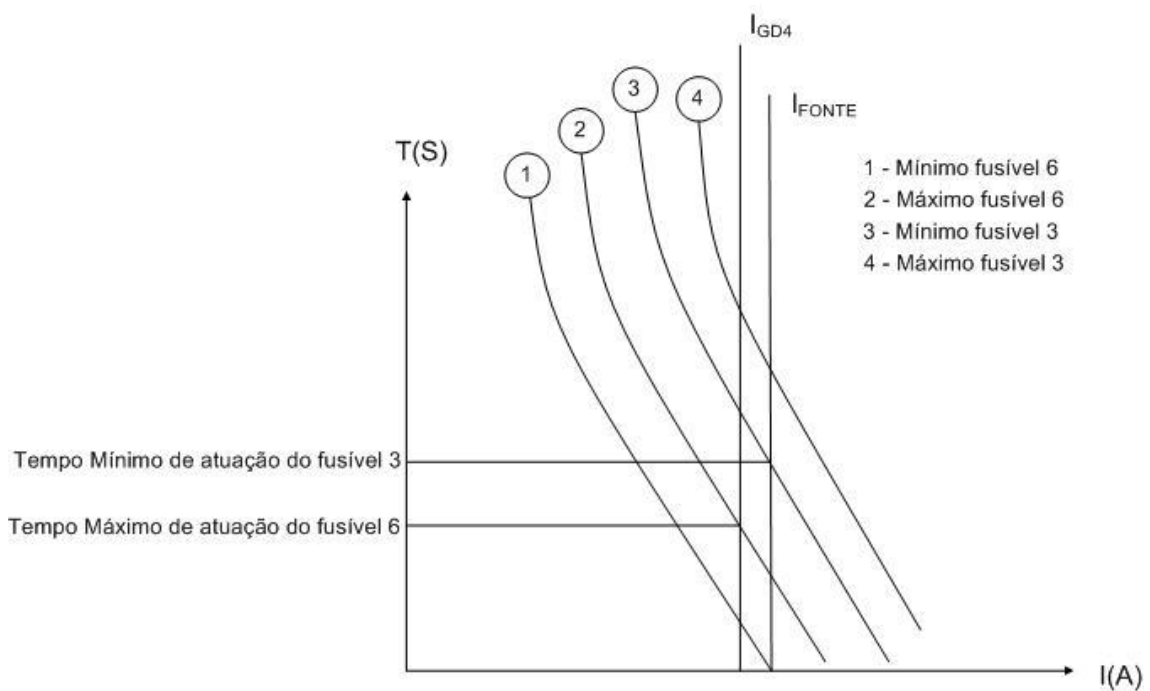


Figura 12 – Gráfico da perda de coordenação entre fusíveis

É possível observar que o problema na falha do ponto D se repete nos pontos A e B, sensibilizando os fusíveis 2 e 6, o que, dependendo do nível de contribuição dos GD's 2 e 4 para a falha no ponto A ou B, pode levar ao rompimento desses fusíveis antes da atuação dos que estão próximos do ponto de falha.

2.5.2 Problemas de seletividade entre relés

Foram mencionados, no item 2.3.2, os tipos de relés utilizados em redes de distribuição, assim como foi descrita a coordenação entre esses relés no item 2.3.7.2. Contudo, com o aumento de GD na rede de distribuição, essa ligação apresenta problemas de coordenação, devido ao aumento dos níveis de curto-circuito de uma forma não radial.

Na Figura 13 é possível observar 3 GD's instaladas. Constata-se que, caso apenas GD 1 e 2 estejam ligadas, teremos os relés 2 e 3 com níveis de curto-circuito diferentes para a linha 3. Havendo, assim, necessidade de ajuste dos tempos de atuação para correntes do relé 2.

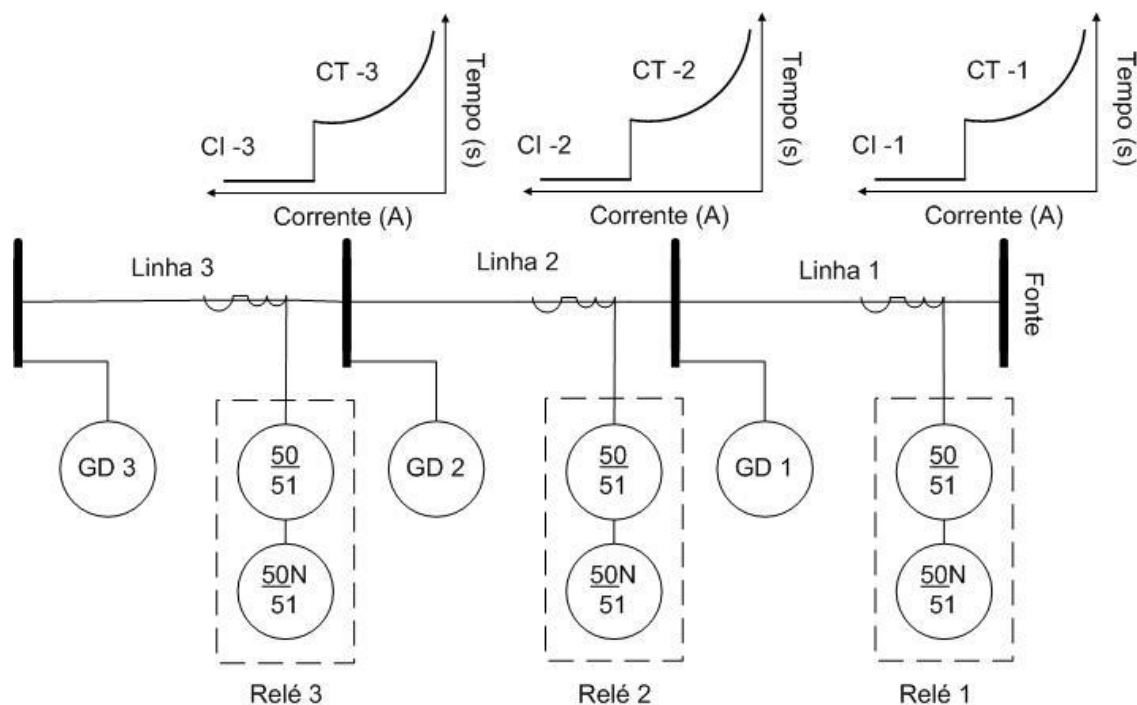


Figura 13 - Perda de coordenação entre relés em rede com GD baseado em [2]

Outra situação observada é que, caso apenas o GD 3 seja ligado, os relés 2 e 3 vão observar correntes de falha na linha 1 e 3, porém, o relé 3 irá atuar em um tempo menor para esses níveis de corrente. O que seria uma operação incorreta para uma falha na linha 1.

Contudo, se o ajuste for feito para o relé 2, este irá atuar em um tempo menor para um curto-circuito na linha 3. Nesse caso, a coordenação para esses relés se torna impraticável [2]. Para a situação dos 3 geradores ligados, aplicam-se níveis distintos para cada relé, dependendo do ponto de defeito:

1. Linha 1: $I_{R1} > I_{R2} > I_{R3}$;
2. Linha 2: $I_{R2} > I_{R1} > I_{R3}$;
3. Linha 3: $I_{R3} > I_{R2} > I_{R1}$.

De acordo com o apresentado anteriormente, os ajustes dos relés são feitos da forma tradicional (caso radial), porém, tomando cuidado para que os ajustes de tempo entre os relés garantam a devida coordenação.

2.5.3 Problemas de seletividade entre fusíveis e relés

O problema apontado no item 2.5.1 é também percebido para a seletividade entre relés e fusíveis. Ocorrem queimas de fusíveis que se encontram a jusante do ponto de falha, justamente pelos níveis de corrente de curto-circuito das GD's localizadas a jusante desses fusíveis.

2.5.4 Problemas de seletividade entre fusíveis e religadores

O item 2.3.7.4 descreveu a função do religador: evitar o rompimento do fusível para falhas de curta duração. Porém, com o aumento de GD's na rede, esse religamento coordenado torna-se deficiente. O sistema da Figura 14 apresenta inserção de GD's distribuídas em diferentes pontos, mas a configuração da proteção é radial. E, para curtos-circuitos nos pontos A e B, por exemplo, não se aplica a garantia de um religamento correto.

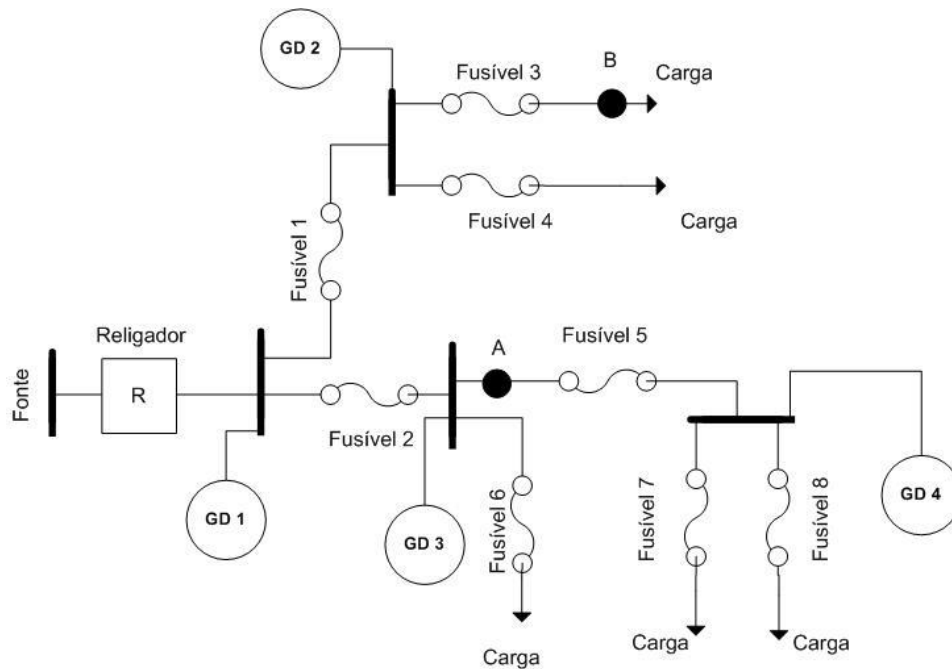


Figura 14 – Perda de coordenação entre religador e fusível em rede com GD

As correntes que passam nos fusíveis 2 e 3 são a soma da corrente da fonte e da corrente dos GD's a montante desses fusíveis, enquanto o religador é sensibilizado apenas pela corrente oriunda da fonte. Isso faz com que o ajuste desenvolvido no gráfico da Figura 15 permita o rompimento do fusível antes do religamento rápido:

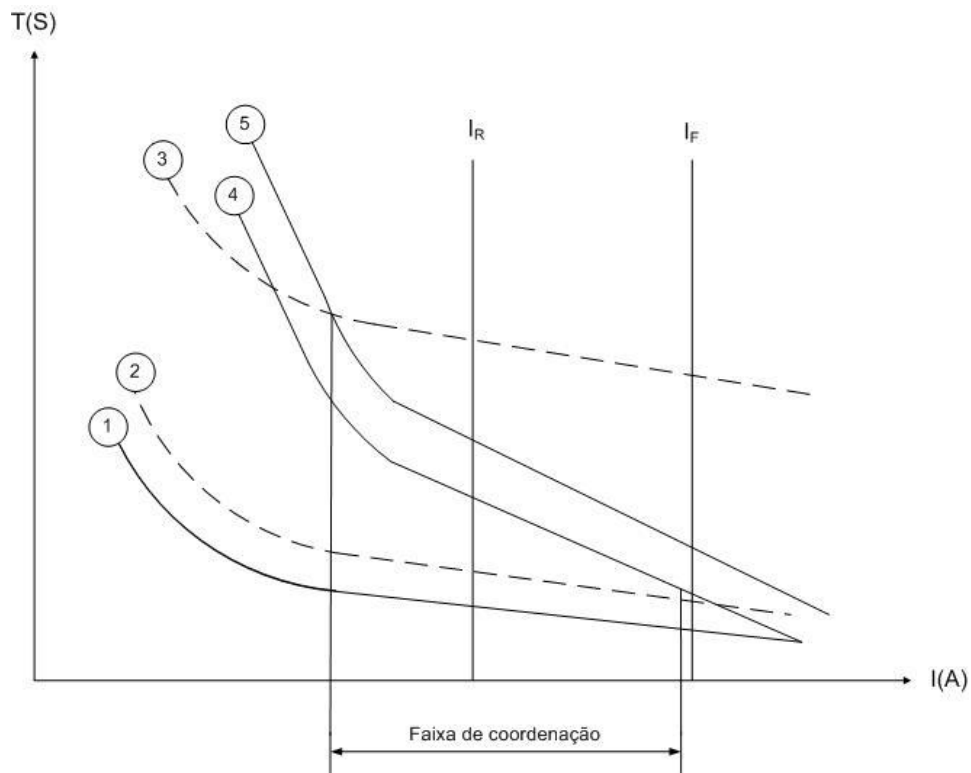


Figura 15 – Gráfico da perda de coordenação entre religador e fusível

A Figura 15 apresenta:

1. Curva de operação rápida do religador;
2. Curva de operação rápida do religador corrigida pelo fator K ;
3. Curva de operação retardada do religador;
4. Curva do tempo mínimo de fusão do elo fusível;
5. Curva de interrupção máxima do elo fusível;

I_R – Corrente de curto-circuito que sensibiliza o religador;

I_F – Corrente de curto-circuito que sensibiliza o fusível.

O gráfico da Figura 15 deixou claro que, para situações nas quais as diferenças entre a corrente do religador e as correntes do fusível estejam dentro da faixa de coordenação, mesmo com GD, ocorrerá eficácia no sistema de religamento. Porém, vale lembrar que o religador é ajustado para coordenação com diferentes fusíveis (protegido e protetor) a jusante dele, logo, a faixa de coordenação para um fusível próximo é diferente para um fusível mais a jusante [1].

Capítulo 3 - Algoritmo de Proteção com uso de Sincrofasores

A solução atual para o problema apresentado no item 2.5 é desligar todas as GD's conectadas à rede de distribuição e proporcionar configuração radial, fazendo com que a proteção tradicional atue de forma correta [2]. Porém, esse desligamento repentino, dependendo do sistema de geração, pode acarretar, além das questões de custo relacionadas ao comércio de energia, problemas técnicos nos geradores e seus equipamentos, devido às paradas[1,2].

Outro grande problema é a recomposição desses geradores, ou seja, o de realizar todo o procedimento de religamento à rede, levando em consideração o tempo de duração da falha e o tempo desse restabelecimento.

Na tentativa de solucionar o problema na seletividade da proteção tradicional no sistema de distribuição, é possível a utilização do algoritmo apresentado por Brahma e Girgis [4]. O intuito desse algoritmo é identificar a área de falha e desativá-la, porém, diferente da proteção tradicional, esta se adapta a diferentes tipos de configurações da rede, tendo, para isso, apenas que atualizar a informação do fluxo de potência e a quantidade das GD's inseridas no sistema.

A vantagem apresentada nesse sistema de proteção é a de que ele desliga uma determinada zona, fazendo com que o restante de carga a jusante tenha a possibilidade de ser atendida por sua GD através de ilhamento, impedindo o desligamento de todas as fontes inseridas no sistema (solução tradicional). Contrariamente, numa situação de proteção tradicional, em um determinado ponto de falha, toda a carga que se encontra a jusante é desligada.

3.1 Tipos de geradores utilizados no método apresentado

O algoritmo de proteção adaptativa apresentado por Brahma e Girgis [4], para correta localização do ponto de falha, utiliza os valores de medição fasorial de corrente elétrica fornecida por cada fonte conectada ao sistema. Portanto para que a identificação

de falha e sua localização ocorram é necessário que o gerador apresente variação da corrente elétrica no instante do curto-circuito. Os geradores solares e eólicos com inversores apresentam controle de injeção de corrente, impedindo que ocorra a variação desta no instante do curto-circuito, com isso, impossibilitando a identificação de contribuição de corrente elétrica para diferentes pontos.

O algoritmo de proteção estudado nesta dissertação apresenta eficácia para geradores síncronos que apresentam variação da injeção de corrente elétrica no instante do curto-circuito.

3.2 Estrutura necessária para utilização do algoritmo de proteção

Para realizar a configuração da proteção adaptativa, são necessários alguns equipamentos que diferem um pouco dos normalmente utilizados em redes de distribuição. Outros, atualmente, já são utilizados, como é o caso do relé digital. Contudo, vale ressaltar que esses equipamentos devem ser inseridos com as GD's, como no caso da medição com sincrofasores.

O relé digital multiprocessado é a ferramenta principal para do algoritmo de proteção adaptativa, trabalhando não só com a entrada de dados da rede, como também com os valores de corrente medidos em todas as fontes ligadas ao sistema. Em posse dessas informações, ele é programado para executar os comandos de abertura conforme o algoritmo de proteção.

Para o recebimento no relé das medições e para os devidos comandos da proteção, é necessário que todas as fontes tenham um canal de comunicação. Já existe recomendação quanto a disponibilidade de um canal de comunicação em alguns casos de interligação da GD ao sistema: “para o bom desempenho da operação em paralelo, deve existir um sistema de comunicação entre a acessada e o acessante[...]”[38].

3.2.1 Medição com sincrofasores

Os sincrofasores representam um conjunto de amostras de uma determinada medição (tensão ou corrente), que utiliza um tempo padrão como referência para as

medições [42]. Logo, o sincrofasor é construído através das medições obtidas de transformadores de instrumentos e equipamentos para conversão analógico/digital, anexando a elas o selo de tempo fornecido pelo sistema GPS (*Global Positioning System*).

A tecnologia GPS utiliza uma rede de satélites para criar a mesma referência de tempo para diferentes localizações do globo. Com esse selo de tempo, medidas realizadas em diferentes locais podem ser comparadas com em relação ao momento em que foram adquiridas.

A Figura 16 descreve basicamente o procedimento seguido para aquisição dos sincrofasores. O sincrofasor é obtido através do PMU (*Phasor Measurement Unit*), equipamento que obtém um conjunto de medidas analógicas e, a partir delas, constrói um fasor com módulo, ângulo e selo de tempo obtidos do GPS. Esses fasores são transferidos para o equipamento chamado *Phasor Data Concentrator* (PDC), no qual são disponibilizados para diversas funções, como controle e proteção.

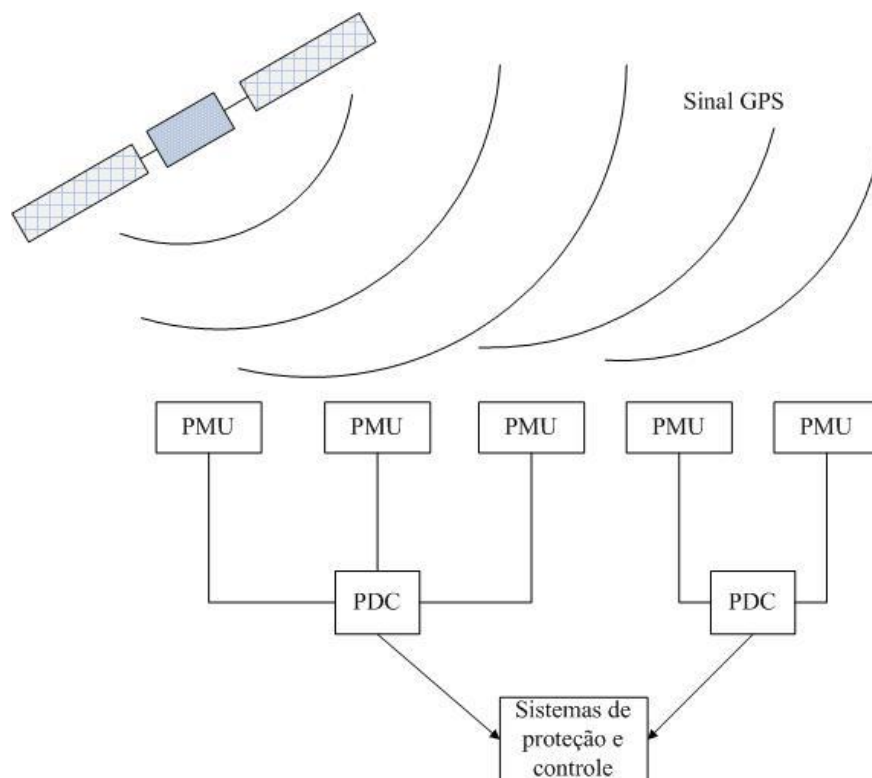


Figura 16 – Procedimento de tratamento de dados para sincrofasores

Através de redes de comunicações, esses dados podem ser transferidos e comparados a longa distância, graças à mesma referência de tempo que apresentam, possibilitando um grande avanço em tecnologia de proteção adaptativa.

3.3 Filosofia do algoritmo de proteção

3.3.1 Classificação das “Zonas”

A principal ideia descrita por Brahma e Girgis [4] é a de criar áreas no sistema com equilíbrio de carga e geração que possibilite, caso ocorra o desligamento de determinado trecho, que essas áreas (determinadas zonas) tenham a possibilidade de operação por ilhamento, caso tenham uma GD conectada. O equilíbrio entre carga e geração dever ser feito com valor de geração superior ao da carga delimitada pela zona. É recomendado que a zona seja criada com valor de carga em torno de 80% da capacidade nominal da GD, permitindo, assim, que toda a carga da zona seja atendida.

Dentro do critério de zonas, podem ser criadas duas situações:

- Zona tipo 1: em situação de região sem GD, sendo suprida pela concessionária;
- Zona tipo 2: criada em torno de uma GD tendo o equilíbrio entre carga e geração.

As zonas determinadas sem GD estão sujeitas a sua ligação entre zonas ou direta, com o fornecimento da concessionária. Não é garantido que as cargas das zonas tipo 1 sejam atendidas em caso de curto-circuito fora de sua delimitação, pois necessitam de conexão com a concessionária para continuidade de fornecimento da energia elétrica. Já as zonas criadas com GD têm a possibilidade de manter suas cargas através do ilhamento, caso o curto-circuito não aconteça dentro de sua delimitação.

Sobre o exposto acima, apresenta-se, na Figura 17, uma indicação da divisão a ser realizada para a Geração Distribuída. Observa-se que a definição das sequências entre zonas de tipo 1 e 2 é dada apenas pelo equilíbrio de geração e carga entre as GD distribuídas no sistema. Vale ressaltar que não aplicam-se zonas de tipo 1 sequenciais, pois não há necessidade de criação de zonas distintas sem gerador.

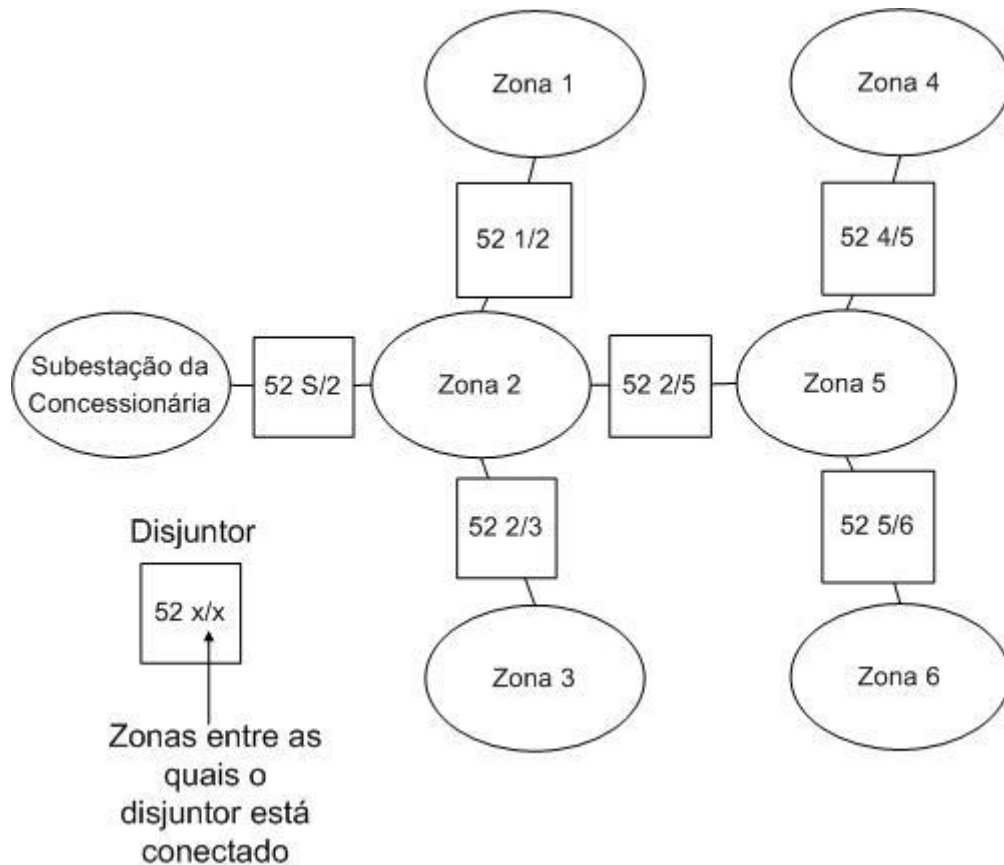


Figura 17 – Divisão em Zonas

3.3.2 Comando de abertura dos disjuntores e/ou religadores dentro das Zonas

O comando da abertura de disjuntores (acionados por relé) ou de religadores segue a distribuição das zonas, ou seja, dependendo da localização da falha, aplicam-se umilhamento total de todas as zonas tipo 2 e o desligamento de todas as zonas tipo 1, ou, ainda, o desligamento parcial das zonas tipo 1 e umilhamento parcial. Para melhor entendimento apresentam-se os itens abaixo:

- Ilhamento total: conforme a Figura 17, é possível observar que um curto-circuito na Zona 2 fará com que ela seja desligada. Esse desligamento acarretará a interrupção do fornecimento de energia pela concessionária, logo, as demais Zonas deverão ser isoladas e, as que não possuem GD, terão suas cargas desligadas. Já as zonas do tipo 2 entrarão em ilhamento.
- Ilhamento parcial: para um curto-circuito nas demais zonas da Figura 17, verifica-se que o desligamento delas afeta apenas as zonas à jusante da concessionária, permitindo assim o restante da rede se mantenha em

funcionamento. Para o caso de curtos nas zonas 1, 3, 4 e 6, aplicam-se o desligamento apenas dessas zonas.

Continuando a análise da Figura 17, é possível determinar o comando de abertura dos disjuntores como, por exemplo, uma falha na zona 1. Depois de detectada a falha, o algoritmo enviaria um comando de abertura para o disjuntor 52 1/2. Já para um curto-circuito na zona 5, geraria um comando de abertura para os disjuntores 52 2/5, 52 3/5, 52 4/5 e 52 5/6. O intuito desses comandos de desligamento é isolar a zona em falha.

3.3.3 Algoritmo de identificação de falha

Para a determinação do local da falha, foi implementado o método de identificação de falha apresentado por Brahma e Girgis [4]. Esse método contém duas etapas. Na primeira etapa, é realizado o cálculo do fluxo de potência e de níveis de curto-circuito (dados *off-line*) do sistema com as GD's. Esses dados são calculados não só para a configuração da rede completa, mas para situações de contingências de partes do sistema (ilhamento parcial mencionado no item 3.3.2), caso a alimentação pela concessionária ainda exista. Os cálculos são efetuados para diferentes configurações da rede, adotando o comportamento da carga do sistema protegido de acordo com sua variação, para tal, deve-se obter um estudo desta variação.

A segunda etapa consiste na monitoração das correntes das GD's e da concessionária (dados *on-line*). Essa corrente é somada e comparada à corrente de carga (calculada no fluxo de potência). Ocorrendo uma diferença entre a corrente de carga e o somatório das correntes das fontes, aplicam-se uma possível identificação de curto-circuito, que é determinado pelas Equações (1), (2) e (3):

$$[I_{fa}] = \sum_{i=1}^n [I_a]_{fontes} \quad (1)$$

$$[I_{fb}] = \sum_{i=1}^n [I_b]_{fontes} \quad (2)$$

$$[I_{fc}] = \sum_{i=1}^n [I_c]_{fontes} \quad (3)$$

Sendo $[I_f]$ o somatório das correntes das fontes para cada fase e $[I]_{fontes}$ a corrente de contribuição de cada fonte (GD e concessionária). A corrente de carga total para cada fase calculada no fluxo de potência é comparada a corrente $[I_f]$, caso o valor de $[I_f]$ seja maior que o valor da corrente de carga é identificado o curto-circuito na rede. Como a corrente é medida em cada fase, é possível determinar facilmente as envolvidas no curto-circuito, verificando as que superam o valor das correntes de carga.

Para que o algoritmo não identifique erroneamente um curto-circuito para situação de aumento de carga é estipulado um valor de tolerância para o aumento da corrente $[I_f]$, similar aos ajustes da proteção tradicional para evitar a atuação dos equipamentos para situação de carga máxima e curto-circuito de menor valor. Essa tolerância é dada de acordo com as possibilidades de variação da carga da rede a ser protegida por esta filosofia de proteção.

É possível perceber na Figura 18 que, para o caso de curto-circuito no ponto A, considerando um curto-circuito neste ponto como um curto-circuito interno no gerador, o somatório das correntes apresentado nas equações (1), (2) e (3) é zero. Isso ocorre, pois, o PMU3 vai medir uma corrente $[I]_{fontes}$ correspondente ao somatório da contribuição das demais fontes (excluindo GD3) e de orientação contrária ao sentido das demais correntes medidas, quando esse valor é inserido nas equações (1), (2) e (3) com as demais medições obtidas dos outros PMU's o valor $[I_f]$ resultante é zero [4].

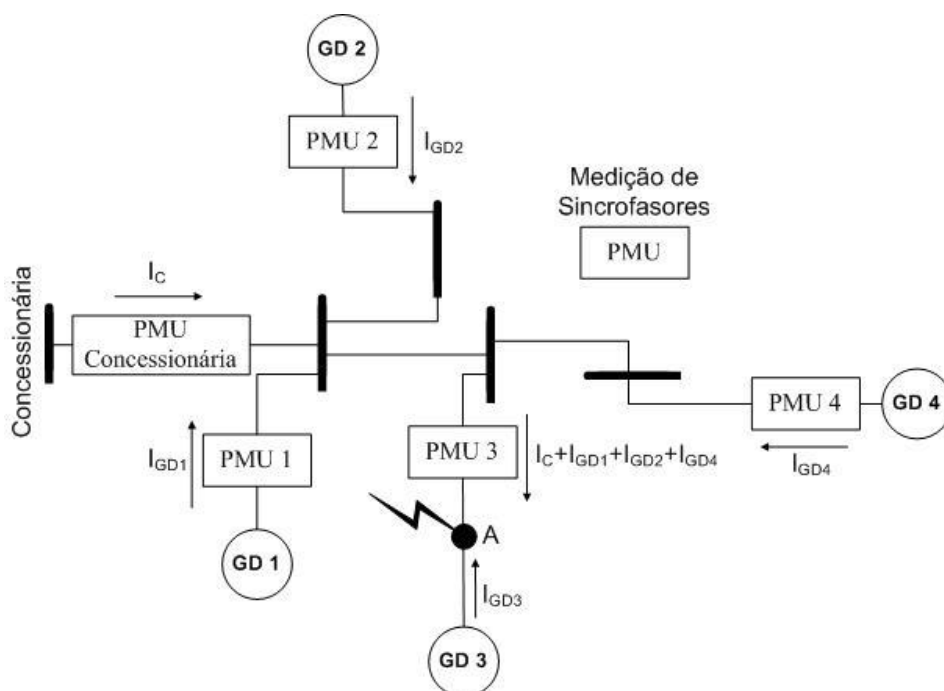


Figura 18 – Falha interna ao GD

Caso o valor da corrente $[I_f]$ esteja acima do valor da corrente de carga, conforme anteriormente descrito, é evidenciada a ocorrência de um curto-circuito, o passo seguinte é determinar o local de falha. Para tal, conforme apresentado na Figura 19, utiliza-se a tabela de contribuição dos curtos-circuitos de acordo com o tipo de falha, comparando os níveis de curto-circuito entre trechos do sistema (entre duas barras) com máximo e mínimo em relação à corrente medida na fonte. A primeira identificação é feita com a corrente da fonte da concessionária, e o procedimento é repetido para as demais GD's, chegando, assim, a um trecho em comum para todas as fontes [4].

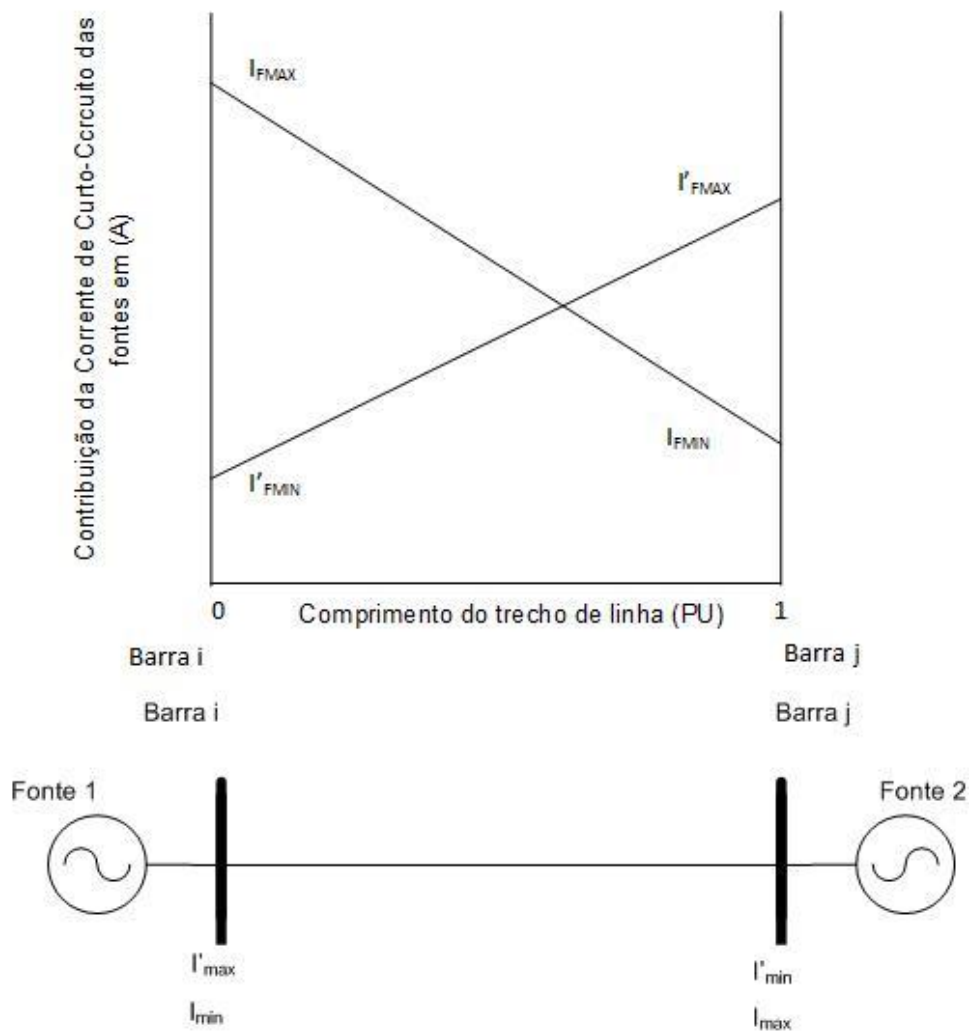


Figura 19 – Contribuição de uma fonte entre barras i e j [4]

Depois da identificação do trecho, é determinada a zona da qual esse trecho faz parte, e os disjuntores e/ou religadores recebem os comandos para efetuar a abertura e isolar a zona em falha. Após esse processo, os dados da nova configuração da rede são novamente recalculados, e o algoritmo retoma sua monitoração com a nova topologia do sistema.

3.3.4 Dados *off-line*

São denominados dados *off-line* todos os dados obtidos antes do procedimento de detecção da falha ser iniciado. São eles: configuração da rede, cargas, geradores, zonas, fluxo de potência, níveis de curto-circuito e equipamentos para abertura das zonas. O algoritmo da Figura 20 apresenta os procedimentos para obtenção dos dados *off-line* conforme Brahma e Girgis [4]:

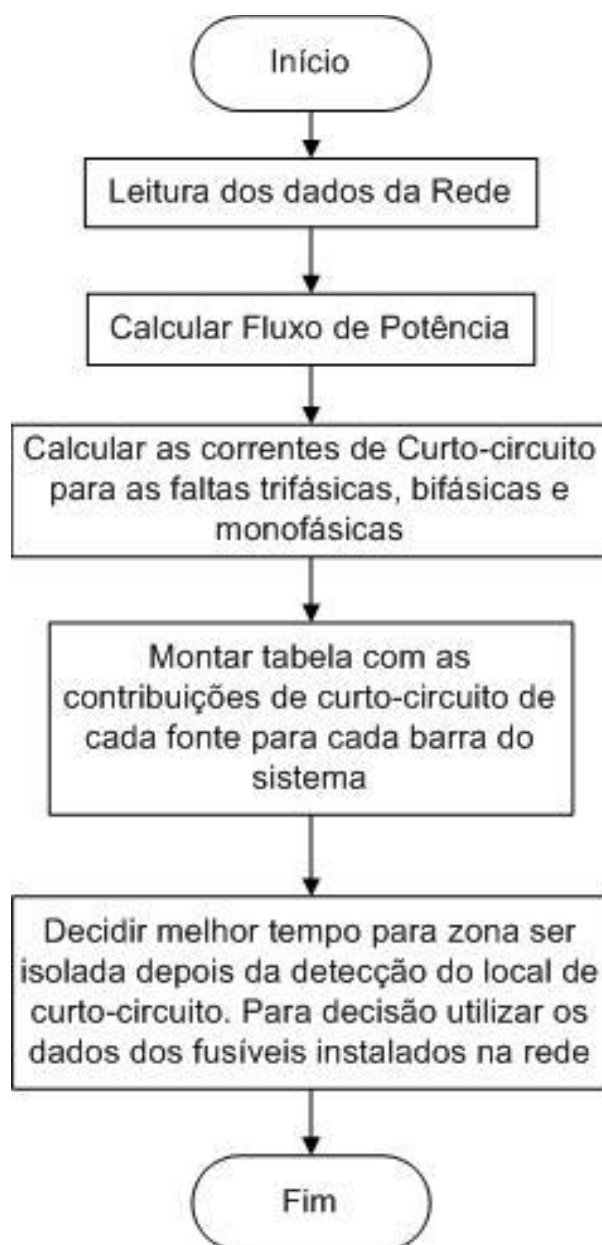


Figura 20 – Levantamento *off-line* para algoritmo de proteção [4]

De acordo com o algoritmo apresentado, aplicam-se as seguintes descrições:

1. Obter os dados da rede: nessa etapa, é dada a configuração da rede, através das cargas, dos barramentos e das linhas ligadas, a cada mudança da rede deve ser feita uma atualização destes dados no algoritmo;
2. Calcular o fluxo de potência: com os dados do item 1, é calculado o fluxo de potência;
3. Calcular as correntes de curto-circuito: com os dados do item 1, são determinados os níveis de curto-circuito para cada fonte ligada à rede nos diferentes tipos de falhas;
4. Montar a tabela com a contribuição de curto-circuito para cada fonte: nessa etapa é feita a tabela de curto-circuito correspondente a cada fonte, e a tabela é construída com os dados obtidos na etapa 3;
5. Dividir as zonas para identificação da falha: essa etapa é feita para determinar a divisão das zonas, seguindo critério apresentado no item 3.3.1.

Essas etapas devem ser realizadas a cada nova configuração da rede, portanto, a cada alteração, como, por exemplo, desligamento de trechos de linhas para manutenção, o algoritmo *off-line* deve ser novamente executado. A obtenção da informação destas alterações pode ser dada de forma automática, caso a rede tenha, por exemplo, sistemas de comunicação para status de chaves, ou com entradas de dados pelo operador. Caso o algoritmo *on-line* detecte uma zona em falha e a retire do sistema, essa informação deve também ser repassada para que o algoritmo *off-line* possa ser atualizado e calcule o novo fluxo de potência e as novas contribuições de curto-circuito.

3.3.5 Algoritmo *on-line*

O algoritmo *on-line*, apresentado na Figura 21, promove a análise das correntes das fontes em operação. Essa análise passa por procedimentos de verificação das correntes: detecção de falha e tipo de falha, localização da falha e procedimento de abertura e religamento[4].

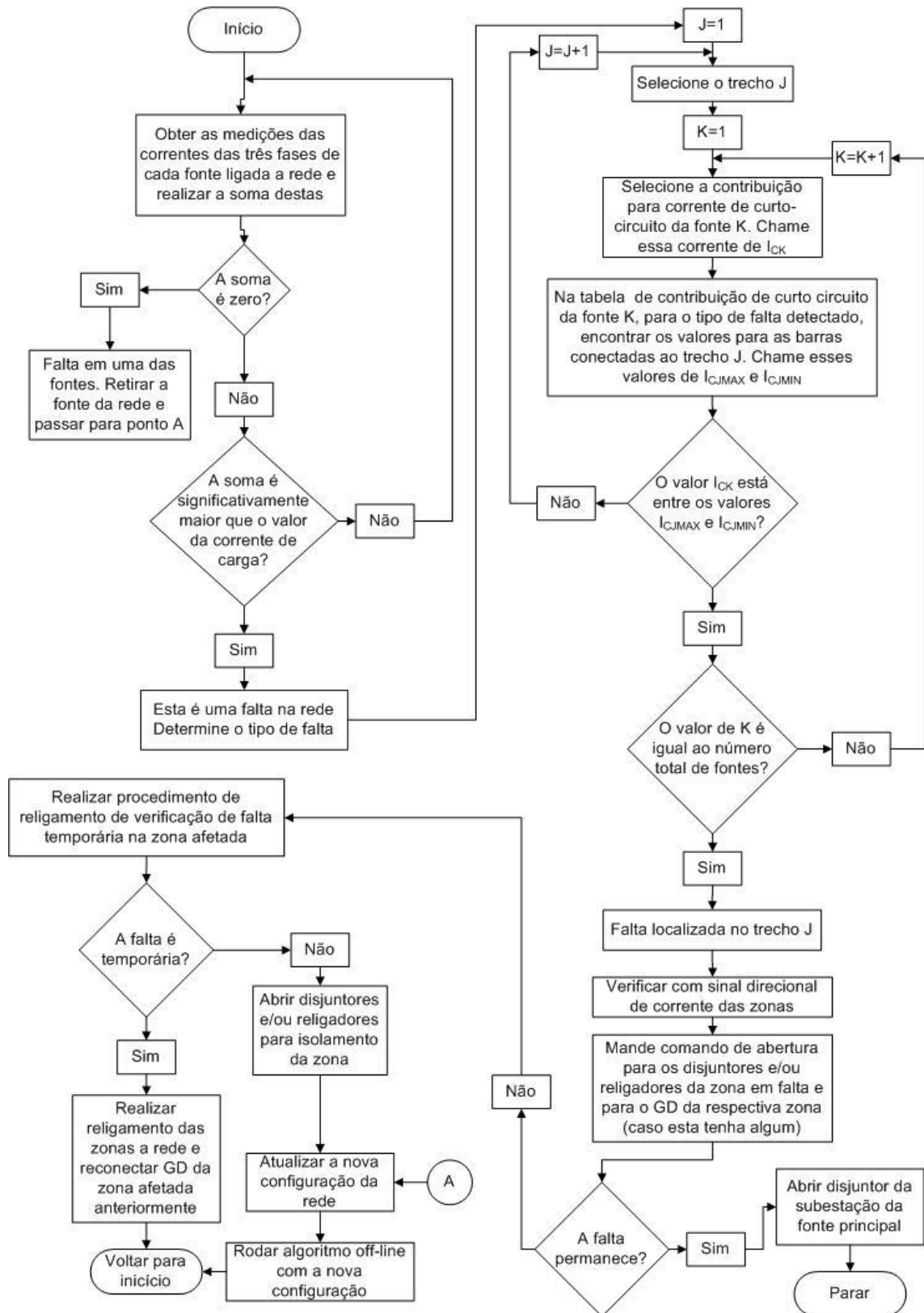


Figura 21 - Algoritmo de proteção adaptativa baseado em [4]

A seguir, iremos abordar o passo a passo dos procedimentos adotados nesse algoritmo.

3.3.5.1 Primeiro passo: detecção da falha

Nesse momento, é iniciado o algoritmo e, através de sincrofasores, aplicam-se a leitura das correntes de contribuição de cada fonte conectada ao sistema. Conforme apresentado na Figura 22, caso o somatório seja zero, indica-se que o defeito ocorreu internamente em uma das fontes. Para a correta identificação da fonte que apresenta uma falha interna pode ser utilizada a orientação da corrente elétrica medida pelos equipamentos PMU's, pois, conforme mencionado anteriormente, a mesma apresenta orientação contrária ao sentido natural do fluxo das demais correntes medidas. Vale salientar, que o sistema interno de proteção da fonte identificaria a falha e a desconectaria da rede, e que um sinal de comunicação pode ser enviado informando o ocorrido. Logo, essa fonte é desligada do sistema.

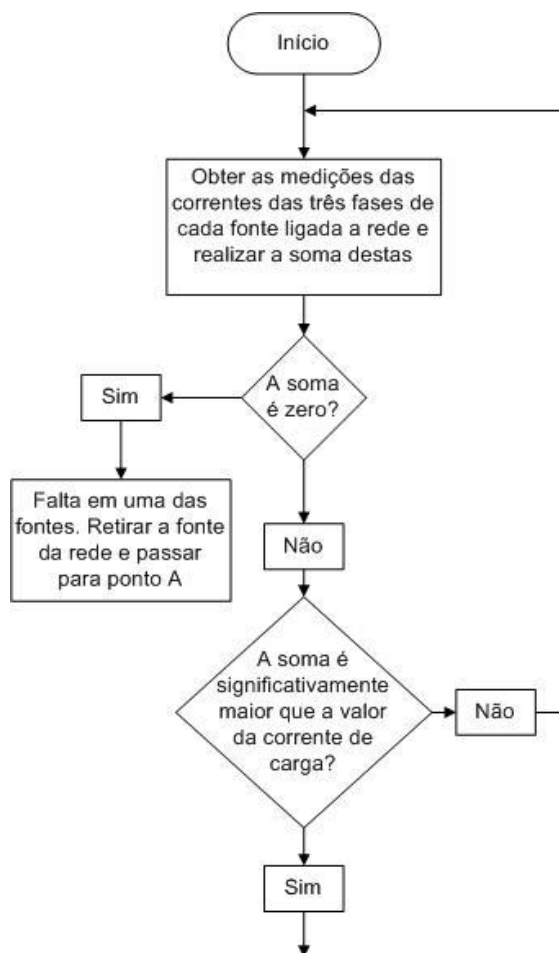


Figura 22 – Primeiro passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

Desligando a GD defeituosa, aplicam-se uma nova configuração da rede, e os dados *off-line* devem ser novamente determinados. Isso nos leva ao oitavo passo, a ser descrito no item 3.3.5.8.

Caso o somatório das correntes das fontes seja diferente de zero, é comparado com a corrente total de carga calculada no fluxo de potência (o valor das cargas consideradas para o fluxo de potência é atualizados continuamente no algoritmo *off-line* de acordo com a previsão de alteração de cargas do sistema em que o algoritmo de proteção é aplicado) e, se o valor do somatório for significativamente maior (acima da tolerância anteriormente mencionada) que o valor de carga, é identificado um curto-circuito. Senão, o sistema está em perfeito funcionamento e o algoritmo é reiniciado para os próximos valores de medição.

3.3.5.2 Segundo passo: identificação do tipo de falha

Apresentado na Figura 23, este passo é tomado caso seja identificada a ocorrência de curto-circuito no passo anterior. Conforme apresentado, nas equações (1), (2) e (3) o somatório das correntes das fontes é feito para cada fase e posteriormente comparada com a corrente de carga total em cada fase, realizando assim, o reconhecimento das fases que apresentam valores alterados, tornando possível, com isso, a identificação do tipo de falha: trifásico, bifásico ou monofásico. Verificado o tipo de falha, o algoritmo vai para o passo seguinte.



Figura 23 - Segundo passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

O segundo passo é exemplificado com a situação descrita na Figura 24, na qual é possível observar que, para as fases que não estão envolvidas no curto-circuito, a corrente permanece próxima da corrente de carga.

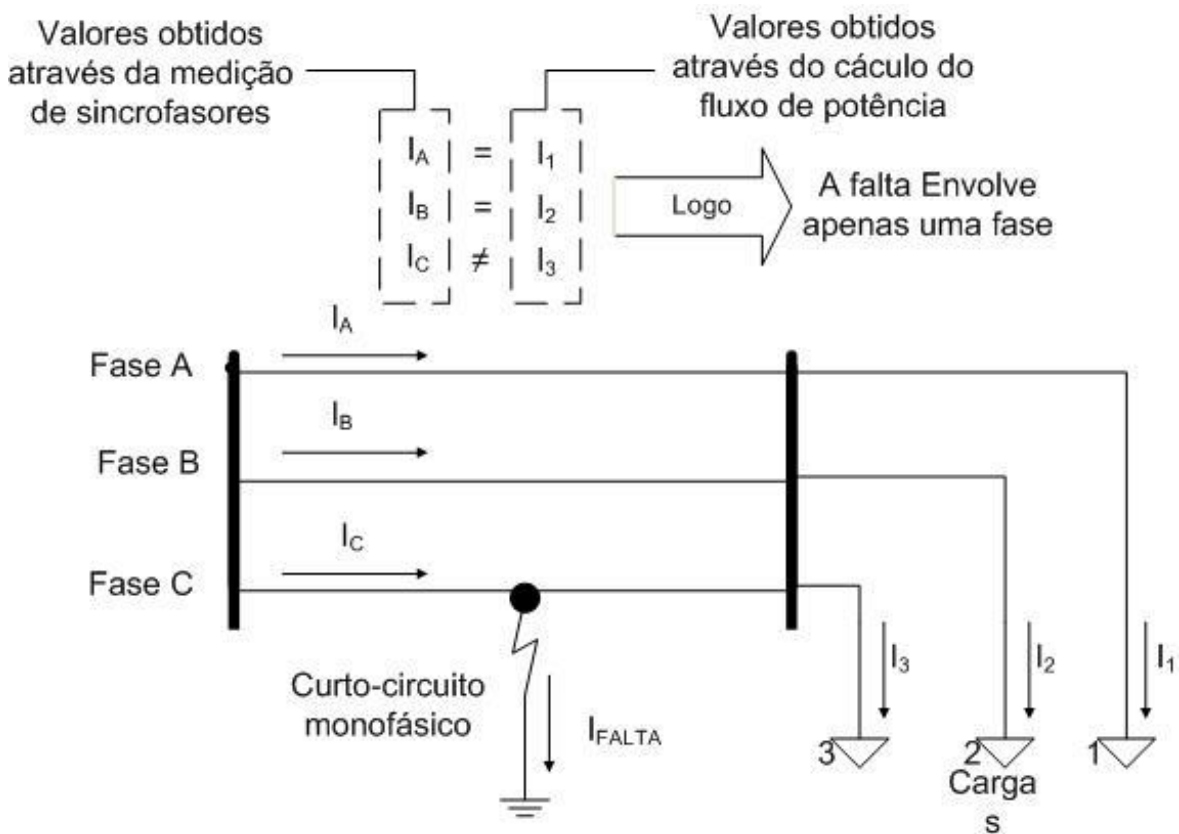


Figura 24 – Procedimento de identificação de falha do segundo passo

3.3.5.3 Terceiro passo: identificação do trecho em falha

O terceiro passo, observado Figura 25, consiste na identificação do local afetado. Para tal, o valor da corrente obtida na medição com sincrofasores é comparado com os valores das correntes de curto-circuito obtidas no estudo de níveis de curto-circuito (dados *off-line*).

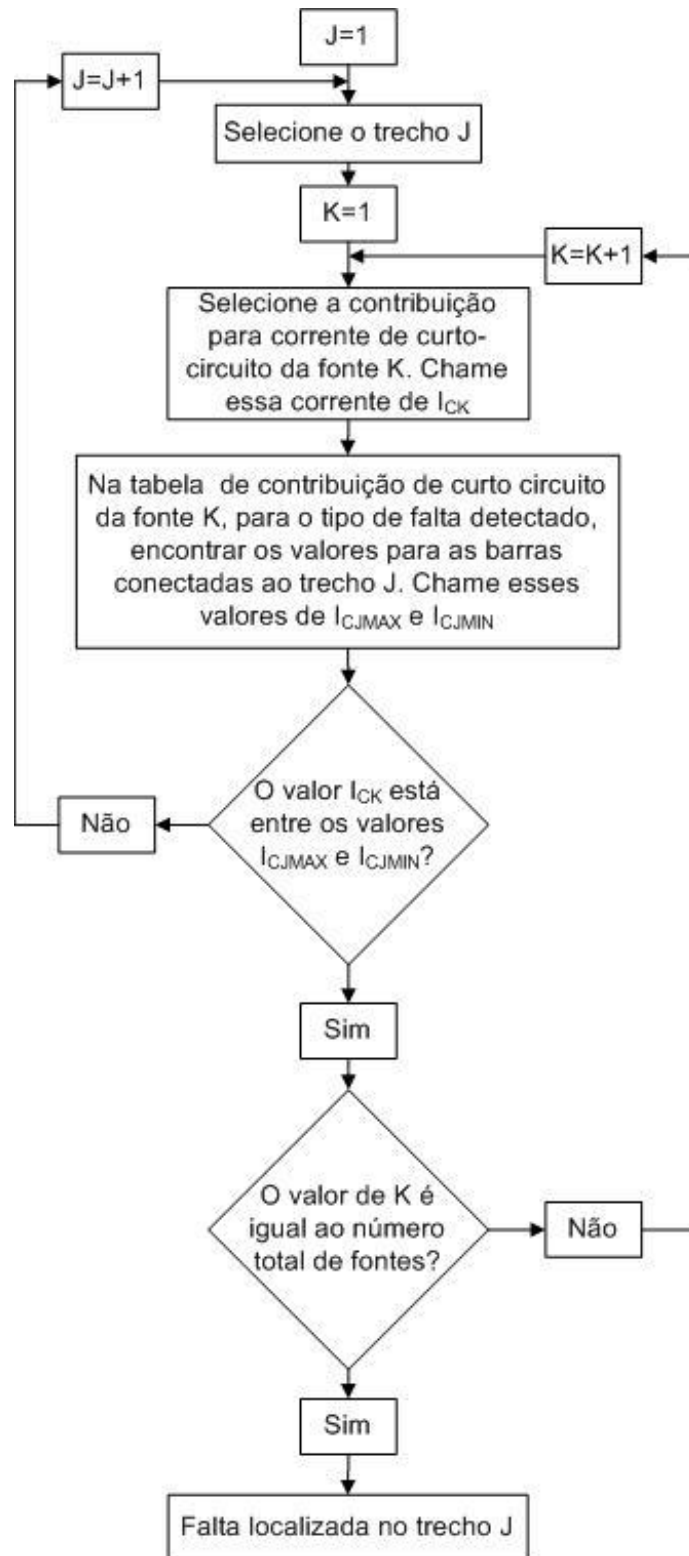


Figura 25 - Terceiro passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

Cada trecho de linha é composto por duas barras, conforme apresenta a Figura 26, logo, os valores calculados dos curtos-circuitos nas barras representam os valores máximo e mínimo do trecho, em que I_{FC} é a corrente da fonte da concessionária e I_{GD} é a corrente da Geração Distribuída.

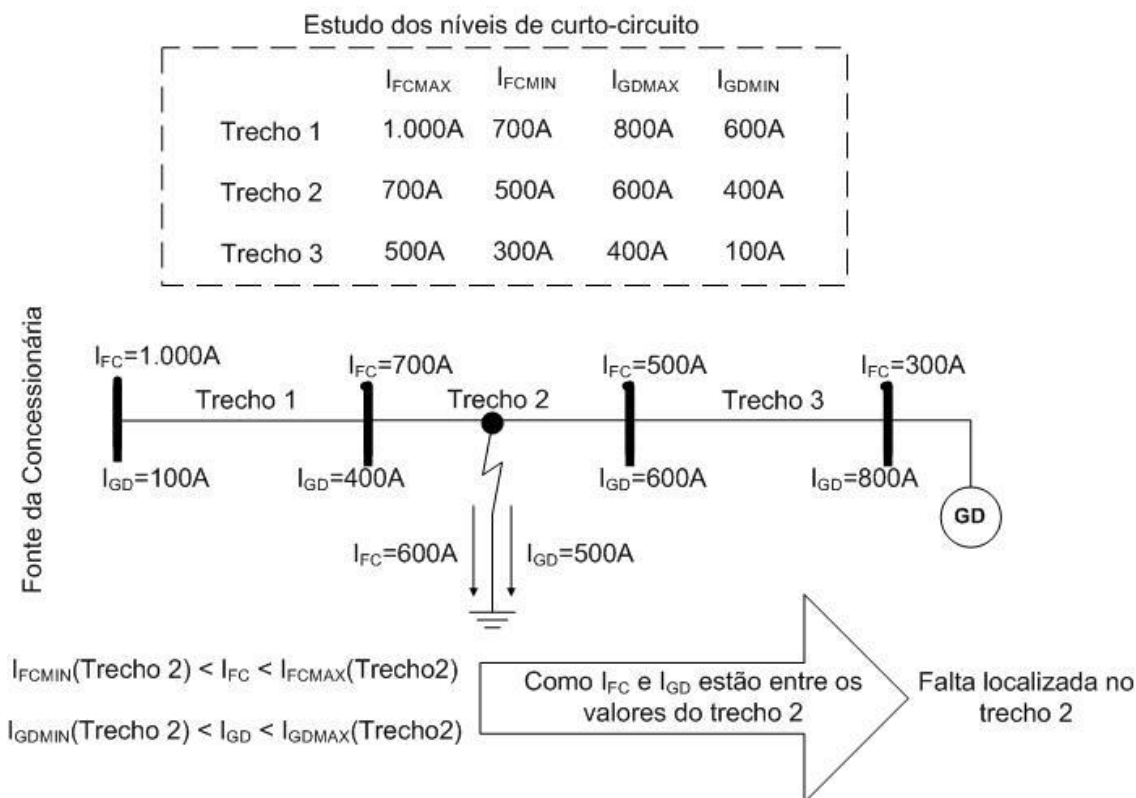


Figura 26 – Detecção de local de falha por níveis de curto-circuito

Quando o valor medido está entre os valores máximos e mínimos do trecho, o algoritmo passa para a comparação do valor na fonte seguinte. Caso todas as correntes medidas dos geradores estejam dentro desses valores no trecho, o algoritmo o identifica como ponto de falha. Do contrário, bastando não identificar em apenas um dos geradores, o algoritmo passa para um próximo trecho e repete o processo até identificar o local de falha.

Um possível erro que pode ocorrer neste procedimento está relacionado aos valores de alta impedância de curto-circuito. Os cálculos de correntes de curto-circuito não consideram os valores de alta impedância de falha, logo, as comparações das correntes medidas nas fontes com ocorrência de alta impedância com as correntes de curto-circuito calculadas geram uma localização distante em relação ao real ponto em falha. Contudo, caso o trecho localizado esteja na zona corresponde a falha o algoritmo atuará efetuando o procedimento de isolamento da zona de forma correta. Para casos de localização em zonas erradas o quarto passo é adotado.

3.3.5.4 Quarto passo: isolamento da zona

Depois de identificado o local de falha, o quarto passo é tomado conforme Figura 27, sendo realizado o comando de abertura dos disjuntores e/ou religadores para isolar a zona que apresenta a falha. Antes do desligamento, o algoritmo faz a verificação, com uso de relé direcional, na barra da zona em falha que é conectada ao restante da rede para verificar se existe fluxo de potência em direção à zona em falha, esse passo evita que, para casos de alta impedância de curto-circuito, ocorra um procedimento de isolamento da zona errada.



Figura 27 - Quarto passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

Contudo, vale ressaltar que o relé direcional não é normalmente utilizado em redes de distribuição [8], portanto, seu uso é uma recomendação. E deve, ainda, ser verificado se a subestação próxima da zona tem capacidade de comportar essa função em seus relés.

Conforme exemplifica a Figura 28, a atuação dos disjuntores deixa a zona em falha isolada do restante do sistema, evitando a abertura de outras proteções, como, por exemplo, os fusíveis. Caso essa zona tenha uma GD associada, esta também receberá comando para isolamento.

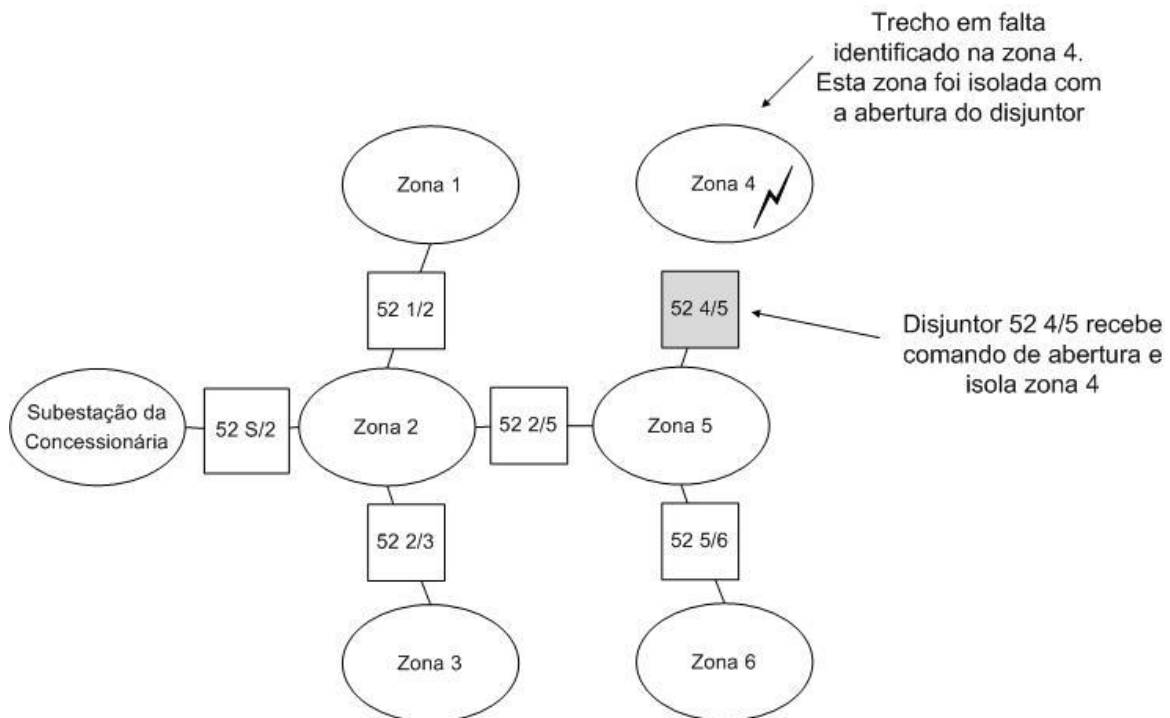


Figura 28 – Isolamento da zona com falha identificada

Portanto, é importante que o tempo de queima dos fusíveis, assim como a atuação dos demais equipamentos de proteção dessa região, sejam considerados na análise *off-line*, através dos cálculos de níveis de curto-circuito para todos os pontos da rede, garantindo que o algoritmo de proteção acione os disjuntores em intervalo de tempo menor.

3.3.5.5 Quinto passo: verificação de eficácia

Conforme descrito na Figura 29, depois do isolamento, o sistema monitora novamente as correntes das fontes que permanecem conectadas. Se persistir um valor de curto-circuito, a fonte da concessionária é desligada do sistema e o algoritmo é encerrado.

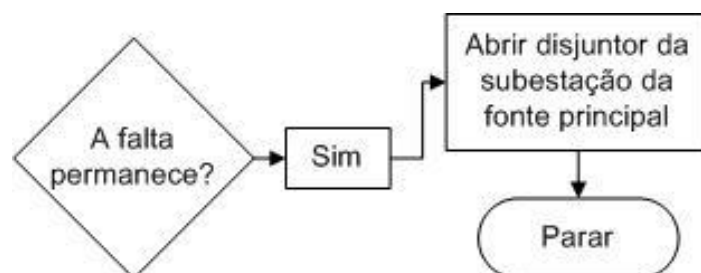


Figura 29 – Quinto passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

Neste passo, detalhado na Figura 30, é verificado se a falha foi retirada da rede após o isolamento da zona. Caso a corrente de curto-circuito ainda seja detectada, através da medição nas demais fontes, é enviado o comando de abertura para o disjuntor que

interliga a fonte da concessionária à rede. Esse procedimento funciona como uma proteção secundária, evitando que correntes de falha sensibilizem e efetuem a operação dos demais equipamentos de proteção da rede, como, por exemplo, a queima de diversos fusíveis. Ao desligar a fonte da concessionária, todas as zonas são isoladas.

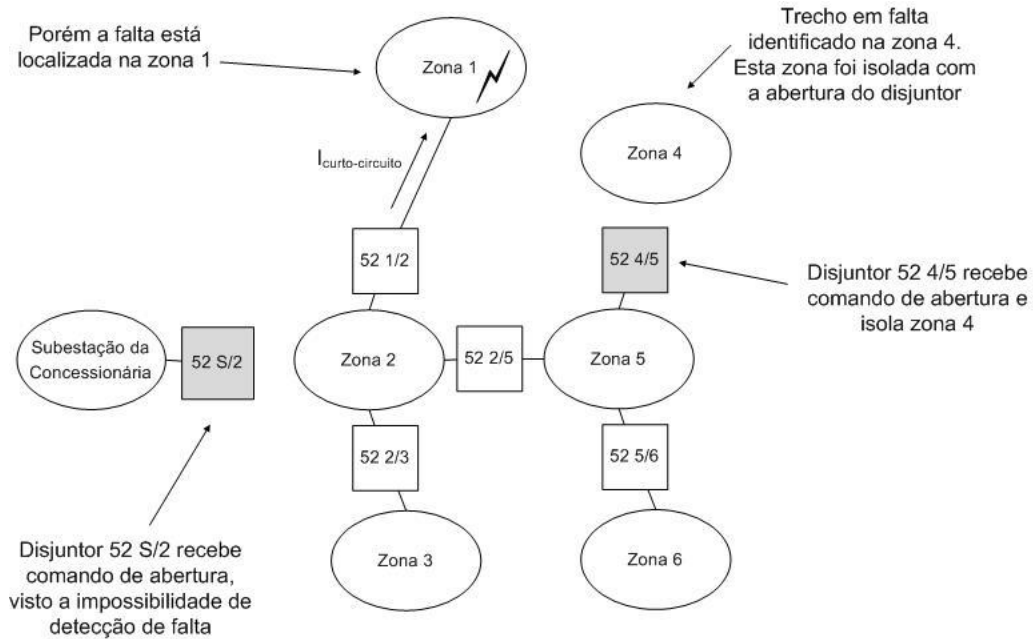


Figura 30 – Procedimento em caso de erro na localização da falha

3.3.5.6 Sexto passo: procedimentos de religamento

Caso a zona em falha tenha sido devidamente isolada o algoritmo entra no sexto passo, conforme apresentado na Figura 31, realizando o procedimento de verificação de falha temporária ou permanente e realizando a rotina de religamento.

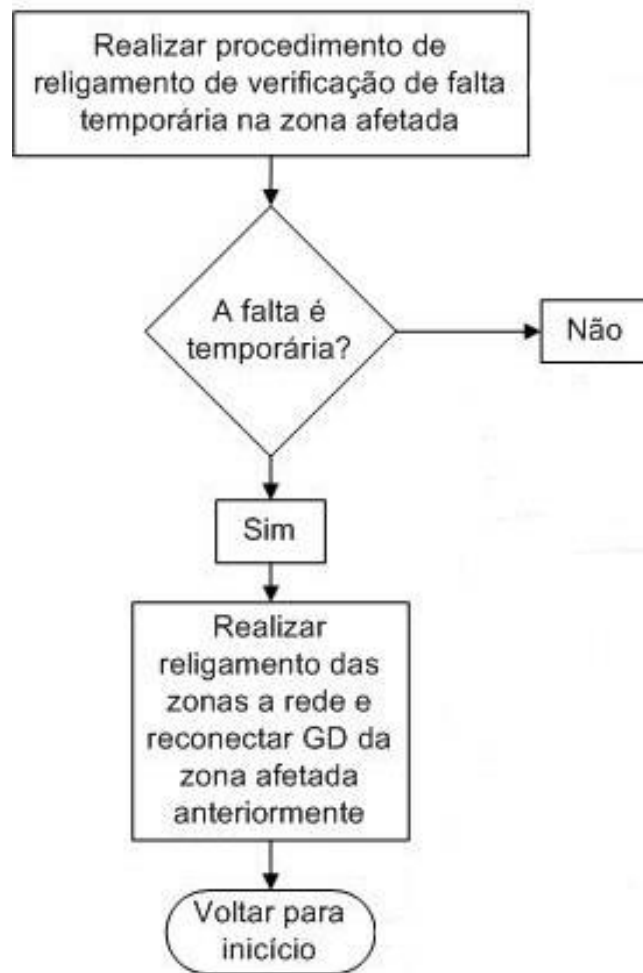


Figura 31 – Sexto passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

O procedimento de religamento ocorre conforme descrito na Figura 32, sendo efetuado o religamento do sistema à zona anteriormente isolada, reconectando apenas o equipamento (disjuntor ou religador) que liga o trecho da zona à fonte da concessionária.

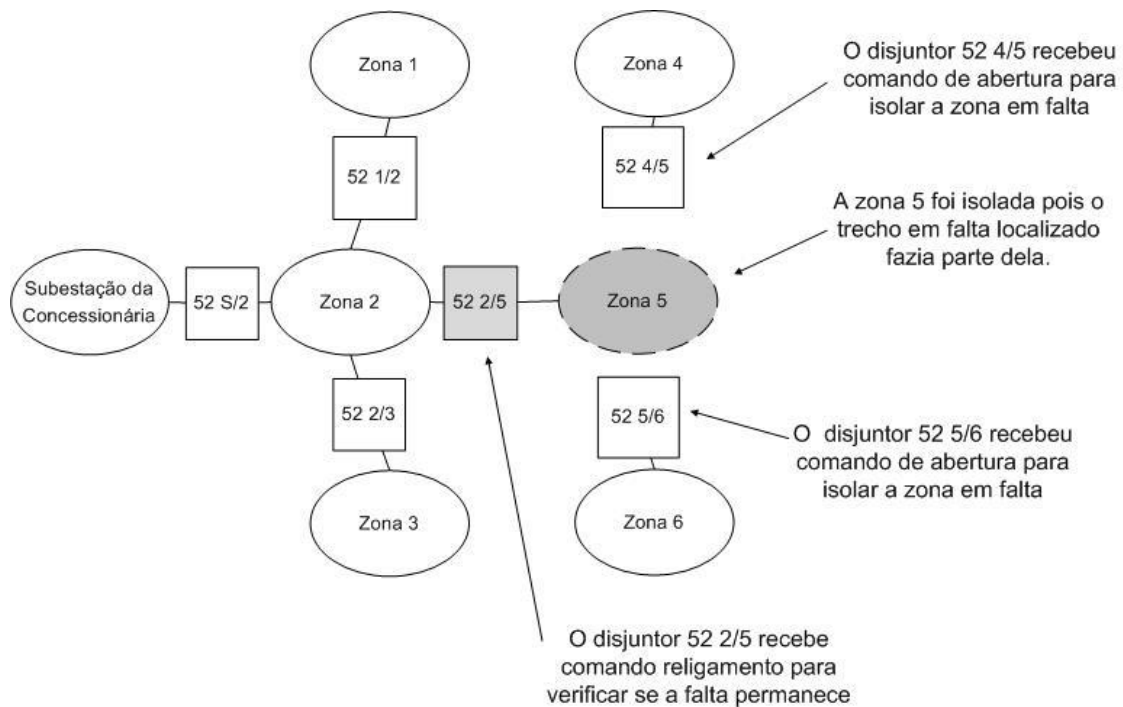


Figura 32 – Procedimento de religamento

Na hipótese de a falha persistir, o equipamento é rapidamente desligado, do contrário, é realizado o procedimento de restabelecimento da rede, respeitando as necessidades de verificação de sincronismo. Depois desse procedimento, o algoritmo é reiniciado.

3.3.5.7 Sétimo passo: isolamento definitivo

O sétimo passo do algoritmo, apresentado na Figura 33, é tomado quando a falha não é temporária.



Figura 33 - Sétimo passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

Na Figura 34 exemplifica-se o procedimento, onde ocorre então o isolamento definitivo da zona com defeito, com todos os equipamentos que ligam as demais zonas a esta permanentemente desconectados, até que operações externas ao algoritmo realizem o restabelecimento da zona defeituosa. As zonas 4 e 6, caso tenham GD's conectadas poderão operar em ilhamento. Caso a zona em falha tenha uma GD associada, esta GD será desconectada da zona até que o problema seja sanado.

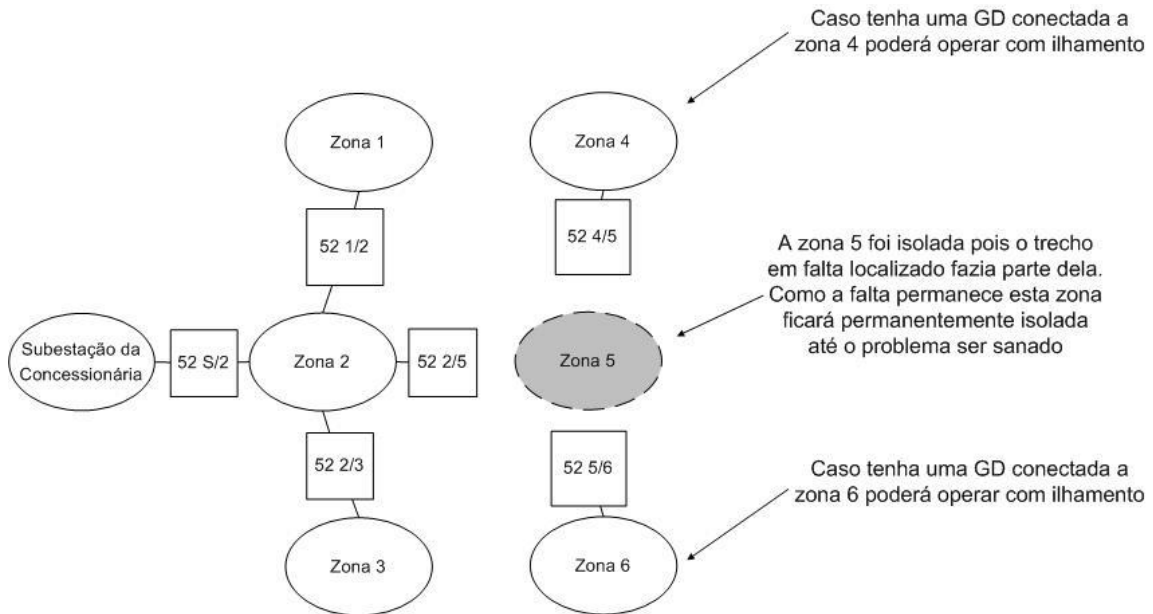


Figura 34 – Isolamento definitivo da zona em falha

3.3.5.8 Oitavo passo: informações para novo levantamento de dados *off-line*

Compete a este passo, retratado na Figura 45, a transmissão dos dados da nova configuração da rede para o algoritmo de levantamento de dados *off-line*, para que assim seja realizado o carregamento com as novas informações de fluxo de potência, os níveis de curto, o tempo de desligamento e as novas configurações de zonas, conforme exemplificado na Figura 36. Depois de carregadas as novas informações, o algoritmo de detecção é reiniciado.



Figura 35 - Oitavo passo do algoritmo de identificação de falha *on-line*

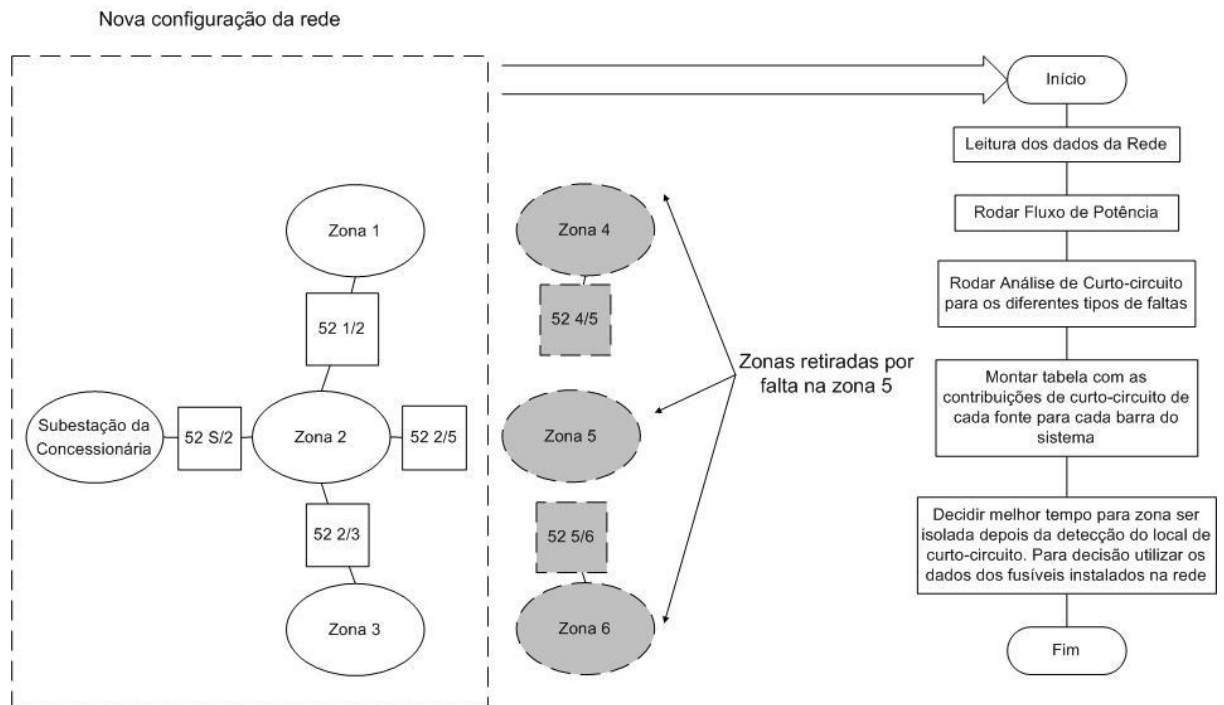


Figura 36 – Novo levantamento *off-line* com nova configuração de rede

3.3.6 Dificuldades na implementação prática

O algoritmo proposto por Brahma e Girgis [4] apresenta alguns temas importantes para sua utilização prática. Todos esses pontos envolvem questões de implementação técnica prática e viabilidade econômica. A presente dissertação estuda a eficácia da filosofia do algoritmo de proteção para proposta de localização e isolamento correto da zona, contudo vale apontar as dificuldades na prática para a utilização da filosofia de proteção do algoritmo.

A precisão exigida no fluxo de potência traz a necessidade de um estudo detalhando do comportamento da rede, incluindo as variações de cargas significativas ao longo do funcionamento da mesma. Logo, para implementação do algoritmo em uma rede é necessário que o comportamento de variação da mesma seja conhecido.

Outra questão importante é relacionada ao uso de PMU's nas redes de distribuição. O presente estudo propõe o uso destes equipamentos em todas as fontes conectadas a rede, contudo essa proposta deve ser confrontada com as perdas associadas a solução tradicional com inserção de GD no sistema (em caso de falha todas as GD's são desligadas) verificando, assim, a viabilidade econômica de utilização. A possibilidade de futuras reduções dos custos no uso de PMU podem proporcionar esta implementação.

A configuração do algoritmo exige uma rede de comunicação e equipamentos de processamento que, em conjunto, tenham um período de latência necessário para efetuar a devida identificação da falha e isolamento da região em falha. Este período de latência deve ser inferior aos intervalos de tempo necessários para atuação dos demais equipamentos de proteção. A rede de comunicação deve apresentar também confiabilidade necessária para um sistema de proteção. Neste caso, novamente, a viabilidade econômica da implementação de uma rede de comunicação com esta estrutura deve ser confrontada com a solução tradicional.

A filosofia de proteção descrita em Brahma e Girgis [4], utiliza a medição de sincrofasores para solucionar o problema da perda de seletividade das proteções nas redes de distribuição com alta inserção de geração distribuída. Contudo, essa solução deve ser profundamente estudada quanto a sua utilização prática, visto que, a estrutura de comunicação e aquisição de dados necessárias para sua implementação não são utilizadas habitualmente em redes de distribuição. Porém, com o avanço da tecnologia e a crescente redução dos custos envolvidos, tanto a utilização quanto o aperfeiçoamento deste algoritmo tornam-se possíveis.

Capítulo 4 - Simulação Baseada em Algoritmo de Proteção Adaptativa para Localização de Falha

Com o intuito de verificar alguns dos benefícios descritos por Barker e Mello [2] e de averiguar a eficácia do sistema de localização de falha descrito no algoritmo de proteção adaptativa apresentado por Brahma e Girgis [4], foram realizadas simulações utilizando programas exclusivos para análise de sistemas elétricos de energia (ANAFAS e SIMULIGHT) e programas voltados à análise matemática computacional e tratamento de dados (Matlab e Excel).

Contudo, será realizada a seguir uma descrição dos programas voltados à área específica de sistemas elétricos de energia, considerando desnecessária a descrição dos demais programas, já que o uso dos mesmos não interfere nos resultados da simulação.

Foi utilizada para implementação do algoritmo de proteção o modelo de rede disponibilizado pelo *Distribution System Analysis Subcommittee* [36], comitê pertencente à IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY.

4.1 Descrição dos programas utilizados para simulação

4.1.1 Programa SIMULIGHT

O SIMULIGHT, desenvolvido pela UFRJ em parceria com a Empresa Light, realiza análises de fluxo de potência e análises dinâmicas diversas. Esse programa foi criado justamente para atender a uma demanda de análise de GD's inseridas no sistema [43].

O programa tem a particularidade de realizar análises de sistemas trifásicos desbalanceados, o que proporciona, principalmente para a análise dinâmica, uma simulação mais próxima da real situação de um sistema de distribuição.

Para as simulações deste trabalho, foi utilizada a versão de estudante 3.00. Os modelos de geradores disponibilizados nesse programa foram utilizados na representação das GD's conectadas a rede de distribuição (esses dados serão apresentados no item 4.2.1).

4.1.2 Programa ANAFAS

O programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), realiza análises de falhas no sistema elétrico, estudos de equivalente de rede, de superação de disjuntores etc. [44].

A versão utilizada desse programa foi a de estudante 6.4, e os dados utilizados para os geradores que representam as GD's foram retirados dos modelos de máquinas do programa SIMULIGHT. Os dados da rede utilizada foram alterados para a utilização no programa, conforme descrito em 4.2.2.1.

4.2 Modelos utilizados para simulação

Os dados dos modelos dos equipamentos foram utilizados em pu. Sendo, para tal, um valor de potência base de 100MVA para uma tensão base de 4,8kV, exceto em relação à entrada de dados dos geradores do programa SIMULIGHT, que permite um valor de potência com base específica.

4.2.1 Modelos dos Geradores

Foram utilizados dois tipos de modelos na simulação: o modelo para a fonte da concessionária e o modelo para representar as GD's no sistema. Cada modelo apresentará uma quantidade de informações distinta. Vejamos:

- H – Inércia do rotor em segundos;
- D – Coeficiente de amortecimento em pu;
- Sbase – Potência nominal da máquina em MVA;

- R – Resistência do estator em pu;
- X_d – Reatância síncrona de eixo direto em pu;
- X_q – Reatância síncrona de eixo em quadratura em pu;
- X'_{ld} – Reatância transitória de eixo direto em pu;
- X''_{ld} – Reatância subtransitória de eixo direto em pu;
- X''_{lq} – Reatância subtransitória de eixo em quadratura em pu;
- R_{neg} – Resistência de sequência negativa em pu;
- X_{neg} – Reatância de sequência negativa em pu;
- R_{zero} – Resistência de sequência zero em pu;
- X_{zero} – Reatância de sequência zero em pu;
- T'_{ldo} – Tempo transitório em circuito aberto no eixo direto em segundos;
- T''_{ldo} – Tempo subtransitório em circuito aberto no eixo direto em segundos;
- T''_{lqo} – Tempo subtransitório em circuito aberto no eixo em quadratura em segundos.

Para a simulação da fonte principal, foi utilizado o modelo clássico de gerador descrito na Figura 37, pois ele representa a ligação com um sistema maior de transmissão conectado a outras fontes, logo, seus transientes podem ser desprezados, conforme modelo apresentado em Kundur [5].

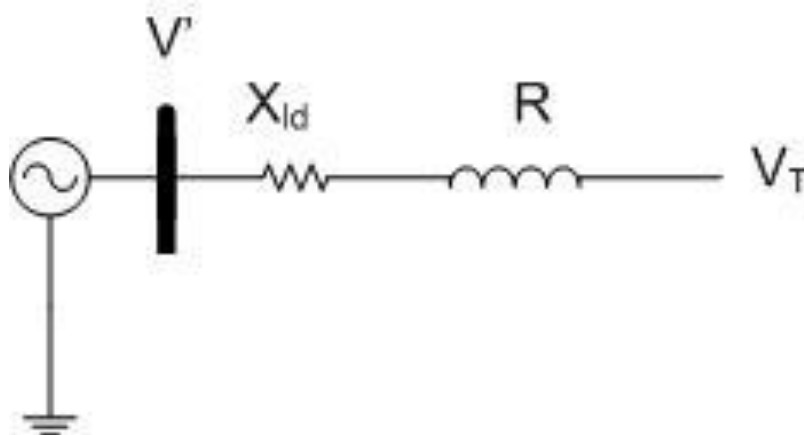


Figura 37 – Modelo Clássico do gerador baseado em [5]

Com isso, foi utilizado o modelo clássico (modelo I 3ph do SIMULIGHT), ajustado para atuar como barra infinita (elemento de grande inércia do sistema, resistente a grandes perturbações), confeccionada com os dados apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados do Gerador Barra Infinita

Gerador Barra Infinita		
Parâmetro	Unidade	Valor
H	segundos	∞
D	pu	0
Potência Base	MVA	∞
R	%	0
Xld	%	0,001
Rneg	%	0
Xneg	%	0,001
Rzero	%	0
Xzero	%	0,001

As GD's inseridas no sistema foram PCH's com valor nominal de geração em 5MVA. Esse valor foi considerado dentro do valor máximo para exploração de potenciais hidráulicos permitidos, conforme descrito na lei nº 9.074/1995:

Art. 8o O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoeletricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente. [39]

Contudo as resoluções atuais da ANEEL trazem uma nova regulamentação quanto aos limites, também permitindo a caracterização de PCH conforme resolução normativa nº 673/2015 da ANEEL[40], pois encontra-se dentro da faixa de valores para tal (superior a 3MW e igual ou inferior a 30MW), não sendo caracterizada como minigeração, pois apresenta potência instalada superior ao valor estipulado (valor igual ou menor a 3MW) pela resolução normativa nº687/2015 da ANEEL[41].

Para as máquinas síncronas que representam os GD's, foi utilizado um modelo completo de gerador (modelo MD02 3ph do SIMULIGHT) do programa. Esse modelo apresenta a configuração de uma máquina síncrona utilizada em geração hidroelétrica, conforme disposto por Kundur [5]. Os dados utilizados nas GD's são apresentados na Tabela 2.

O programa ANAFAS calcula os níveis de curto-circuito da rede, logo, sua representação é feita com o modelo clássico [5] de gerador, apresentado anteriormente na Figura 37. Porém, os valores das reatâncias das máquinas, durante a realização dos estudos, podem ser selecionados como síncronas, transitórias ou subtransitórias. O programa faz, pois, uma análise estática dos níveis de curto-circuito para cada caso.

É importante observar que o programa ANAFAS calcula níveis de curto-circuito assimétricos (bifásicas e monofásicas), utilizando os valores de impedância de sequência positiva, negativa e zero. Porém, não apresenta entrada de dados para reatância de sequência negativa, usando, então, a aproximação para reatância de sequência negativa igual à que é usada pela reatância de sequência positiva (X_d , X_{1d} ou X_{1ld} , dependendo do estudo selecionado). Essa aproximação foi considerada na entrada de dados do programa SIMULIGHT.

Tabela 2 – Dados GD

GD		
Parâmetro	Unidade	Valor
H	segundos	2,5
D	pu	0
Potência Base	MVA	5MVA
R	%	0
X_d	%	101,4
X_q	%	77
X_{1d}	%	20
X_{1ld}	%	15,05
X_{1lq}	%	15,05
T_{1do}	segundos	6,55
T_{1ldo}	segundos	0,039
T_{1lqo}	segundos	0,071
Rneg	%	0
Xneg	%	15,05
Rzero	%	0
Xzero	%	8

4.2.2 Modelos da rede

A rede utilizada para simulação foi a *37-bus Feeder* [36], modelo que representa um trecho de rede utilizado atualmente na Califórnia, representado pela Figura 38. Sua tensão de operação é 4,8 kV e apresenta conexões de transformador e cargas em delta. Contudo, algumas alterações foram necessárias para a implantação dessa rede nos simuladores utilizados. Os dados originais da rede estão representados no Anexo I.

4.2.2.1 Dados de linha

Foram considerados dois modelos de linhas, respeitando as ligações apresentadas na Figura 38: o modelo desequilibrado, com os dados originais de [36] e um modelo equilibrado, aproximado do modelo original.

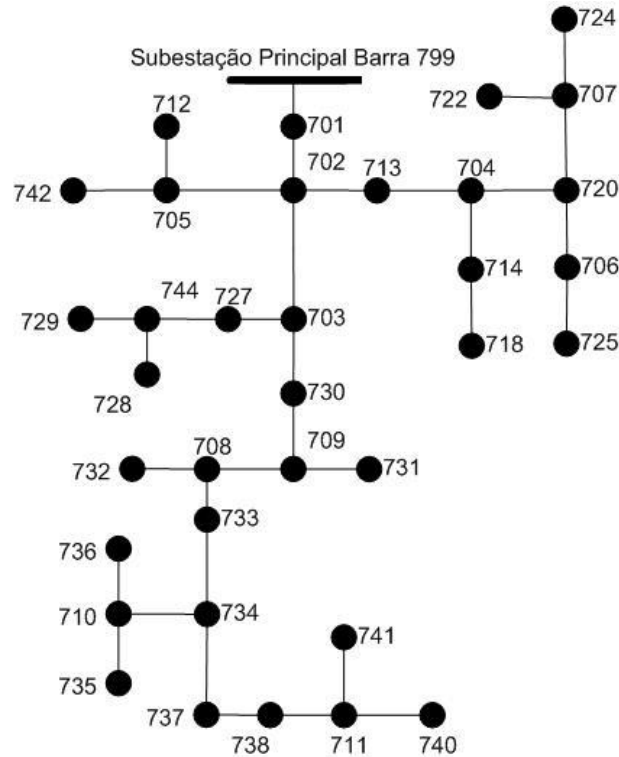


Figura 38 – Diagrama unifilar 37 barras baseado em [36]

As matrizes impedância e admitância de linha trifásica representam impedância ou admitância própria de cada fase (elementos na diagonal da matriz) e impedância ou admitância mútua entre as fases (elemento fora da diagonal da matriz). A relação entre as matrizes está descrita na equação (5).

Os dados do modelo original, apresentados em formato de matriz impedância (Z_{Linha}), conforme equação (4), foram ajustados para a entrada de dados do programa SIMULIGHT seguindo a equação (5), e são apresentados em formato de matriz admitância (Y_{Linha}) [19, 20].

$$Z_{Linha} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{31} & Z_{33} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$Y_{Linha} = [Z_{Linha}]^{-1} \quad (5)$$

Os dados foram ajustados para a apresentação conforme a Figura 39, e serão descritos nas Tabela 3 e 4 logo a seguir.

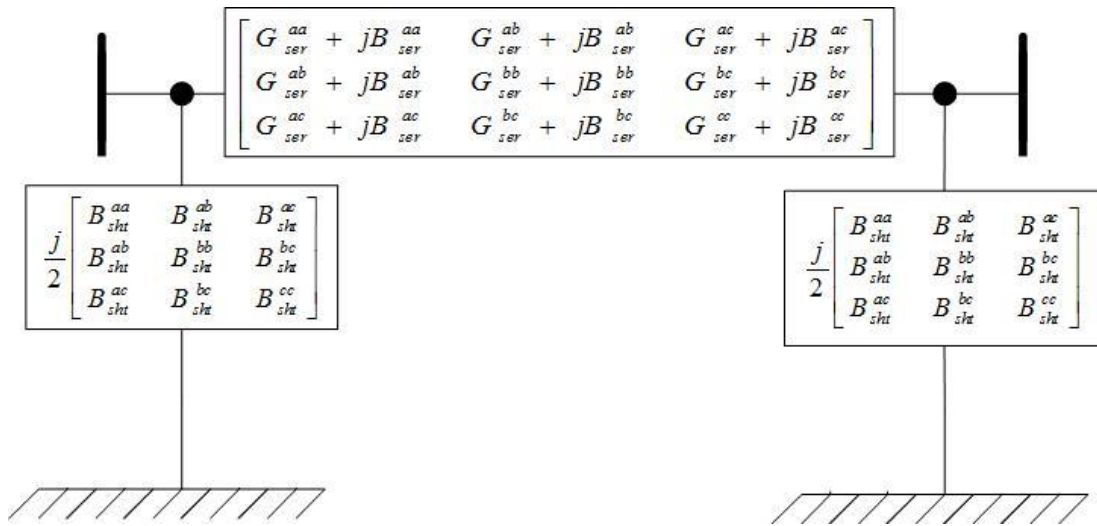


Figura 39- Modelo de linha SIMULIGHT [43]

Segundo a Figura 39, aplicam-se:

- G_{ser}^{aa} → Condutância série de linha fase A
- G_{ser}^{bb} → Condutância série de linha fase B
- G_{ser}^{cc} → Condutância série de linha fase C
- G_{ser}^{ac} → Condutância série entre linhas fases AB
- G_{ser}^{ab} → Condutância série entre linhas fases AC
- G_{ser}^{bc} → Condutância série entre linhas fases BC
- B_{ser}^{aa} → Susceptância série de linha fase A
- B_{ser}^{bb} → Susceptância série de linha fase B
- B_{ser}^{cc} → Susceptância série de linha fase C
- B_{ser}^{ab} → Susceptância série entre linhas fases AB
- B_{ser}^{ac} → Susceptância série entre linhas fases AC
- B_{ser}^{bc} → Susceptância série entre linhas fases BC
- B_{sht}^{aa} → Susceptância shunt de linha fase A
- B_{sht}^{bb} → Susceptância shunt de linha fase B
- B_{sht}^{cc} → Susceptância shunt de linha fase C
- B_{sht}^{ab} → Susceptância shunt entre linhas fases AB
- B_{sht}^{ac} → Susceptância shunt entre linhas fases AC
- B_{sht}^{bc} → Susceptância shunt entre linhas fases BC

Tabela 3 – Dados série de linha para SIMULIGHT

Linhas	Trechos		%											
	A	B	Gaa	Baa	Gab	Bab	Gac	Bac	Gbb	Bbb	Gbc	Bbc	Gcc	Bcc
1	701	702	175	-142	-19	62	-2	38	191	-161	-19	62	175	-142
2	702	705	143	-50	-32	6	-26	10	146	-46	-32	6	143	-50
3	702	713	244	-139	-70	38	-48	42	260	-132	-70	38	244	-139
4	702	703	128	-103	-14	45	-1	28	139	-117	-14	45	128	-103
5	703	727	238	-83	-53	10	-44	16	243	-76	-53	10	238	-83
6	703	730	146	-83	-42	23	-29	25	156	-79	-42	23	146	-83
7	704	714	713	-249	-159	30	-132	48	728	-229	-159	30	713	-249
8	704	720	110	-63	-32	17	-22	19	117	-60	-32	17	110	-63
9	705	742	178	-62	-40	7	-33	12	182	-57	-40	7	178	-62
10	705	712	238	-83	-53	10	-44	16	243	-76	-53	10	238	-83
11	706	725	204	-71	-45	9	-38	14	208	-65	-45	9	204	-71
12	707	724	75	-26	-17	3	-14	5	77	-24	-17	3	75	-26
13	707	722	475	-166	-106	20	-88	32	485	-153	-106	20	475	-166
14	708	733	274	-156	-79	43	-54	48	293	-149	-79	43	274	-156
15	708	732	178	-62	-40	7	-33	12	182	-57	-40	7	178	-62
16	709	731	146	-83	-42	23	-29	25	156	-79	-42	23	146	-83
17	709	708	274	-156	-79	43	-54	48	293	-149	-79	43	274	-156
18	710	735	285	-99	-64	12	-53	19	291	-92	-64	12	285	-99
19	710	736	45	-16	-10	2	-8	3	45	-14	-10	2	45	-16
20	711	741	219	-125	-63	35	-43	38	234	-119	-63	35	219	-125
21	711	740	285	-99	-64	12	-53	19	291	-92	-64	12	285	-99
22	713	704	169	-96	-49	27	-33	29	180	-92	-49	27	169	-96
23	714	718	110	-38	-24	5	-20	7	112	-35	-24	5	110	-38
24	720	707	62	-22	-14	3	-11	4	63	-20	-14	3	62	-22
25	720	706	146	-83	-42	23	-29	25	156	-79	-42	23	146	-83
26	727	744	313	-179	-90	49	-62	55	335	-170	-90	49	313	-179
27	730	709	439	-250	-126	69	-86	76	468	-238	-126	69	439	-250
28	733	734	157	-89	-45	25	-31	27	167	-85	-45	25	157	-89
29	734	737	137	-78	-39	22	-27	24	146	-74	-39	22	137	-78
30	734	710	110	-38	-24	5	-20	7	112	-35	-24	5	110	-38
31	737	738	219	-125	-63	35	-43	38	234	-119	-63	35	219	-125
32	738	711	219	-125	-63	35	-43	38	234	-119	-63	35	219	-125
33	744	728	285	-99	-64	12	-53	19	291	-92	-64	12	285	-99
34	744	729	204	-71	-45	9	-38	14	208	-65	-45	9	204	-71
35	799	701	143	-107	3	41	6	20	146	-125	3	41	143	-107

Tabela 4 – Dados shunt de linha para SIMULIGHT

Linhas	Trechos		%					
	A	B	Bshaa	Bshab	Bshac	Bshbb	Bshbc	Bshcc
1	701	702	0,00054	0	0	0,00054	0	0,00054
2	702	705	0,00011	0	0	0,00011	0	0,00011
3	702	713	0,00012	0	0	0,00012	0	0,00012
4	702	703	0,00074	0	0	0,00074	0	0,00074
5	703	727	6,3E-05	0	0	6,3E-05	0	6,3E-05
6	703	730	0,0002	0	0	0,0002	0	0,0002
7	704	714	2,1E-05	0	0	2,1E-05	0	2,1E-05
8	704	720	0,00026	0	0	0,00026	0	0,00026
9	705	742	8,4E-05	0	0	8,4E-05	0	8,4E-05
10	705	712	6,3E-05	0	0	6,3E-05	0	6,3E-05
11	706	725	7,4E-05	0	0	7,4E-05	0	7,4E-05
12	707	724	0,0002	0	0	0,0002	0	0,0002
13	707	722	3,2E-05	0	0	3,2E-05	0	3,2E-05
14	708	733	0,0001	0	0	0,0001	0	0,0001
15	708	732	8,4E-05	0	0	8,4E-05	0	8,4E-05
16	709	731	0,0002	0	0	0,0002	0	0,0002
17	709	708	0,0001	0	0	0,0001	0	0,0001
18	710	735	5,3E-05	0	0	5,3E-05	0	5,3E-05
19	710	736	0,00034	0	0	0,00034	0	0,00034
20	711	741	0,00013	0	0	0,00013	0	0,00013
21	711	740	5,3E-05	0	0	5,3E-05	0	5,3E-05
22	713	704	0,00017	0	0	0,00017	0	0,00017
23	714	718	0,00014	0	0	0,00014	0	0,00014
24	720	707	0,00024	0	0	0,00024	0	0,00024
25	720	706	0,0002	0	0	0,0002	0	0,0002
26	727	744	9,1E-05	0	0	9,1E-05	0	9,1E-05
27	730	709	6,5E-05	0	0	6,5E-05	0	6,5E-05
28	733	734	0,00018	0	0	0,00018	0	0,00018
29	734	737	0,00021	0	0	0,00021	0	0,00021
30	734	710	0,00014	0	0	0,00014	0	0,00014
31	737	738	0,00013	0	0	0,00013	0	0,00013
32	738	711	0,00013	0	0	0,00013	0	0,00013
33	744	728	5,3E-05	0	0	5,3E-05	0	5,3E-05
34	744	729	7,4E-05	0	0	7,4E-05	0	7,4E-05
35	799	701	0,00129	0	0	0,00129	0	0,00129

O simulador ANAFAS foi desenvolvido para calcular níveis de curto-circuito em linhas de transmissão, tais linhas são projetadas para reduzir seu desequilíbrio, permitindo assim a aproximação dos dados de linha para valores equilibrados, logo, não é possível entrar com os dados de linha desequilibrados neste simulador. Portanto, para a entrada de dados no simulador, foram utilizadas aproximações das linhas para o caso equilibrado

Para entrada de dados no simulador ANAFAS é necessário que os dados sejam convertidos para componentes simétricos [5], pois, conforme descrito anteriormente, o simulador utiliza os dados neste formato.

A matriz impedância de linhas (Z_{linha}) é convertida para matriz de componentes simétricos (Z_{0+-}) utilizando a matriz de transformação de componentes simétricos (T) descrita na equação (7), essa conversão é realizada conforme equação (6). O elemento α descrito na equação (8) representa o operador na matriz T que promove uma rotação de 120° ao fasor multiplicado por este.

A matriz Z_{0+-} resultante do processo de transformação está descrita na equação (9).

$$Z_{0+-}(\text{componentes simétricos}) = T^{-1} \times Z_{Linha}(\text{em fases A, B e C}) \times T \quad (6)$$

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \text{ e } T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ \text{ e } \alpha^2 = 1 \angle -120^\circ \quad (8)$$

$$Z_{0+-} = \begin{bmatrix} Z_0 & \text{desprezado} & \text{desprezado} \\ \text{desprezado} & Z_+ & \text{desprezado} \\ \text{desprezado} & \text{desprezado} & Z_- \end{bmatrix} \quad (9)$$

O programa ANAFAS trabalha com as entradas de dados em componentes simétricos, descritos detalhadamente por Stevenson [6]. E, para o caso aproximado equilibrado, aplicam-se apenas componentes na matriz diagonal.

Os valores de impedância de sequência negativa e positiva são iguais. Os valores de impedâncias de sequência positiva e zero estão descritos na Tabela 5:

Tabela 5 – Dados de linha para simulador ANAFAS

Linhas	Trechos		(%)			
	A	B	Rpositiva	Xpositiva	Rzero	Xzero
1	701	702	24,9842	25,997	60,4325	16,0617
2	702	705	52,2127	16,7857	102,632	41,7719
3	702	713	24,2336	13,8189	66,6312	30,814
4	702	703	34,3533	35,7458	83,0946	22,0848
5	703	727	31,3276	10,0714	61,5794	25,0631
6	703	730	40,3893	23,0314	111,052	51,3567
7	704	714	10,4425	3,35714	20,5265	8,35438
8	704	720	53,8523	30,7086	148,069	68,4756
9	705	742	41,7701	13,4286	82,1058	33,4175
10	705	712	31,3276	10,0714	61,5794	25,0631
11	706	725	36,5489	11,75	71,8426	29,2403
12	707	724	99,2041	31,8928	195,001	79,3666
13	707	722	15,6638	5,03571	30,7897	12,5316
14	708	733	21,5409	12,2834	59,2277	27,3902
15	708	732	41,7701	13,4286	82,1058	33,4175
16	709	731	40,3893	23,0314	111,052	51,3567
17	709	708	21,5409	12,2834	59,2277	27,3902
18	710	735	26,1063	8,39285	51,3161	20,8859
19	710	736	167,081	53,7142	328,423	133,67
20	711	741	26,9262	15,3543	74,0346	34,2378
21	711	740	26,1063	8,39285	51,3161	20,8859
22	713	704	35,004	19,9606	96,245	44,5091
23	714	718	67,8765	21,8214	133,422	54,3035
24	720	707	120,089	38,6071	236,054	96,0754
25	720	706	40,3893	23,0314	111,052	51,3567
26	727	744	18,8483	10,748	51,8242	23,9665
27	730	709	13,4631	7,67714	37,0173	17,1189
28	733	734	37,6966	21,496	103,648	47,9329
29	734	737	43,0819	24,5669	118,455	54,7805
30	734	710	67,8765	21,8214	133,422	54,3035
31	737	738	26,9262	15,3543	74,0346	34,2378
32	738	711	26,9262	15,3543	74,0346	34,2378
33	744	728	26,1063	8,39285	51,3161	20,8859
34	744	729	36,5489	11,75	71,8426	29,2403
35	799	701	34,5462	35,4789	60,1403	17,9448

4.2.2.2 Dados do transformador

O modelo de rede de distribuição descrito em [36] apresenta 3 transformadores com as seguintes funções: transformador de potência com ligação em delta/delta conectado à barra 799, transformador regulador de tensão em delta aberto conectado à saída do transformador de potência e à barra 701, e transformador de potência ligado à barra 709, com saída em baixa tensão (dados apresentados no Anexo I).

O transformador ligado à barra 709 foi desconsiderado, pois todos os testes realizados foram feitos na rede de média tensão (4,8kV). O transformador regulador de tensão também foi desconsiderado com o intuito de verificar as melhoras no perfil de tensão apresentados por Barker e Mello [2] apenas com a inserção de GD no sistema.

O transformador de potência ligado à barra 799 foi ajustado para um modelo de ligação estrela/estrela aterrado, equivalente ao modelo delta/delta apresentado em [36]. O ajuste foi dado como solução para o fato do modelo de rede original não apresentar referência elétrica (ponto de contato ao referencial de terra). Os dados utilizados para o transformador estão descritos na Tabela 6:

Tabela 6 – Dados do transformador ligado à barra 799

Transformador de potência	
R (%)	26,667
X (%)	106,667

4.2.2.3 Dados das cargas

As cargas apresentadas em [36] são descritas em modelo de impedância, corrente e potência constante ligadas em delta. Nesse caso, foram feitas alterações das cargas em delta para ligação em estrela, com intuito de ajustar os valores a entrada de dados do simulador SIMULIGHT.

Os dados das cargas ajustadas para a ligação estrela/estrela estão descritos na Tabela 7.

Tabela 7 – Cargas com ligação em estrela.

Barras	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
701	PQ	0,21469	0,18312	0,14	0,07	0,27531	0,06188
712	PQ	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
713	PQ	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
714	I	0,01081	-0,0009	0,01958	0,00785	0,00761	0,01106
718	Z	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454	0	0
720	PQ	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
722	I	0,00761	0,01106	0,09021	-0,0054	0,06318	0,07435
724	Z	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
725	PQ	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
727	PQ	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
728	PQ	0,042	0,021	0,042	0,021	0,042	0,021
729	I	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262	0	0
730	Z	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
731	Z	0	0	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454
732	PQ	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
733	I	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454	0	0
734	PQ	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
735	PQ	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
736	Z	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
737	I	0,09021	-0,0054	0,04979	0,07541	0	0
738	PQ	0,0809	-0,0054	0,0451	0,06737	0	0
740	PQ	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
741	I	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
742	Z	0,00515	-0,0003	0,05689	-0,0002	0,03095	0,04454
744	PQ	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262	0	0

As cargas não foram consideradas no simulador ANAFAS, pois, conforme mencionado anteriormente, este tem entrada de dados apenas para valores equilibrados.

4.3 Descrição dos casos simulados

Implementadas todas as alterações necessárias, foram estudados quatro casos diferentes de inserção de Geração Distribuída. Para cada caso, foram simulados: fluxo de potência; níveis de curto-circuito; simulação dinâmica com aplicação de falha; algoritmo

de localização de falha. Para os estudos descritos anteriormente foram simulados os seguintes casos:

- 1º. Caso: atendimento pela fonte de energia da concessionária apenas;
- 2º. Caso: atendimento pela fonte de energia da concessionária e com GD conectada à barra 737;
- 3º. Caso: atendimento pela fonte de energia da concessionária e com GD conectada às barras 737 e 720;
- 4º. Caso: atendimento pela fonte de energia da concessionária e com GD conectada às barras 737, 720 e 729.

Todas as GD's inseridas nos casos apresentam as mesmas características e os mesmos valores descritos no item 4.2.1. E todos os casos seguiram as divisões das zonas conforme os critérios apresentados no item 3.3.1.

4.3.1 Primeiro Caso

Neste caso, seguindo a estrutura apresentada anteriormente na Figura 38, foi estudado apenas o comportamento normal da rede para a situação de funcionamento de forma radial. Logo, não existem divisões de zonas e não são consideradas GD's no sistema.

4.3.2 Segundo Caso

Neste caso, tem-se a inserção da primeira GD no sistema e a rede fica com a configuração descrita na Figura 40. São realizadas as primeiras divisões em zonas, sendo a zona 1 atendida pela GD1 e a zona 2 atendida pela fonte principal.

Para este caso, as cargas são descritas na Tabela 8 para a zona 1, já a zona 2, que não possui GD, fica com o restante das cargas ligadas à rede.

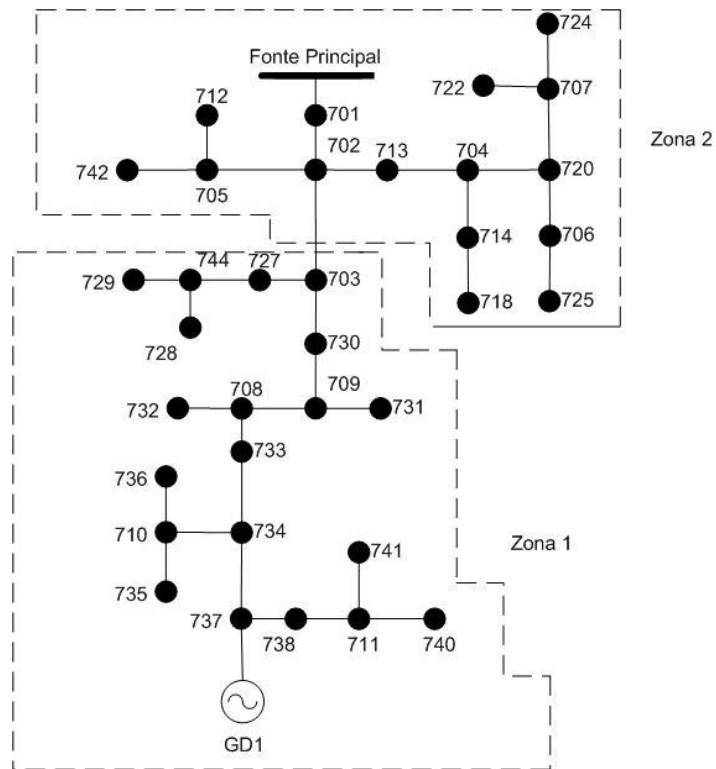


Figura 40 – Divisão de zonas caso 2

Tabela 8 – Divisão de cargas para zona 1 caso 2

Zona 1						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
727	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
728	0,042	0,021	0,042	0,021	0,042	0,021
729	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262	0	0
730	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
731	0	0	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454
732	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
733	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454	0	0
734	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
735	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
736	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
737	0,09021	-0,0054	0,04979	0,07541	0	0
738	0,0809	-0,0054	0,0451	0,06737	0	0
740	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
741	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
744	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262	0	0
Total	0,47389	0,22654	0,27883	0,24741	0,35828	0,06805
Total (MW)	1,111					
Total (Mvar)	0,542					
Total (MVA)	1,23616					

4.3.3 Terceiro Caso

Conforme Figura 41, o terceiro caso tem a inserção de duas GD's no sistema, para a barra 737 e para a barra 720. É realizada a divisão da zona 1 para GD1 (ligada à barra 737) e da zona 2 para GD2 (ligada à barra 720). A carga da zona 3 será atendida pela fonte principal.

Para este caso são apresentadas as Tabelas 9 e 10, que descrevem as cargas correspondentes às duas zonas criadas pela inserção das GD's.

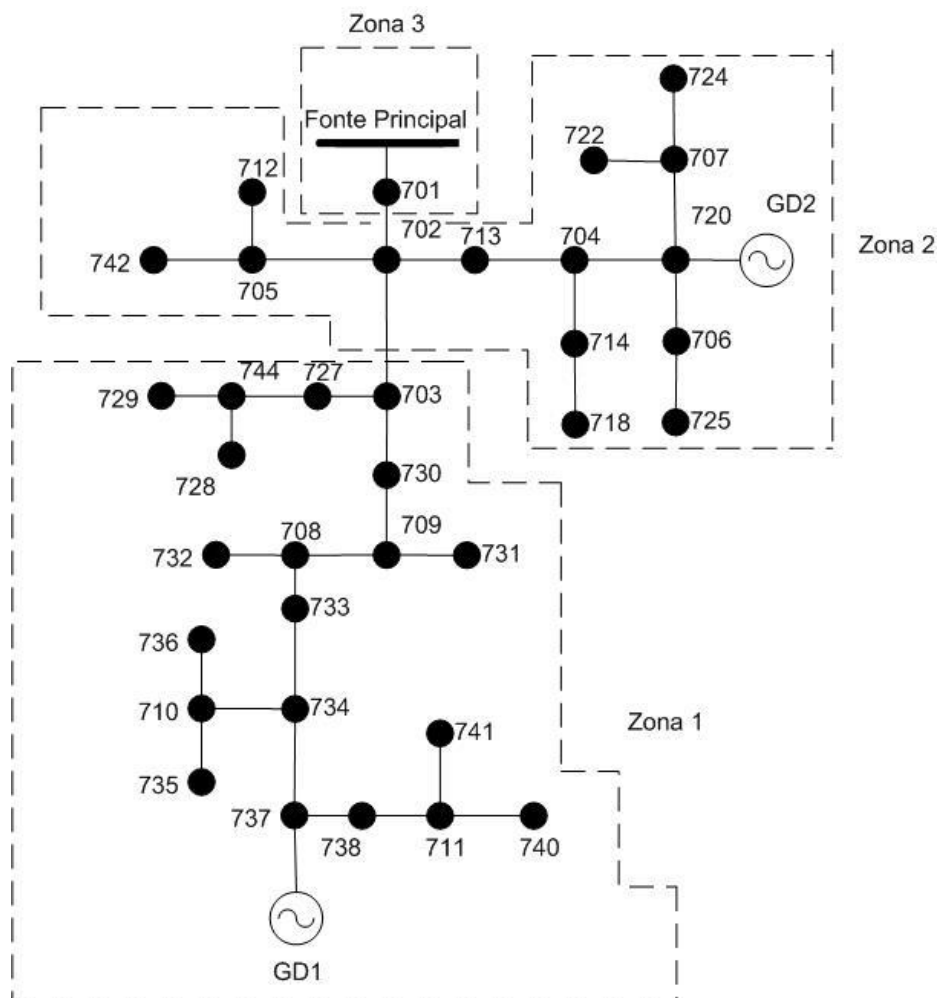


Figura 41 - Divisão de zonas caso 3

Tabela 9 – Divisão de cargas para zona 1 caso 3

Zona 1						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
727	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
728	0,042	0,021	0,042	0,021	0,042	0,021
729	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262	0	0
730	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
731	0	0	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454
732	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
733	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454	0	0
734	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
735	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
736	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
737	0,09021	-0,0054	0,04979	0,07541	0	0
738	0,0809	-0,0054	0,0451	0,06737	0	0
740	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
741	0,01494	0,02262	0	0	0,02706	-0,0016
744	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262	0	0
Total	0,47389	0,22654	0,27883	0,24741	0,35828	0,06805
Total (MW)	1,111					
Total (Mvar)	0,542					
Total (MVA)	1,23616					

Tabela 10 – Divisão de cargas para zona 2 caso 3

Zona 2						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
712	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
713	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
714	0,01081	-0,0009	0,01958	0,00785	0,00761	0,01106
718	0,05405	-0,0045	0,03095	0,04454	0	0
720	0,03095	0,04454	0	0	0,05405	-0,0045
722	0,00761	0,01106	0,09021	-0,0054	0,06318	0,07435
724	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
725	0	0	0,02706	-0,0016	0,01494	0,02262
742	0,00515	-0,0003	0,05689	-0,0002	0,03095	0,04454
Total	0,17048	0,13892	0,25175	0,04349	0,29376	0,16159
Total (MW)	0,716					
Total (Mvar)	0,344					
Total (MVA)	0,79435					

4.3.4 Quarto caso

Neste caso, é feita a inserção de uma terceira GD conforme a Figura 42, localizada na barra 729. As GD's do caso 3 permanecem nas suas barras (737 e 720). Contudo, novas divisões em zonas são criadas, sendo possível observar a zonas sem GD (zonas 4).

Para este caso são apresentadas as Tabelas 11, 12 e 13, que descrevem as cargas correspondentes às duas zonas criadas pela inserção das GD's.

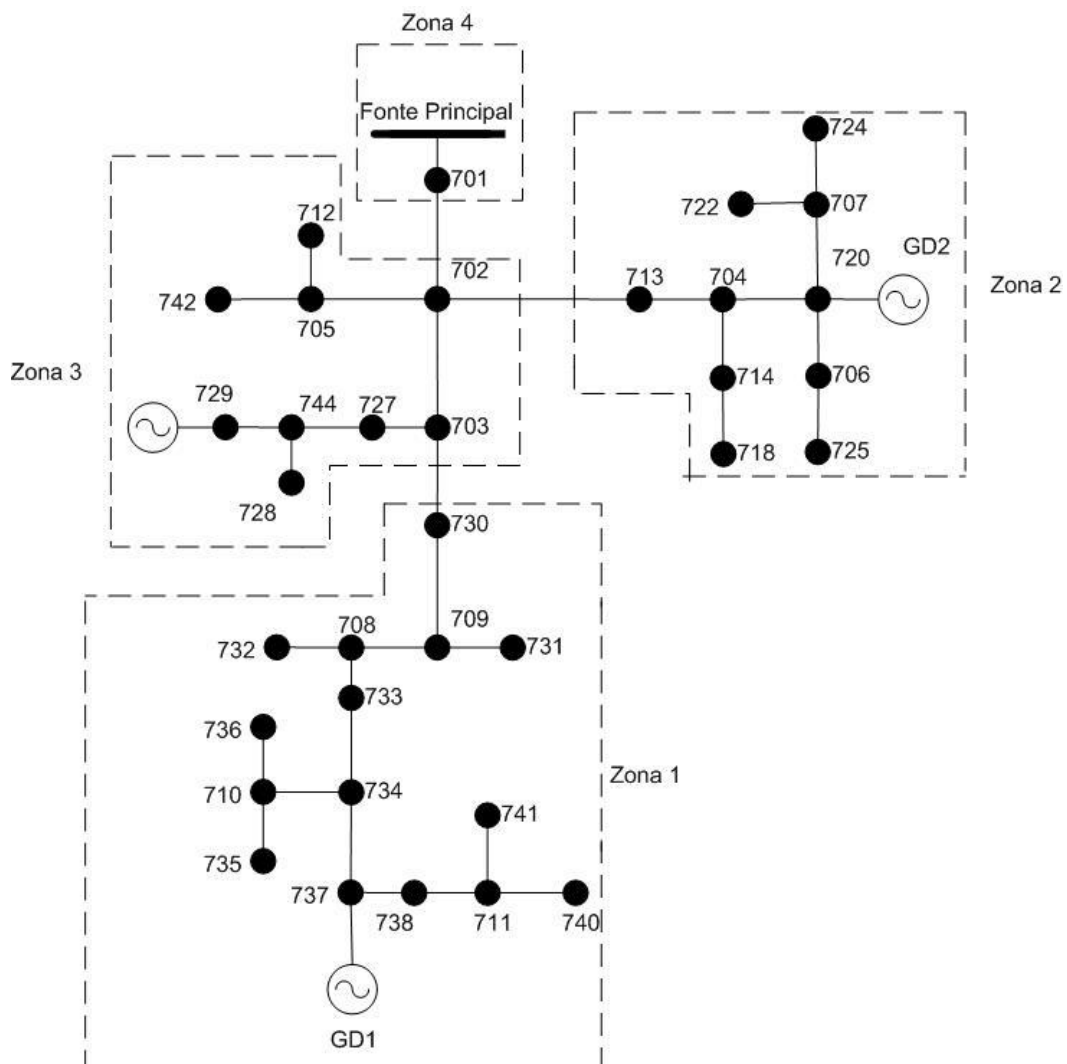


Figura 42 - Divisão de zonas caso 4

Tabela 11 – Divisão de cargas para zona 1 caso 4

Zona 1							
Barra	Fase A		Fase B		Fase C		
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	
730	0,0310	0,0445	0	0	0,0540	-0,0045	
731	0,0000	0,0000	0,0540	-0,0045	0,0310	0,0445	
732	0,0149	0,0226	0	0	0,0271	-0,0016	
733	0,0540	-0,0045	0,0310	0,0445	0	0	
734	0,0149	0,0226	0	0	0,0271	-0,0016	
735	0,0310	0,0445	0	0	0,0540	-0,0045	
736	0	0	0,0271	-0,0016	0,0149	0,0226	
737	0,0902	-0,0054	0,0498	0,0754	0	0	
738	0,0809	-0,0054	0,0451	0,0674	0	0	
740	0,0310	0,0445	0	0	0,0540	-0,0045	
741	0,0149	0,0226	0	0	0,0271	-0,0016	
Total	0,3628	0,1862	0,2070	0,1812	0,2892	0,0487	
Total (MW)						0,8590	
Total (Mvar)						0,4160	
Total (MVA)						0,95443	

Tabela 12 – Divisão de cargas para zona 2 caso 4

Zona 2							
Barra	Fase A		Fase B		Fase C		
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	
713	0,0310	0,0445	0	0	0,0540	-0,0045	
714	0,0108	-0,0009	0,0196	0,0078	0,0076	0,0111	
718	0,0540	-0,0045	0,0310	0,0445	0	0	
720	0,0310	0,0445	0	0	0,0540	-0,0045	
722	0,0076	0,0111	0,0902	-0,0054	0,0632	0,0744	
724	0	0	0,0271	-0,0016	0,0149	0,0226	
725	0	0	0,0271	-0,0016	0,0149	0,0226	
Total	0,1344	0,0947	0,1949	0,0437	0,2088	0,1216	
Total (MW)						0,5380	
Total (Mvar)						0,2600	
Total (MVA)						0,59753	

Tabela 13 – Divisão de cargas para zona 3 caso 4

Zona 3						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
712	0,0310	0,0445	0	0	0,0540	-0,0045
727	0,0149	0,0226	0	0	0,0271	-0,0016
728	0,0420	0,0210	0,0420	0,0210	0,0420	0,0210
729	0,0271	-0,0016	0,0149	0,0226	0	0
742	0,0052	-0,0003	0,0569	-0,0002	0,0310	0,0445
744	0,0271	-0,0016	0,0149	0,0226	0	0
Total	0,1472	0,0846	0,1288	0,0660	0,1541	0,0594
Total (MW)	0,4300					
Total (Mvar)	0,2100					
Total (MVA)	0,47854					

4.4 Apresentação dos dados e análise dos casos simulados

Todos os casos foram simulados com o intuito de analisar os problemas apresentados nas referências [1, 2], assim como constatar os benefícios da inserção de Geração Distribuída descritos por Barker e Mello [2]. Foram simulados os níveis de curto-circuito (simulador ANAFAS), o fluxo de potência (simulador SIMULIGHT) e o algoritmo de detecção de falha (programa Matlab).

4.4.1 Níveis de curto-circuito

Para o estudo dos níveis de curto-circuito no simulador ANAFAS foram utilizadas as seguintes considerações:

- O estudo foi realizado considerando a reatância subtransitória nas máquinas geradoras;
- Foram realizados estudos das correntes de contribuição das fontes conectadas a rede para ocorrência de curto-circuito em cada barramento;
- Os tipos de curtos-circuitos estudados foram: trifásico, bifásico com terra e monofásico;

- Os valores utilizados para construção da tabela de níveis de curto-circuito utilizada no algoritmo de proteção foram os módulos dos fasores de corrente de falha calculados no ANAFAS;
- Os valores são apresentados em pu para posterior comparação no algoritmo de localização de falha.

Os dados de todos os níveis de curto-circuito calculados, utilizados no algoritmo de detecção de falha, encontram-se no Anexo II.

4.4.1.1 Níveis de curto-circuito para o caso radial e comparação com inserção de um GD

O caso de simulação radial foi descrito no item 4.3.1. A barra infinita é utilizada para representar todo o sistema de geração e transmissão conectado a montante da barra 799.

Na Figura 43, observam-se, para um curto-circuito trifásico no caso radial, os níveis decrescendo ao longo da rede à medida que se afastam da fonte principal.

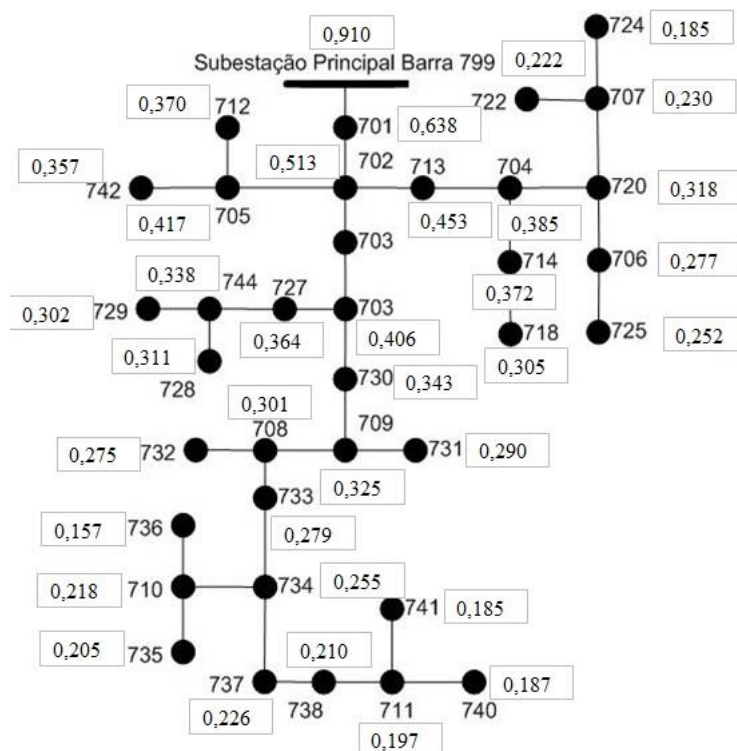


Figura 43 – Níveis de curto-circuito trifásico para o caso radial em pu

Nessa modelagem, podem ocorrer as configurações da proteção tradicional, com ajustes de relé, religadores e fusíveis, possibilitando coordenação entre eles, sendo necessário apenas verificar os tipos de fusíveis e/ou ajustes de relés para as diferentes barras, conforme planejamento e a necessidade da concessionária local.

Na Figura 44 são apresentados os níveis de curto-circuito na rede quando é inserida uma GD na barra 737, é possível observar que o sistema perde sua característica radial. Observa-se também que os níveis de curto-circuito aumentaram, se comparados ao caso anterior.

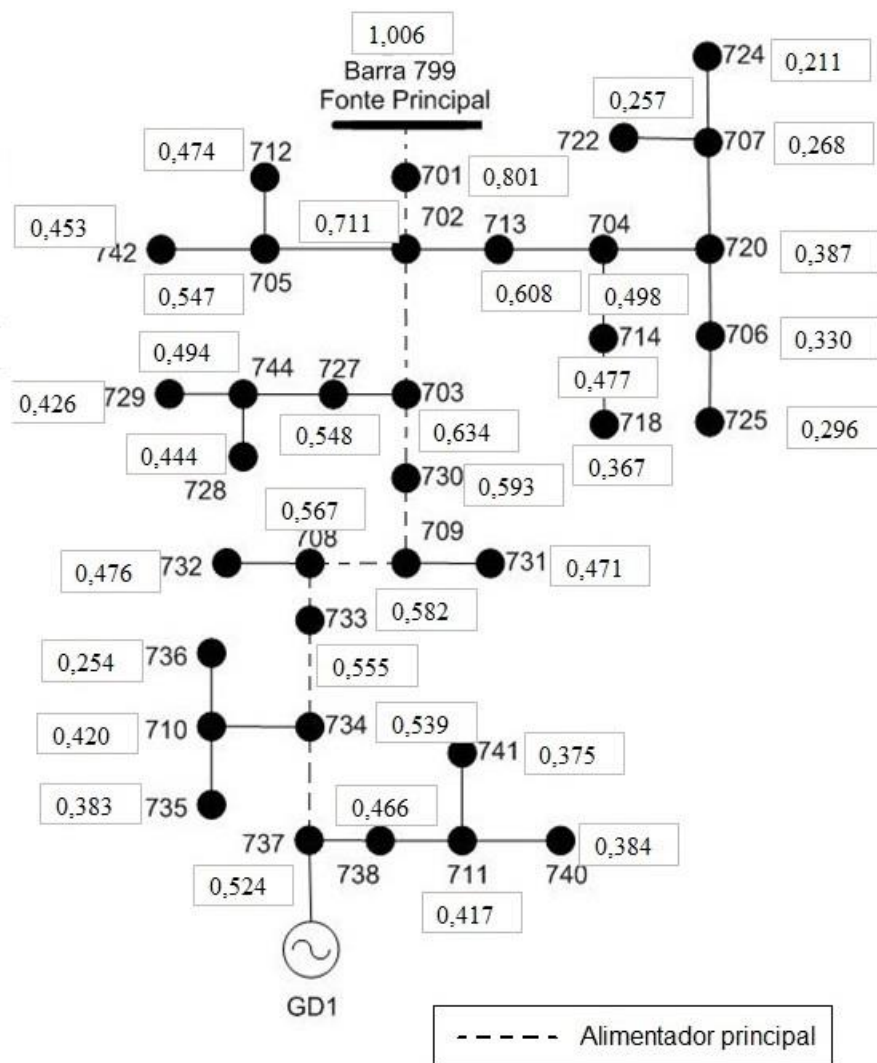


Figura 44 – Níveis de curto-circuito trifásico para o caso com uma GD

Para esse caso, é considerada a contribuição das duas fontes no ponto de falha, porém, essas correntes de contribuição vêm de fontes em localizações extremas na rede (Fonte Principal barra 799 e GD1 barra 737). Nos ramos que derivam do alimentador

principal da rede, a passagem da corrente representa o somatório de ambas nesses ramos. Contudo, no alimentador principal, que vai da barra 799 até a barra 737, as correntes fluem em sentidos contrários.

Observa-se, na Figura 45, a contribuição das fontes para as correntes de curto-circuito para cada barramento no alimentador principal da rede. O problema de coordenação da proteção pode ser observado, por exemplo, com a dificuldade de dimensionar um fusível que, instalado na barra 737, faça a devida coordenação com os demais.

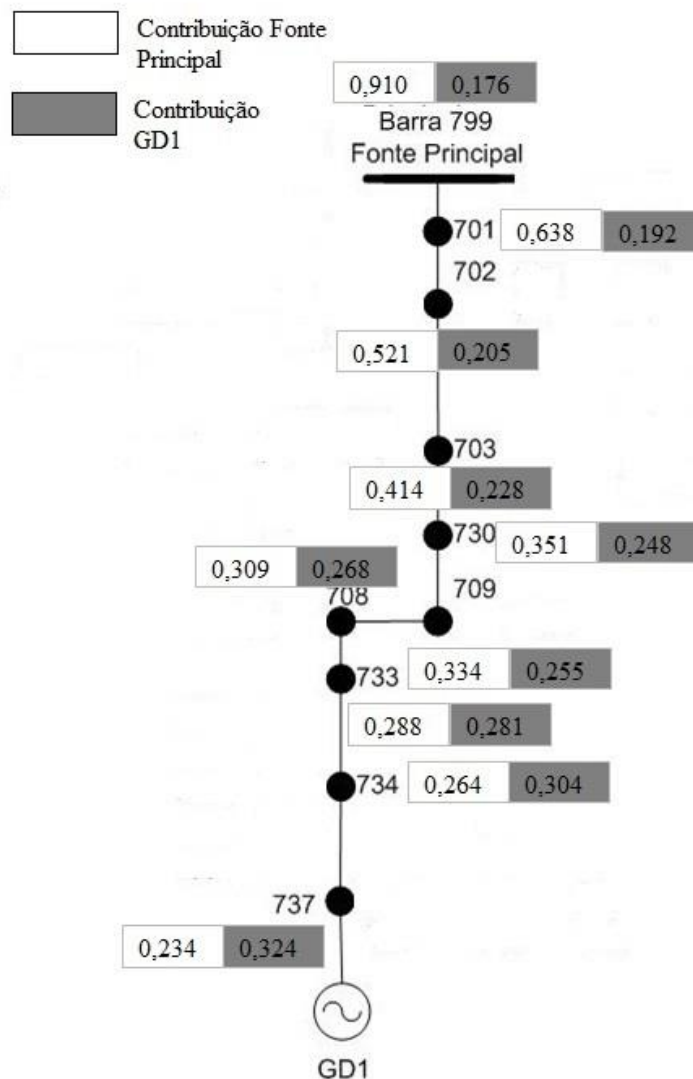


Figura 45 – Contribuição de curto-circuito trifásico de cada fonte para o caso com uma GD

Para um curto-circuito na barra 730, a corrente fornecida pela fonte principal equivale a 0,351 pu, logo um fusível localizado a montante desta barra (considerando o sentido da fonte principal para barra 737) é sensibilizado por este valor de corrente, já um

fusível localizado a jusante desta barra é sensibilizado por uma corrente de 0.248 pu fornecida pela GD1. Como foram ajustados para o sentido radial (da fonte principal para a barra 737), os fusíveis atuam sem coordenação desligando pontos a jusante da rede que não apresentam falha.

À medida que são inseridas as demais GD's no sistema, esse problema acontece não só no alimentador principal como também nos demais ramos da rede, tornando a proteção tradicional em redes de distribuição impraticável e criando, assim, a necessidade de um sistema alternativo de proteção.

4.4.2 Fluxo de potência

O fluxo de potência foi calculado no simulador SIMULIGHT com os dados apresentados no item 4.2. Para cada caso, foi rodado um fluxo de potência, sendo esses dados utilizados para gerar as correntes de carga que cada gerador entrega ao sistema. Foram adotados os seguintes critérios:

- Foram considerados os modelos de impedância, corrente e potência constante apresentados em 4.2.2.3;
- Os dados utilizados nos geradores foram os apresentados no item 4.2.1;
- O gerador barra infinita, localizado na barra 799, foi modelado como barra de controle de tensão e ângulo;
- As GD's inseridas nos casos estudados foram modeladas como potência constante, sendo seus ajustes feitos para a carga de suas zonas, conforme apresentado nas tabelas do item 4.3.

Os dados de todos os fluxos gerados, utilizados no algoritmo de detecção de falha, encontram-se no Anexo II.

4.4.2.1 Ganhos no uso da Geração Distribuída

Conforme descrito por Barker e Mello [2], alguns ganhos são percebidos com a inserção de GD. Entre as vantagens, se tem a melhora no perfil de tensão das barras e a redução nas perdas na rede.

A Figura 46 apresenta os valores das perdas nas linhas. É possível perceber a queda considerável nos valores de potência ativa e reativa com a inserção de até 2 GD's. Os valores são reduzidos em torno de 50% em relação ao valor anterior para a potência ativa e, para a potência reativa, aplica-se uma queda maior. Porém, na inserção da 3ª GD, o valor das perdas em potência ativa apresenta uma redução em torno de 29%, enquanto a energia reativa tem uma redução de 20% aproximadamente em relação à situação com 2 GD's conectadas ao sistema. Isso ocorre, pois, a localização da 3ª GD na rede (conectada na barra 729) promove um fluxo de potência em determinados trechos da rede que não proporciona grande redução nas perdas.

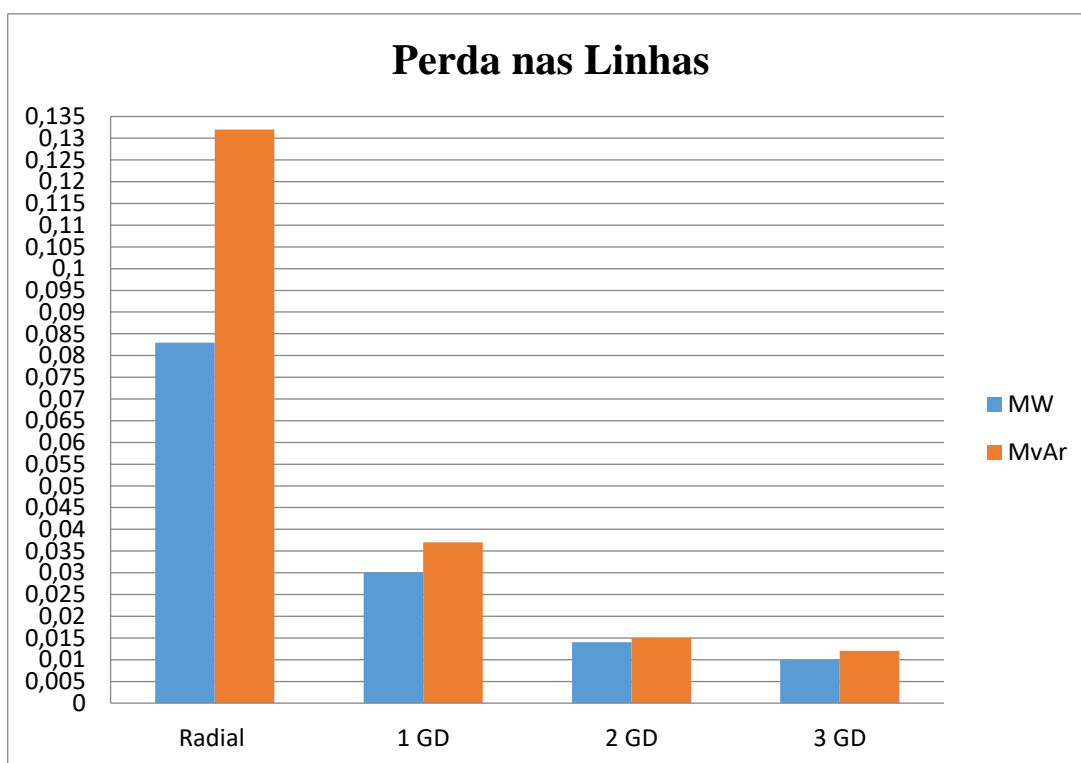


Figura 46 – Perdas nas linhas

Outra observação importante é a melhora nos níveis de tensão na rede. Conforme Barker e Mello [2], esses valores melhoram com o aumento de GD na rede. A Tabela 14 apresenta os módulos de tensão obtidos no caso radial e, para os demais casos com GD, nota-se que os valores melhoram com a inserção das fontes em relação ao caso Radial. Contudo, na inserção da 3ª fonte, o valor decresce em relação ao valor anterior com 2 para algumas barras.

Tabela 14 – Módulo da tensão para caso radial e com inserção de GD

Barras	Radial (pu)	1 GD (pu)	2 GD (pu)	3 GD (pu)
701	0,967032	0,986814	0,989999	0,990156
702	0,960017	0,984694	0,98949	0,989721
703	0,954116	0,9855	0,989031	0,990362
704	0,956305	0,980988	0,990992	0,989714
705	0,958934	0,983611	0,988408	0,98864
706	0,953745	0,978446	0,993192	0,990539
707	0,951143	0,975818	0,990555	0,987902
708	0,946333	0,987642	0,991164	0,990571
709	0,948268	0,98673	0,990254	0,99021
710	0,940708	0,989852	0,993372	0,991266
711	0,938165	0,993002	0,996518	0,99331
712	0,958617	0,983303	0,988101	0,988334
713	0,958336	0,98302	0,989948	0,989562
714	0,956162	0,980843	0,990846	0,989568
718	0,95553	0,980194	0,99019	0,988913
720	0,953972	0,978668	0,99341	0,990759
722	0,950848	0,975523	0,99026	0,987606
724	0,950673	0,975337	0,990066	0,987414
725	0,953561	0,978265	0,993014	0,990361
727	0,953191	0,984745	0,988135	0,990938
728	0,952298	0,984171	0,987271	0,991057
729	0,952514	0,984544	0,987473	0,992973
730	0,949619	0,986308	0,989833	0,990133
731	0,947842	0,986287	0,989809	0,989765
732	0,946116	0,987436	0,990958	0,990365
733	0,944524	0,988674	0,992194	0,991051
734	0,941741	0,990862	0,99438	0,992274
735	0,940431	0,989591	0,993112	0,991006
736	0,939931	0,989035	0,992552	0,990449
737	0,939551	0,99432	0,997833	0,994627
738	0,938639	0,993456	0,99697	0,993763
740	0,937886	0,992741	0,996258	0,99305
741	0,938013	0,992851	0,996367	0,993159
742	0,958491	0,983156	0,98795	0,988182
744	0,952687	0,984547	0,987646	0,991431

Na Figura 47 foi construído um gráfico do valor percentual médio de melhora das tensões nas barras, usando como referência o caso radial, deixando claras, assim, as melhoras com inserção de Geração Distribuída na rede.

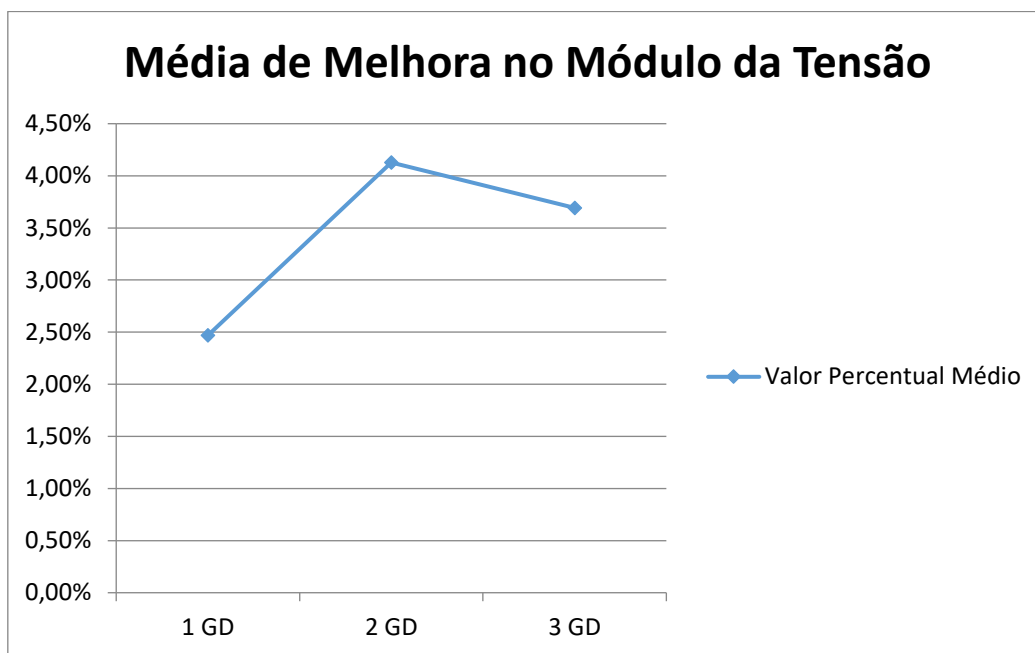


Figura 47 – Valor percentual médio do módulo de tensão das barras em relação ao caso radial

Logo, é possível concluir que a melhora existe, mas não está associada somente ao número de GD's no sistema, além disso, deve ser considerada sua localização e a potência fornecida pelas GD's, visto que, o fluxo de potência resultante define os impactos positivos apresentados. Vale salientar que, as simulações foram realizadas com um modelo específico de gerador (gerador síncrono), sendo, portanto, a análise limitada a constatação dos benefícios referentes a este modelo.

4.4.3 Análise dinâmica e algoritmo de detecção de falha

4.4.3.1 Análise dinâmica

Para a análise dinâmica no simulador SIMULIGHT, foram estudados os casos com os dados das linhas desequilibrados. Os casos foram simulados com os seguintes critérios:

- Foram aplicados curtos-circuitos trifásicos, monofásicos e bifásicos para terra em todas as barras do sistema (exceto a barra 799);
- O tempo total de simulação foi de 1s, com aplicação da falha em 0,5s e remoção em 0,6s, com passo de simulação de 0,005s;
- Para a rede desequilibrada, foram simuladas falhas para o caso radial e com a inserção de 1 GD,;
- Foram simuladas as falhas para todos os casos apresentados no item 4.3, sendo consideradas as falhas bifásicas AB, BC e CA e monofásicas A, B e C;
- Todas as cargas, durante a simulação dinâmica, foram consideradas como impedância constante.

Nas Figura 48 e Figura 49, a seguir, é possível comparar a diferença entre o caso radial e o caso de inserção de 1 GD (barra 737) para o mesmo tipo e local de curto-circuito.

O curto-circuito monofásico foi aplicado na barra 703. Percebe-se a dificuldade, com a proteção tradicional, de coordenação da proteção, pois, para 2 fontes no sistema, os equipamentos de proteção a montante da barra são sensibilizados por uma corrente de curto-circuito menor do que a do caso original (radial), levando um tempo maior de atuação.

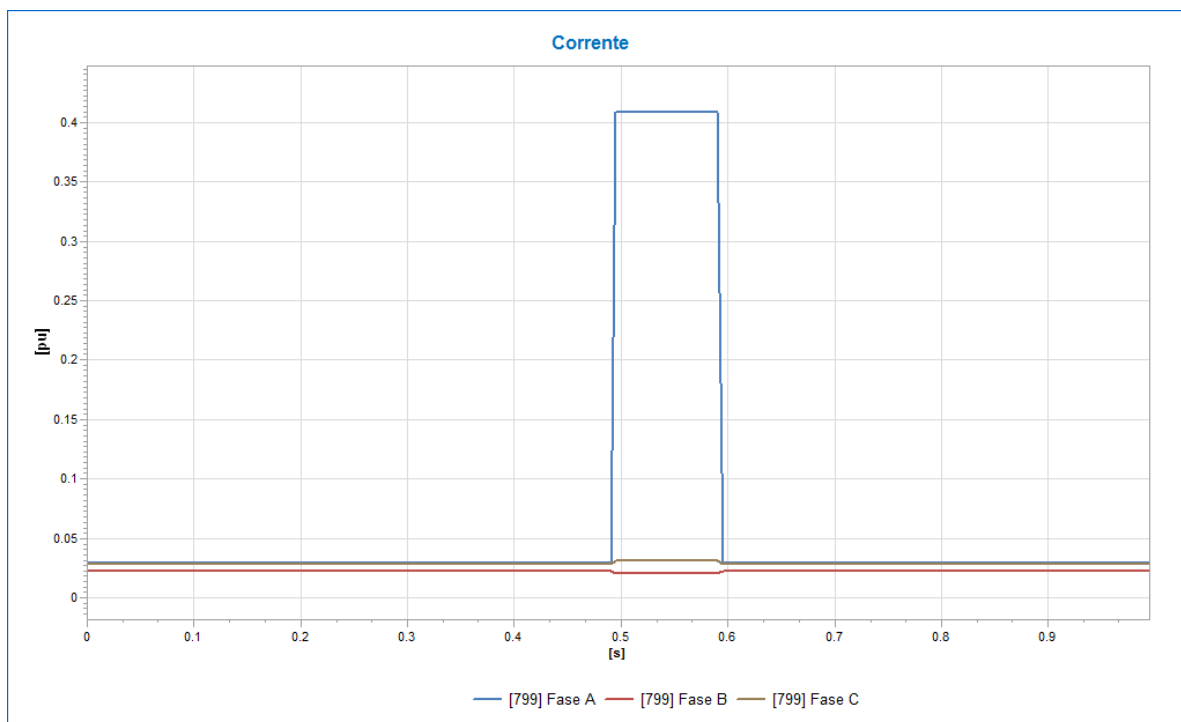


Figura 48 – Curto-circuito monofásico fase A aplicado na barra 703 para o caso radial

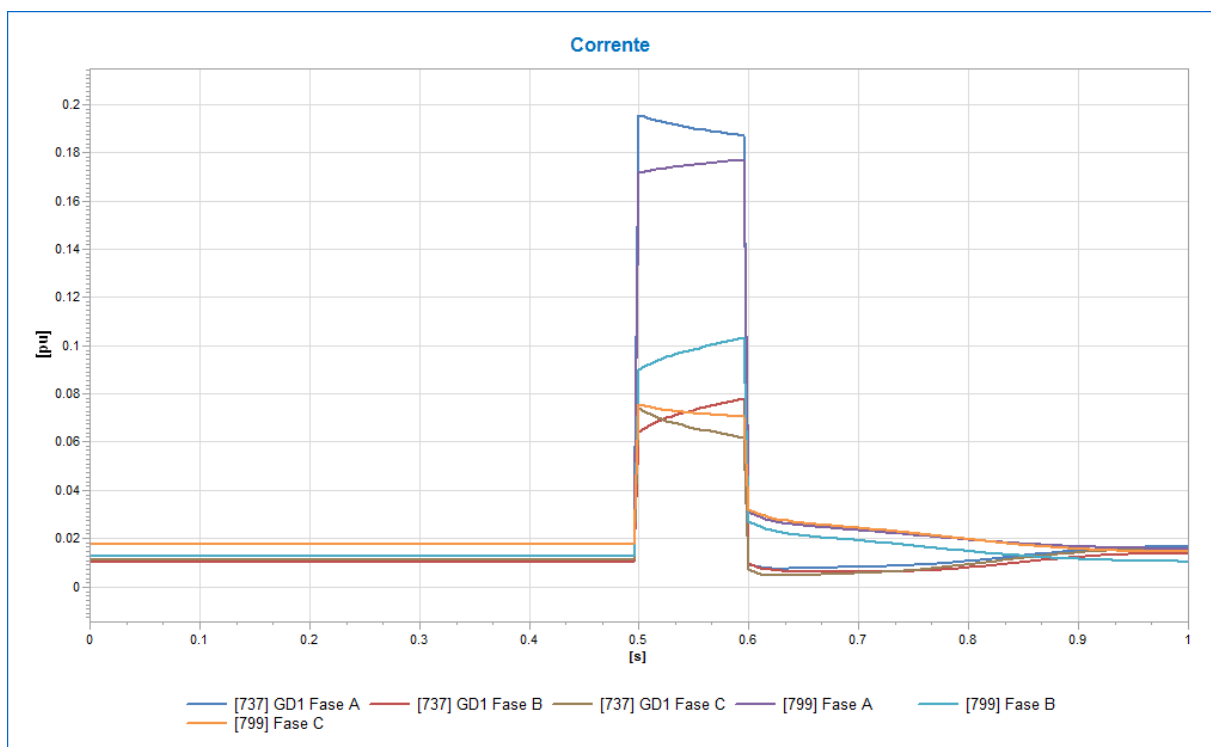


Figura 49 - Curto-circuito monofásico fase A aplicado na barra 703 para o caso com inserção de 1 GD na barra 737

A jusante, as proteções que atuam em menor tempo para correntes menores são sensibilizadas com uma corrente de fluxo contrário maior. Com isso, aplica-se uma atuação no final do alimentador principal para uma falha no início deste, retirando toda a seletividade da proteção tradicional.

Todos os casos simulados nesta etapa foram utilizados posteriormente no algoritmo de localização de falha descrito no item 4.4.3.2.

4.4.3.2 Algoritmo de localização de falha

Para a realização do método de localização de falha, foram utilizados os passos 1, 2 e 3 descritos no item 3.3.3. Esses procedimentos são baseados no algoritmo de proteção adaptativa descrito por Brahma e Girgis [4]. O algoritmo foi simulado no software Matlab e se encontra no Anexo III.

Os dados obtidos dos simuladores ANAFAS e SIMULIGHT (níveis de curto-circuito, fluxo de potência e análise dinâmica) foram utilizados em cada passo conforme descrições a seguir.

Como se pode ver na Figura 50, o primeiro passo do algoritmo de localização de falha é executado utilizando os dados dinâmicos e do fluxo de potência, obtidos nas simulações anteriores.

O valor da simulação dinâmica para cada passo de integração da corrente dos geradores é somado e comparado ao valor da corrente de carga total obtida no fluxo de potência. Caso esse valor supere o valor de carga, considera-se que, naquele instante, ocorreu uma falha no sistema e, assim, o algoritmo de simulação entra no segundo passo.

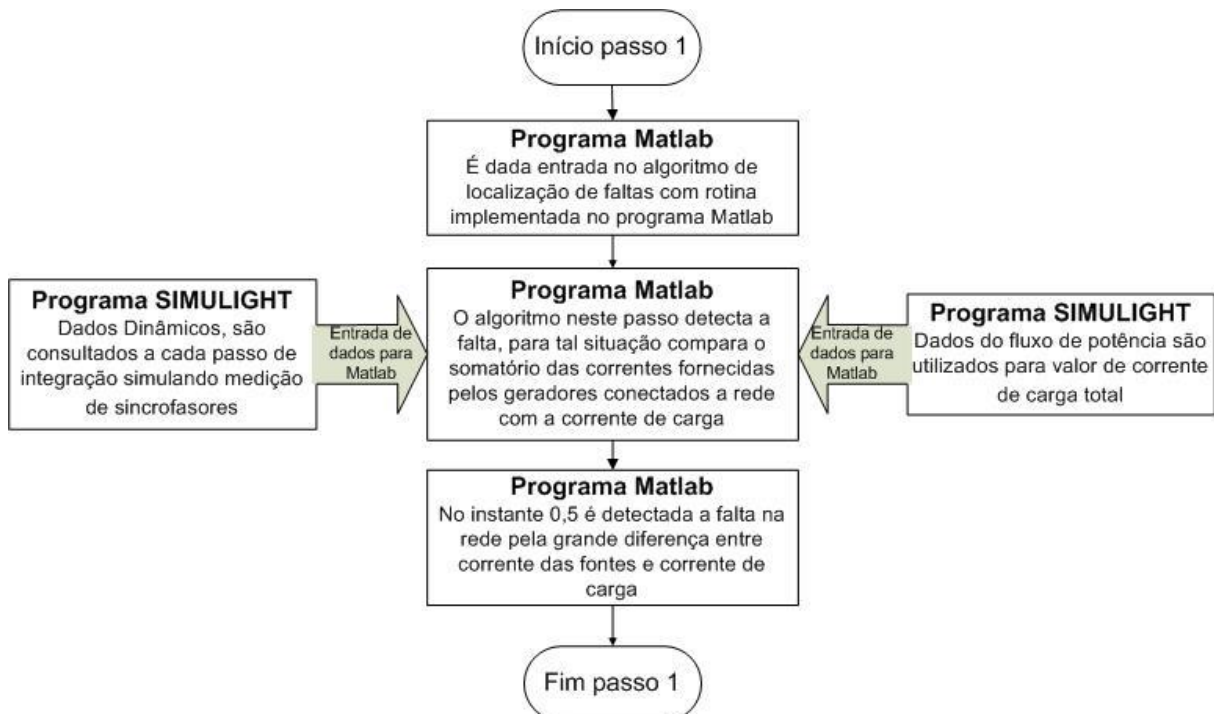


Figura 50 – Passo 1 com utilização dos dados do simulador SIMULIGHT

O segundo passo, descrito na Figura 51, realiza o processo de identificação do tipo de falha pela variação do somatório das correntes das fontes em relação à corrente de carga.

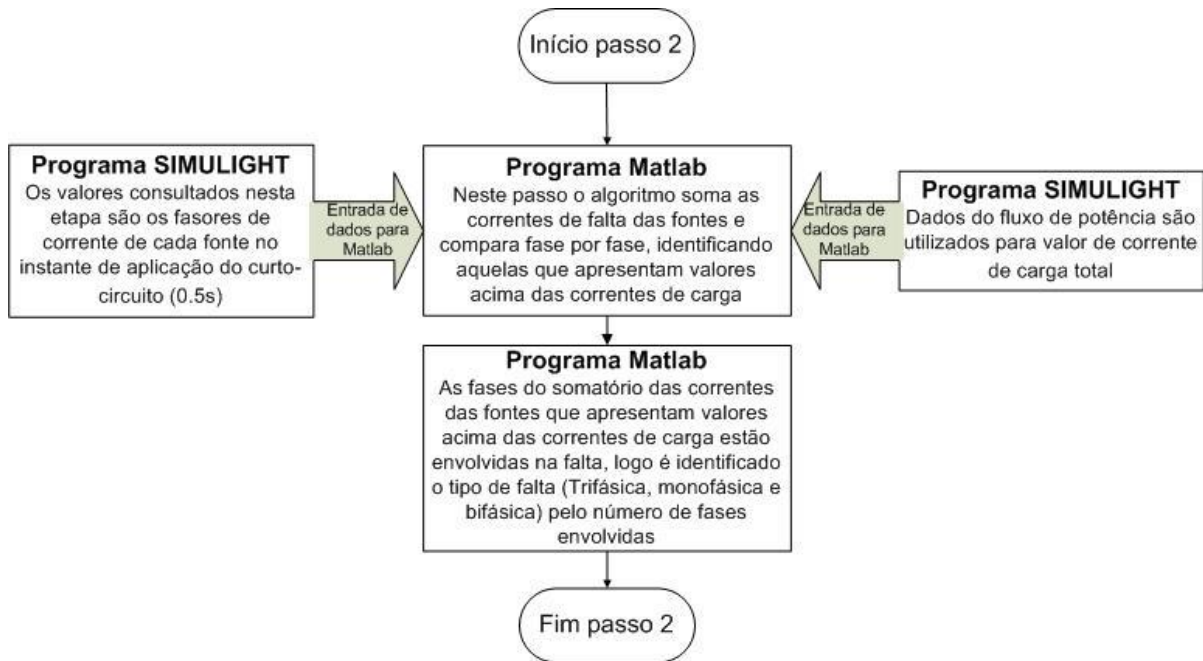


Figura 51 - Passo 2 com utilização dos dados do simulador SIMULIGHT

Identificados a falha e o tipo, o algoritmo, no passo 3 demonstrado na Figura 52, tenta localizar a falha na rede.

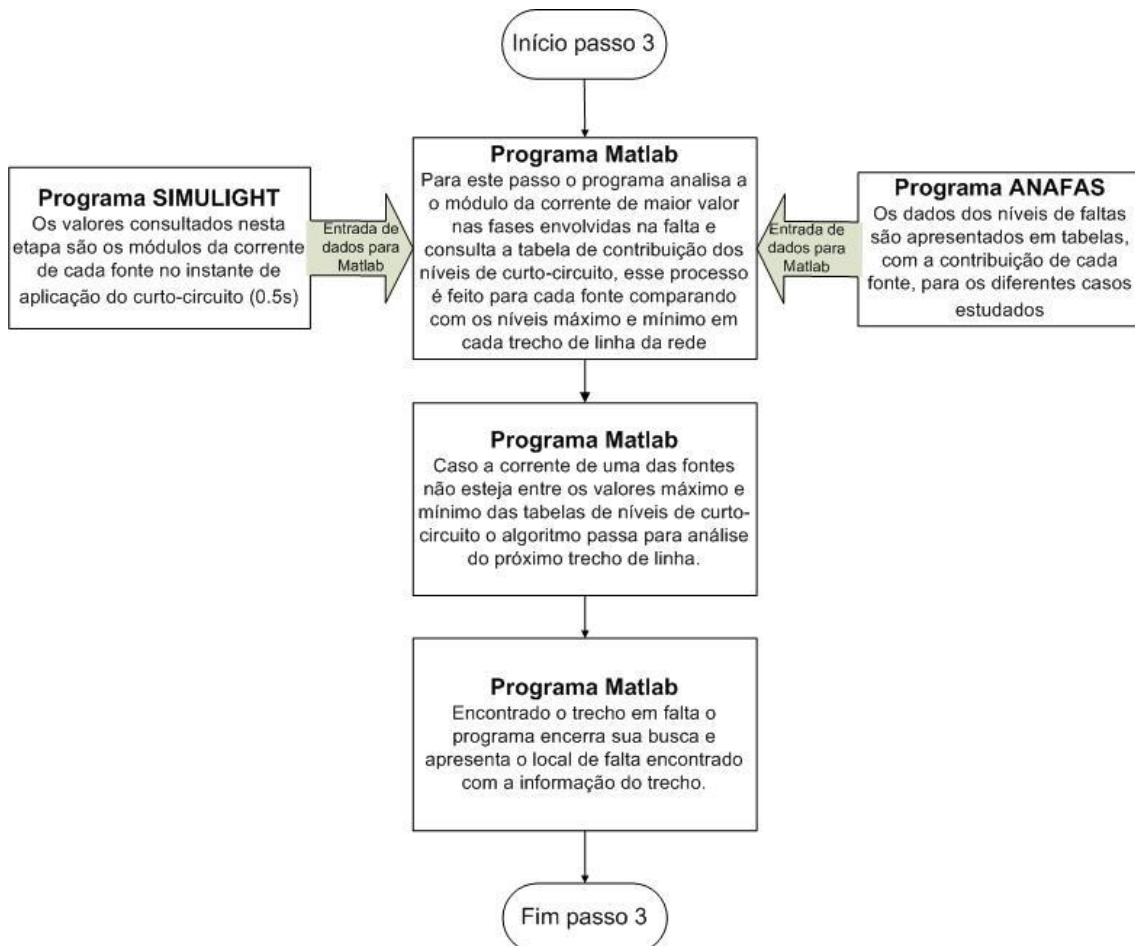


Figura 52 - Passo 3 com utilização dos dados dos simuladores SIMULIGHT e ANAFAS

Esse procedimento é realizado para cada trecho de linha da rede, conforme descrito em 3.3.5.3, consultando os níveis de contribuição da corrente de falha para cada gerador conectado à rede, bastando que apenas um valor não seja identificado para que o algoritmo pule para o próximo trecho.

Os valores de corrente pré-falta da simulação dinâmica, antes da identificação do curto-circuito, foram armazenados para que fossem subtraídos dos valores das correntes de falha antes do processo de identificação do local de falha. Essa medida foi tomada porque os níveis de curto-circuito estudados no simulador ANAFAS não foram calculados com valores pré-falta, conforme descrito no item 4.2.2.3.

A organização dos trechos foi feita conforme a Tabela 16, portanto, a sequência de verificação do local de falha segue esta ordem.

Tabela 15 – Sequência dos trechos analisados no passo 3

Trechos	De barra	Para barra	Trechos	De barra	Para barra
1	1	701	19	744	728
2	701	702	20	744	729
3	702	713	21	703	730
4	713	704	22	730	709
5	704	720	23	709	731
6	704	714	24	709	708
7	714	718	25	708	732
8	720	706	26	708	733
9	706	725	27	733	734
10	720	707	28	734	710
11	707	724	29	710	736
12	707	722	30	710	735
13	702	705	31	734	737
14	705	742	32	737	738
15	705	712	33	738	711
16	702	703	34	711	741
17	703	727	35	711	740
18	727	744			

Através dos passos descritos, foi possível executar o algoritmo de localização de falha obtendo os valores descritos na Tabela 16, esses valores são referentes ao percentual de acerto da identificação das zonas com ocorrência de curto-circuito.

Tabela 16 – Resultado de localização de falha para rede desequilibrada

Tipos de Curtos-circuitos	Percentuais de acerto		
	Caso 1 GD	Caso 2 GD's	Caso 3 GD's
Trifásico	97%	100%	100%
Bifásico	86%	92%	95%
Monofásico	79%	94%	100%

O algoritmo melhorou sua detecção de falha à medida que foram conectadas GD's no sistema. Ao inserir duas GD's no sistema já é possível obter 100% de acerto na localização da falha. Para o caso em que 3 GD's são conectadas ao sistema aplica-se um acerto de 100% para os curtos-circuitos trifásicos e monofásicos. Contudo, como os cálculos dos níveis de curto-circuito foram realizados com rede equilibrada e para simulação do caso dinâmico aplica-se a rede desequilibrada, foi necessário um ajuste para os valores de máximo e mínimo, descritos no item 4.4.1 e conforme Tabela 17. Esses ajustes foram determinados através do cálculo do desvio médio entre as medidas obtidas nas simulações de níveis de curto-circuito e caso dinâmico.

Tabela 17 – Ajuste de máximo e mínimo para algoritmo de proteção

Tabela de Ajustes		
Tipos de Curtos-circuitos	Adicional ao Máximo (pu)	Redução do Mínimo (pu)
Trifásico	0,1	0,1
Bifásico	0,8	0,2
Monofásico	0,1	0,15

A localização para o caso bifásico apresentou 95% de acerto, sendo os erros encontrados descritos na Tabela 18.

Tabela 18 – Localização errada para falha bifásica para o caso com 3 GD's

Barra com aplicação de curto-circuito	Fases Envolvidas	Zona localizada	Trecho Localizado	Zona correta	Trecho correto
705	AB	2	7	3	13
705	AC	2	7	3	13
709	AB	3	21	1	22
709	AC	3	21	1	22
709	BC	3	21	1	22

Os casos apresentados na Tabela 18 ocorrem, pois, os valores de máximo e mínimo referentes aos níveis de curto-circuito calculados no algoritmo *off-line* são próximos. Porém, basta que o relé direcional não identifique a corrente para zona localizada que o algoritmo retoma o processo de identificação do local de falha.

A Figura 53 apresenta os valores dos níveis de curto-circuito estático e dinâmico calculados no ANAFAS e SIMULIGHT, para o caso radial. É possível observar uma variação entre os valores apresentado, contudo os valores atenderiam a necessidade do dimensionamento para a filosofia de proteção tradicional.

Na Figura 54 são apresentados valores similares aos da Figura 53, porém o caso com inserção de 1 GD. Observa-se o fato descrito anteriormente sobre o desvio encontrado para o equilibrado (simulado no ANAFAS) e desequilibrado (simulado no SIMULIGHT).

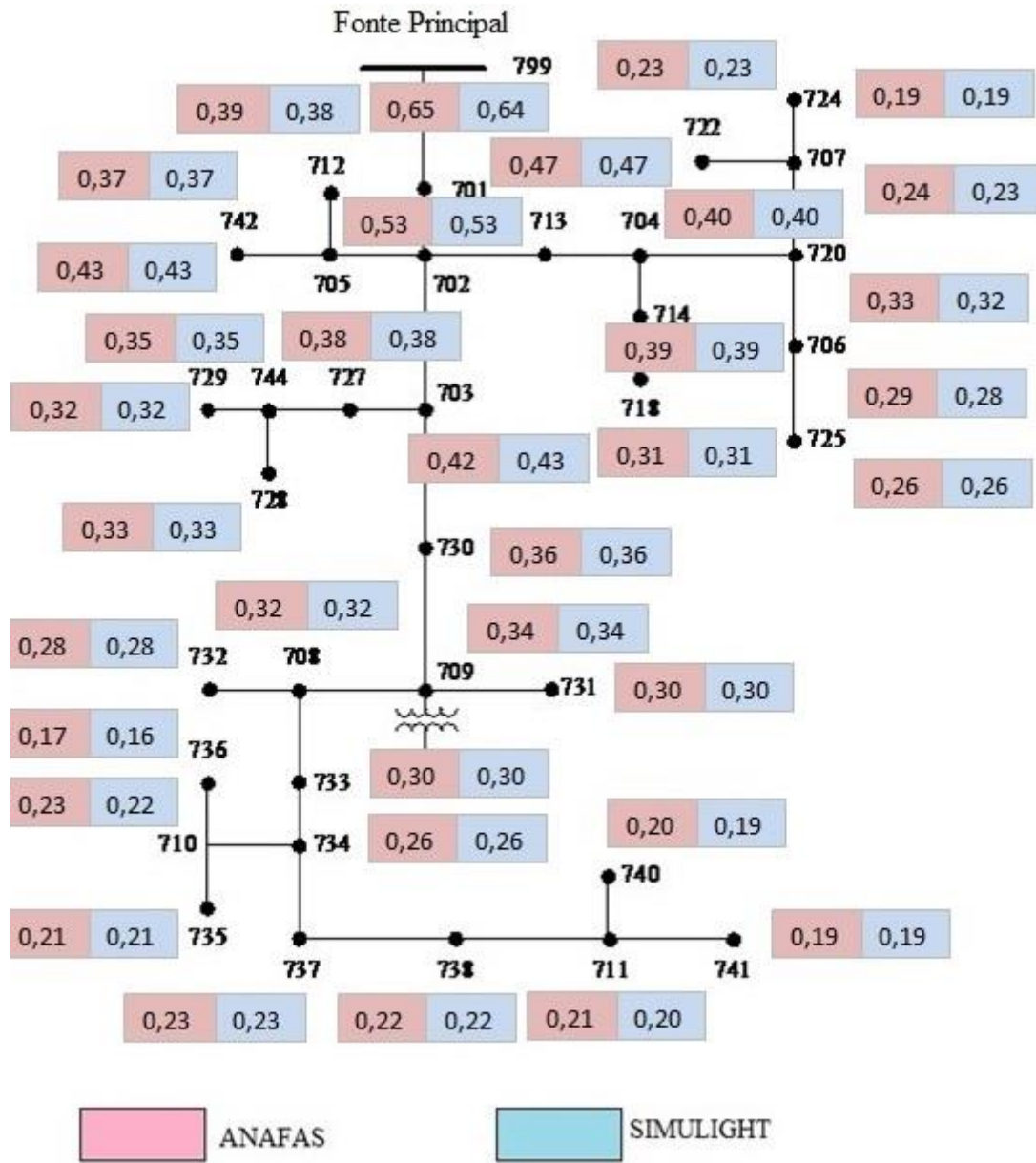


Figura 53 – Caso radial com rede desequilibrada para falha trifásica

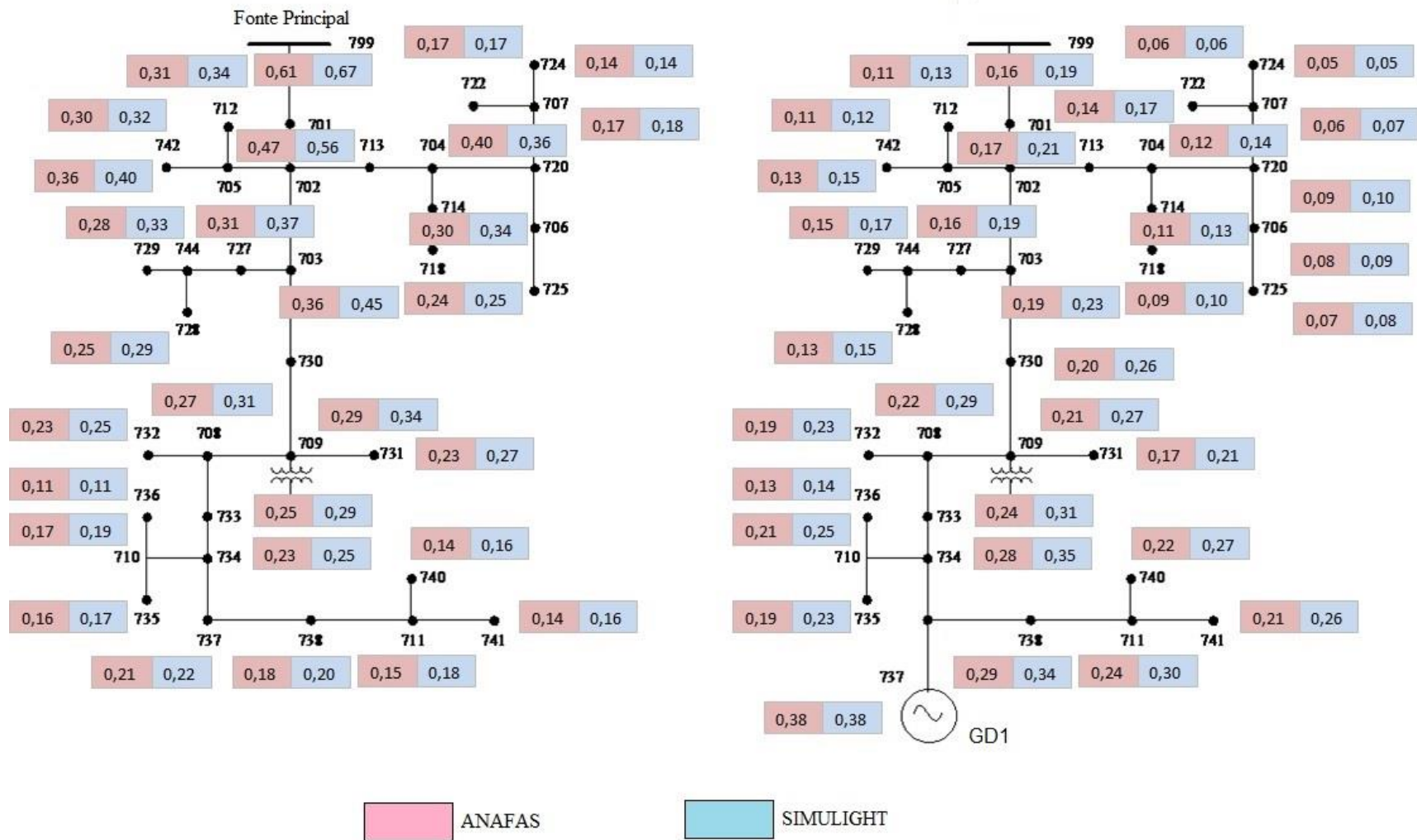


Figura 54 - Caso com 1 GD com rede desequilibrada para falha bifásica AB

Capítulo 5 - Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Os dados apresentados demonstram que o algoritmo de localização de falha apresenta uma melhora no percentual de acerto das zonas em falha à medida que se aumenta a inserção de GD no sistema, contudo, sua implementação só deve ser confirmada depois de exauridos os estudos dos níveis de curto-circuito, principalmente para redes desequilibradas.

Existem diferentes contribuições de curto-circuito dependendo do ponto da rede em que a GD é instalada e de sua magnitude, corroborando o apresentado nas referências [12-14]. Alguns contribuem para uma diferenciação dos níveis, outros não modificam significativamente, o que não proporciona melhora na localização da falha.

Com isso, é possível concluir que, para geradores em que diferentes locais de falha tenham os mesmos níveis de correntes de curto-circuito, não é constatada uma melhora acentuada na localização da falha. Portanto, um estudo detalhado deve ser feito antes da inserção da GD, para verificar os locais em que a corrente do gerador vai contribuir para a localização da falha.

É importante salientar que, para um bom funcionamento do algoritmo, é necessário que os níveis de curto-circuito estejam dentro de valores próximos das ocorrências. Os estudos de curto-circuito são normalmente realizados com valores conservadores, tendo como necessidade principal identificar o maior nível para especificar equipamentos que resistam a essa falha. Logo, não é necessário que esteja exato, sendo permitida uma margem superior de aproximação.

Outro valor importante é o menor nível de curto-circuito para evitar que os equipamentos de proteção especificados desarmem erroneamente para a corrente de carga. Esse tipo de falha também é utilizado com conservadorismo.

Constatam-se problemas de análise do algoritmo para a situação de comparação da falha com rede aproximada e da simulação dinâmica desequilibrada. Os valores

obtidos dos cálculos dos níveis de curto-circuito necessitam de ajuste entre valores máximo e mínimo para correta detecção da zona em que ocorreu a falha.

Um ponto positivo a comentar é a constatação, através do fluxo de potência, de que as perdas na rede e o perfil de tensão melhoraram com a inserção de GD. Contudo, a partir da 3ª GD inserida, a melhora não foi tão significativa, em comparação ao caso com apenas 2 inseridas, deixando claro que a localização da fonte em relação às demais impacta nos ganhos.

A inserção de GD no sistema gera impactos positivos e negativos, cabendo uma avaliação de mitigação dos problemas e uma amplificação dos benefícios. Mas, para isso, são necessárias ferramentas que permitam uma análise o mais próximo possível da situação real, com o mínimo de aproximações.

Conforme apresentado em [12-14], o estudo da melhor localização para GD ou, caso isso não seja viável, do impacto da inserção da mesma, deve ser feito para garantir a necessidade de um método de proteção alternativo ao tradicional (caso radial).

As redes de transmissão e distribuição com grande inserção de Geração Distribuída representam uma realidade. Para as redes de transmissão, existem lógicas de proteção que atendem às necessidades, visto que são utilizados controles e proteções mais robustos e que os desbalanços das redes são minimizados.

Nas redes de distribuição, o uso de tecnologias mais robustas [20-23] é dificultado por questões de custo. O fluxo de energia é menor para compensar os gastos e, por questões físicas, as estruturas são simplificadas ao máximo, devido à limitação de espaço. Portanto, se tem como desafio desenvolver soluções de baixo custo que possam facilitar a inserção desse potencial de geração em forma de GD nos Sistemas de Distribuição.

5.2 Trabalhos futuros

Como continuidade desta dissertação, propõe-se a verificação quanto à operação em ilha dos casos estudados, examinando se as zonas com suas respectivas cargas sobreviveriam ao isolamento, mantendo os níveis de tensão e frequência desejáveis. Nessa conjuntura, torna-se interessante avaliar também o período de latência de acesso aos dados e processamento, comparando-os com os intervalos de tempo utilizados nos

procedimentos de religamento para falhas de curta duração, e averiguando se a aplicação seria possível dentro dos limites aceitáveis para tal tarefa.

Outra proposta é a utilização de um estudo de níveis de curto-circuito para redes desequilibradas, verificando-os com os casos dinâmicos e comparando os resultados do futuro estudo com os resultados obtidos nesta dissertação.

Existem outras propostas de proteção adaptativa [20-35] que trabalham com medidas não só de corrente como também de tensão utilizando outros equipamentos que poderiam ser implementados na mesma rede para verificação e comparação dos dados com o método apresentado aqui.

A utilização de estimadores de estado para determinação da situação da rede, assim como, utilização de medidores inteligentes para obter os valores de carga no sistema tornando desnecessário a atualização do fluxo de potência na rede, tais métodos e equipamentos podem ser utilizados futuramente para aperfeiçoamento do algoritmo apresentado neste trabalho.

Como proposta final, fica a implementação do atual estudo a dados de medição de sincrofasores reais com análise dos tempos de respostas. Considerando os canais de comunicação normalmente utilizados e seu período de latência, verificando também a capacidade de processamento do relé digital empenhado para a tarefa, apurando, assim, a viabilidade de inserção para testes em redes reais.

Referências Bibliográficas

- [1] FELLOW, A. G.; BRAHMA, S. *Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System*. Large Eng. Syst. Conf., pp. 115-119, 2001.
- [2] BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems*. Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Power Meeting, pp. 1645-1658, 2000.
- [3] SÁNCHEZ-AYALA, G. *et al.* *Current Trends on Applications of PMUs in Distribution Systems*. IEEE PES, pp. 1-6, 2013.
- [4] BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. *Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation*. IEEE Transactions on Power Delivery, pp. 56-63, Jan. 2004.
- [5] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [6] STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
- [7] ARAÚJO, C. A. S. *et al.* **Proteção de Sistemas Elétricos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.
- [8] MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2016.
- [9] BARROS, B. F. D. GEDRA, R. L. **Cabine Primária**: subestação de alta tensão de consumidor. São Paulo: Érica, 2009.
- [10] KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: Do Autor, 2005. v.1.

- [11] MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2005.
- [12] NAIEM, A. F. et al. *A classification technique for recloser-fuse coordination in distribution systems with distributed generation*. *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 27, no. 1, pp. 176-185, Jan. 2012.
- [13] ZHAN, H. et al., *Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 55-65, Jan. 2016.
- [14] DIVYA, K.; SRINIVASAN, S. *Optimal Siting and Sizing of DG in Radial Distribution System and Identifying Fault Location in Distribution System Integrated with Distributed Generation*. 3rd International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS), 2016.
- [15] KUMARA, J. R. S. S. et al. *Over Current Protection Coordination of Distribution Networks with Fault Current Limiters*. *IEEE Power Engineering Society General meeting*, Jun. 2006.
- [16] EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. S. *Restoration of directional over current relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter*. *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, pp. 576-585, Apr. 2008.
- [17] SHAHRIARI, S. et al. *Fault current limiter allocation and sizing in distribution system in presence of distributed generation*. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-6, 2009.
- [18] TENG, J. H.; LU, C. N. *Optimum fault current limiter placement with search space reduction technique*. *IET Gen. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 4, pp. 485-494, 2010.
- [19] NAJY, W. K. A. et al. *Optimal Protection Coordination for Microgrids With Grid-Connected and Islanded Capability*. *IEEE Trans. Ind. Electronics*, vol. 60, no. 4, Apr. 2013.

- [20] PANDAKOV, K. et al. *Implementation of Distance Relaying in Distribution Network with Distributed Generation*. 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP), 2016.
- [21] PERERA, N. et al. *Isolation of Faults in Distribution Networks With Distributed Generators*. IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009.
- [22] ZEINELDIN, H. H. et al. *Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems With DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays*. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 115-123, Jan. 2015.
- [23] XIANGJUN, Z. et al. *Multi-agents based protection for distributed generation systems*. Proc. IEEE Int. Conf. Elect. Utility Dereg. Restruct. Power Technol., vol. 1, pp. 393-397, 2004-Apr.
- [24] KATO, T. et al. *Multi-agent based control and protection of power distribution system*. International Conference on Intelligent Application to Power Systems (ISAP) 2005, 2005.
- [25] GIRGIS, A. A.; BRAHMA, S. M. *Microprocessor based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation*. Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, pp. 453-458, 2002.
- [26] HUSSAIN, B. et al., *An Adaptive Relaying Scheme for Fuse Saving in Distribution Networks With Distributed Generation*. IEEE Trans. J. Power delivery, Vol. 28, No. 2, Apr. 2013.
- [27] JAVADIAN, S. A. M. et al. *Determining Fault's Type and Accurate Location in Distribution Systems with DG Using MLP Neural Networks*. International Conference on Clean Electrical Power, 9–1, Jun. 2009.
- [28] _____. et al. *A fault location and protection scheme for distribution systems in presence of dg using mlp neural networks*. Proc. of IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, Calgary, Alberta, Canada, Jul. 2009, pp. 18.

- [29] LIN, H. et al. *Adaptive Overcurrent Protection for Microgrids in Extensive Distribution Systems*. IECON - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2016.
- [30] ALWASH, S. F. et al. *Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 30, no. 3, pp. 1187-1195, Jun. 2015.
- [31] MORA-FLREZ, J. et al. *Fault location considering load uncertainty and distributed generation in power distribution systems*. IET Generation Transmission & Distribution, vol. 9, no. 3, pp. 287-295, 2015.
- [32] MENCHAFU, Y. et al. *Impact of distributed generation integration in electric power distribution systems on fault location methods*. 3rd Int. Renew. Sustain. Energy Conf, no. 1998, 2015.
- [33] NAIDU, O. et al. *A New Approach for Fault Location on Modern Distribution Systems with Integrated DER*. 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE), 2016.
- [34] MIN, K. W. et al. *Improved Method for Locating Faults Upstream from Distributed Generation*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2016.
- [35] BRAHMA, S. M. *Fault Location in Power Distribution System With Penetration of Distributed Generation*. IEEE transactions on power delivery, vol. 26, no. 3, July 2011.
- [36] Distribution System Analysis Subcommittee. *Distribution Test Feeders – 37-bus Feeder*. Disponível em:
<<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 9 mar. 2017.
- [37] BRASIL. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Brasília: Presidência da República, 1996. Disponível em:

- <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm>. Acesso em: 9 mar. 2017.
- [38] _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Módulo 3** – Acesso ao sistema de distribuição. Brasília: ANEEL/PRODIST, 2015.
- [39] _____. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Brasília: Presidência da República, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 9 mar. 2017.
- [40] _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 673, de 4 de agosto de 2015**. Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2016.
- [41] _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição– PRODIST. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2016.
- [42] IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE Standard for Synchrophasor**. NewYork, n. (Revision of IEEE Std C37.118-2005), 2011. ISSN doi: 10.1109/IEEEESTD.2011.6111219.
- [43] PEE - COPPE/UFRJ. **Simulight Manual do Usuário**. Rio de Janeiro: Fundação COPPETEC, 2015.
- [44] CEPEL. **ANAFAS – ANÁLISE DE FALTAS SIMULTÂNEAS**: Manual do Usuário. Rio de Janeiro: CEPEL, 2012.

Anexo I

A seguir, serão apresentados os dados originais do sistema teste utilizado IEEE 37 barras [36].

Tabela 19 – Dados de linha do sistema IEEE 37 barras

Dados de linha			
Barra A	Barra B	Comprimento (ft.)	Configuração
701	702	960	722
702	705	400	724
702	713	360	723
702	703	1320	722
703	727	240	724
703	730	600	723
704	714	80	724
704	720	800	723
705	742	320	724
705	712	240	724
706	725	280	724
707	724	760	724
707	722	120	724
708	733	320	723
708	732	320	724
709	731	600	723
709	708	320	723
710	735	200	724
710	736	1280	724
711	741	400	723
711	740	200	724
713	704	520	723
714	718	520	724
720	707	920	724
720	706	600	723
727	744	280	723
730	709	200	723
733	734	560	723
734	737	640	723
734	710	520	724
737	738	400	723
738	711	400	723
744	728	200	724
744	729	280	724
775	709	0	XFM-1
799	701	1850	721

Configuração de linhas 721

Z (R +jX) em ohms por milha

0,2926 0,1973 0,0673 -0,0368 0,0337 -0,0417
0,2646 0,1900 0,0673 -0,0368
0,2926 0,1973

B em micro Siemens por milha

159,7919 0,0000 0,0000
159,7919 0,0000
159,7919

Configuração de linhas 722

Z (R +jX) em ohms por milha

0,4751 0,2973 0,1629 -0,0326 0,1234 -0,0607
0,4488 0,2678 0,1629 -0,0326
0,4751 0,2973

B em micro Siemens por milha

127,8306 0,0000 0,0000
127,8306 0,0000
127,8306

Configuração de linhas 723

Z (R +jX) em ohms por milha

1,2936 0,6713 0,4871 0,2111 0,4585 0,1521
1,3022 0,6326 0,4871 0,2111
1,2936 0,6713

B em micro Siemens por milha

74,8405 0,0000 0,0000
74,8405 0,0000
74,8405

Configuração de linhas 724

Z (R +jX) em ohms por milha

2,0952 0,7758 0,5204 0,2738 0,4926 0,2123
2,1068 0,7398 0,5204 0,2738
2,0952 0,7758

B em micro Siemens por milha

60,2483 0,0000 0,0000

60,2483 0,0000

60,2483

Anexo II

Abaixo, são apresentados os fluxos de potência para o caso radial e com inserção de 1 GD, 2 GD e 3 GD da rede desequilibrada calculados no SIMULIGHT. A Tabela 20 apresenta o fluxo de potência completo, nas Tabelas 21, 22 e 23 tem-se apenas os fasores de tensão nas barras e as perdas nas linhas.

As tabelas de contribuição de curto-circuito para o algoritmo de proteção foram calculadas utilizando o ANAFAS. As Tabelas 24, 25, 26 e 27 apresentam, respectivamente, os dados para os quatro casos descritos no item 4.3.

Tabela 20 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso radial

Dados de Barra							
Bar.	Fases	Mód. Tensão (pu)	Âng. Tensão (graus)	Ger. (MW)	Ger. (Mvar)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
718	+	0,956	-1,748				
	a	0,947	-1,584	0,000	0,000	0,051	-0,004
	b	0,963	-121,391	0,000	0,000	0,029	0,042
	c	0,957	117,730	0,000	0,000	0,000	0,000
701	+	0,967	-1,586				
	a	0,959	-1,457	0,000	0,000	0,204	0,174
	b	0,973	-121,271	0,000	0,000	0,135	0,068
	c	0,969	117,969	0,000	0,000	0,266	0,060
724	+	0,951	-1,724				
	a	0,946	-1,485	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,957	-121,625	0,000	0,000	0,025	-0,001
	c	0,949	117,938	0,000	0,000	0,014	0,021
722	+	0,951	-1,726				
	a	0,946	-1,483	0,000	0,000	0,007	0,010
	b	0,957	-121,617	0,000	0,000	0,086	-0,005
	c	0,950	117,922	0,000	0,000	0,060	0,071
1	+	0,980	-1,320				
	a	0,975	-1,333	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,983	-121,055	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,983	118,429	0,000	0,000	0,000	0,000
727	+	0,953	-1,872				
	a	0,942	-1,709	0,000	0,000	0,014	0,022
	b	0,961	-121,382	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,956	117,476	0,000	0,000	0,026	-0,002
730	+	0,950	-1,903				
	a	0,937	-1,726	0,000	0,000	0,028	0,040
	b	0,959	-121,356	0,000	0,000	0,000	0,000

	c	0,953	117,373	0,000	0,000	0,050	-0,004
799	+	1,000	0,000				
	a	1,000	0,000	0,854	0,578	0,000	0,000
	b	1,000	-120,000	0,660	0,377	0,000	0,000
	c	1,000	120,000	0,923	0,324	0,000	0,000
703	+	0,954	-1,880				
	a	0,943	-1,712	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,962	-121,407	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,957	117,480	0,000	0,000	0,000	0,000
713	+	0,958	-1,748				
	a	0,950	-1,552	0,000	0,000	0,030	0,043
	b	0,966	-121,404	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,960	117,713	0,000	0,000	0,053	-0,004
702	+	0,960	-1,741				
	a	0,951	-1,563	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,967	-121,379	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,962	117,718	0,000	0,000	0,000	0,000
704	+	0,956	-1,754				
	a	0,948	-1,552	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,964	-121,440	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,957	117,731	0,000	0,000	0,000	0,000
714	+	0,956	-1,753				
	a	0,948	-1,557	0,000	0,000	0,010	-0,001
	b	0,963	-121,433	0,000	0,000	0,019	0,008
	c	0,957	117,732	0,000	0,000	0,007	0,011
705	+	0,959	-1,733				
	a	0,950	-1,532	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,967	-121,395	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,960	117,728	0,000	0,000	0,000	0,000
720	+	0,954	-1,759				
	a	0,947	-1,513	0,000	0,000	0,030	0,043
	b	0,961	-121,519	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,954	117,755	0,000	0,000	0,053	-0,004
707	+	0,951	-1,729				
	a	0,946	-1,486	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,957	-121,608	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,950	117,907	0,000	0,000	0,000	0,000
742	+	0,958	-1,729				
	a	0,950	-1,532	0,000	0,000	0,005	0,000
	b	0,966	-121,407	0,000	0,000	0,054	0,000
	c	0,960	117,753	0,000	0,000	0,029	0,042
712	+	0,959	-1,731				
	a	0,950	-1,513	0,000	0,000	0,030	0,043
	b	0,967	-121,395	0,000	0,000	0,000	0,000

	c	0,960	117,714	0,000	0,000	0,052	-0,004
706	+	0,954	-1,759				
	a	0,947	-1,512	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,961	-121,531	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,954	117,765	0,000	0,000	0,000	0,000
728	+	0,952	-1,870				
	a	0,941	-1,717	0,000	0,000	0,040	0,020
	b	0,961	-121,368	0,000	0,000	0,041	0,021
	c	0,956	117,475	0,000	0,000	0,041	0,020
729	+	0,953	-1,872				
	a	0,941	-1,728	0,000	0,000	0,025	-0,002
	b	0,961	-121,360	0,000	0,000	0,014	0,022
	c	0,956	117,472	0,000	0,000	0,000	0,000
711	+	0,938	-1,965				
	a	0,920	-1,838	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,949	-121,114	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,946	117,057	0,000	0,000	0,000	0,000
744	+	0,953	-1,874				
	a	0,941	-1,721	0,000	0,000	0,026	-0,002
	b	0,961	-121,372	0,000	0,000	0,015	0,022
	c	0,956	117,472	0,000	0,000	0,000	0,000
741	+	0,938	-1,966				
	a	0,920	-1,831	0,000	0,000	0,014	0,021
	b	0,949	-121,114	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,945	117,048	0,000	0,000	0,026	-0,002
732	+	0,946	-1,918				
	a	0,932	-1,741	0,000	0,000	0,015	0,022
	b	0,956	-121,299	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,951	117,285	0,000	0,000	0,027	-0,002
731	+	0,948	-1,910				
	a	0,935	-1,734	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,957	-121,362	0,000	0,000	0,050	-0,004
	c	0,952	117,365	0,000	0,000	0,029	0,041
740	+	0,938	-1,963				
	a	0,919	-1,820	0,000	0,000	0,031	0,044
	b	0,949	-121,114	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,945	117,046	0,000	0,000	0,054	-0,005
725	+	0,954	-1,757				
	a	0,947	-1,511	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,961	-121,537	0,000	0,000	0,027	-0,002
	c	0,953	117,777	0,000	0,000	0,015	0,022
733	+	0,945	-1,930				
	a	0,930	-1,779	0,000	0,000	0,050	-0,004
	b	0,954	-121,258	0,000	0,000	0,029	0,042

	c	0,950	117,248	0,000	0,000	0,000	0,000
734	+	0,942	-1,944				
	a	0,926	-1,797	0,000	0,000	0,015	0,022
	b	0,952	-121,207	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,948	117,170	0,000	0,000	0,027	-0,002
709	+	0,948	-1,909				
	a	0,935	-1,736	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,958	-121,338	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,952	117,346	0,000	0,000	0,000	0,000
708	+	0,946	-1,920				
	a	0,932	-1,755	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,956	-121,298	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,951	117,293	0,000	0,000	0,000	0,000
710	+	0,941	-1,936				
	a	0,924	-1,750	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,952	-121,219	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,946	117,161	0,000	0,000	0,000	0,000
738	+	0,939	-1,962				
	a	0,921	-1,859	0,000	0,000	0,080	-0,005
	b	0,949	-121,113	0,000	0,000	0,045	0,067
	c	0,946	117,086	0,000	0,000	0,000	0,000
735	+	0,940	-1,934				
	a	0,924	-1,733	0,000	0,000	0,030	0,044
	b	0,952	-121,219	0,000	0,000	0,000	0,000
	c	0,946	117,149	0,000	0,000	0,054	-0,004
736	+	0,940	-1,927				
	a	0,924	-1,748	0,000	0,000	0,000	0,000
	b	0,950	-121,247	0,000	0,000	0,024	-0,001
	c	0,945	117,213	0,000	0,000	0,013	0,020
737	+	0,940	-1,957				
	a	0,922	-1,852	0,000	0,000	0,083	-0,005
	b	0,950	-121,135	0,000	0,000	0,047	0,071
	c	0,947	117,116	0,000	0,000	0,000	0,000
Total				2,436	1,280	2,353	1,148
Dados de Linha							
Bar, de	Bar, para		Linha	Fase		MW	Mvar
718	714		Linha 23	a		-0,051	0,004
				b		-0,029	-0,042
				c		0,000	0,000
722	707		Linha 13	a		-0,007	-0,010
				b		-0,086	0,005
				c		-0,060	-0,071
701	799		Linha 35	a		-0,833	-0,534
				b		-0,650	-0,353

				c		-0,905	-0,283
701	702		Linha 1	a		0,629	0,360
				b		0,515	0,285
				c		0,639	0,223
724	707		Linha 12	a		0,000	0,000
				b		-0,025	0,001
				c		-0,014	-0,021
707	720		Linha 24	a		-0,007	-0,010
				b		-0,111	0,007
				c		-0,074	-0,091
720	706		Linha 25	a		0,000	0,000
				b		0,027	-0,002
				c		0,015	0,022
707	722		Linha 13	a		0,007	0,010
				b		0,086	-0,005
				c		0,060	0,071
707	724		Linha 12	a		0,000	0,000
				b		0,025	-0,002
				c		0,014	0,021
727	703		Linha 5	a		-0,106	-0,039
				b		-0,070	-0,064
				c		-0,067	-0,019
703	730		Linha 6	a		0,352	0,182
				b		0,199	0,176
				c		0,281	0,045
730	703		Linha 6	a		-0,350	-0,181
				b		-0,198	-0,176
				c		-0,280	-0,044
727	744		Linha 26	a		0,092	0,017
				b		0,070	0,064
				c		0,041	0,020
703	727		Linha 5	a		0,106	0,039
				b		0,070	0,064
				c		0,067	0,019
799	799		Transformador	a		-0,845	-0,544
				b		-0,655	-0,359
				c		-0,915	-0,294
799	701		Linha 35	a		0,845	0,544
				b		0,655	0,359
				c		0,915	0,294
703	702		Linha 4	a		-0,458	-0,221
				b		-0,269	-0,241
				c		-0,348	-0,063
799	799		Transformador	a		0,854	0,578

				b		0,660	0,377
				c		0,923	0,324
713	702		Linha 3	a		-0,128	-0,090
				b		-0,187	-0,041
				c		-0,203	-0,116
713	704		Linha 22	a		0,098	0,048
				b		0,187	0,041
				c		0,150	0,120
702	705		Linha 2	a		0,035	0,042
				b		0,054	0,000
				c		0,082	0,038
702	713		Linha 3	a		0,128	0,090
				b		0,187	0,041
				c		0,203	0,116
714	718		Linha 23	a		0,051	-0,004
				b		0,029	0,042
				c		0,000	0,000
704	713		Linha 22	a		-0,098	-0,048
				b		-0,187	-0,041
				c		-0,150	-0,120
704	714		Linha 7	a		0,061	-0,005
				b		0,048	0,049
				c		0,007	0,011
714	704		Linha 7	a		-0,061	0,005
				b		-0,048	-0,049
				c		-0,007	-0,011
704	720		Linha 8	a		0,037	0,053
				b		0,139	-0,008
				c		0,143	0,109
712	705		Linha 10	a		-0,030	-0,043
				b		0,000	0,000
				c		-0,052	0,004
742	705		Linha 9	a		-0,005	0,000
				b		-0,054	0,000
				c		-0,029	-0,042
720	707		Linha 24	a		0,007	0,010
				b		0,112	-0,007
				c		0,074	0,091
720	704		Linha 8	a		-0,037	-0,053
				b		-0,138	0,008
				c		-0,142	-0,109
705	712		Linha 10	a		0,030	0,043
				b		0,000	0,000
				c		0,053	-0,004

702	703		Linha 4	a		0,462	0,224
				b		0,270	0,242
				c		0,350	0,065
702	701		Linha 1	a		-0,624	-0,356
				b		-0,512	-0,283
				c		-0,635	-0,219
705	742		Linha 9	a		0,005	0,000
				b		0,054	0,000
				c		0,029	0,042
705	702		Linha 2	a		-0,034	-0,042
				b		-0,054	0,000
				c		-0,082	-0,038
711	741		Linha 20	a		0,014	0,021
				b		0,000	0,000
				c		0,026	-0,002
711	738		Linha 32	a		-0,044	-0,065
				b		0,000	0,000
				c		-0,079	0,006
744	727		Linha 26	a		-0,092	-0,017
				b		-0,070	-0,064
				c		-0,041	-0,020
711	740		Linha 21	a		0,031	0,044
				b		0,000	0,000
				c		0,054	-0,005
735	710		Linha 18	a		-0,030	-0,044
				b		0,000	0,000
				c		-0,054	0,004
737	738		Linha 31	a		0,125	0,060
				b		0,045	0,067
				c		0,079	-0,006
737	734		Linha 29	a		-0,208	-0,055
				b		-0,092	-0,139
				c		-0,079	0,006
738	711		Linha 32	a		0,044	0,065
				b		0,000	0,000
				c		0,079	-0,006
738	737		Linha 31	a		-0,124	-0,060
				b		-0,045	-0,067
				c		-0,079	0,006
725	706		Linha 11	a		0,000	0,000
				b		-0,027	0,002
				c		-0,015	-0,022
740	711		Linha 21	a		-0,031	-0,044
				b		0,000	0,000

				c		-0,054	0,005
731	709		Linha 16	a		0,000	0,000
				b		-0,050	0,004
				c		-0,029	-0,041
732	708		Linha 15	a		-0,015	-0,022
				b		0,000	0,000
				c		-0,027	0,002
741	711		Linha 20	a		-0,014	-0,021
				b		0,000	0,000
				c		-0,026	0,002
744	729		Linha 34	a		0,025	-0,002
				b		0,014	0,022
				c		0,000	0,000
744	728		Linha 33	a		0,040	0,020
				b		0,041	0,020
				c		0,041	0,020
729	744		Linha 34	a		-0,025	0,002
				b		-0,014	-0,022
				c		0,000	0,000
728	744		Linha 33	a		-0,040	-0,020
				b		-0,041	-0,021
				c		-0,041	-0,020
708	709		Linha 17	a		-0,320	-0,140
				b		-0,147	-0,180
				c		-0,201	-0,007
709	731		Linha 16	a		0,000	0,000
				b		0,050	-0,004
				c		0,029	0,041
708	732		Linha 15	a		0,015	0,022
				b		0,000	0,000
				c		0,027	-0,002
708	733		Linha 14	a		0,306	0,118
				b		0,147	0,180
				c		0,174	0,008
709	708		Linha 17	a		0,321	0,140
				b		0,148	0,180
				c		0,201	0,007
706	720		Linha 25	a		0,000	0,000
				b		-0,027	0,002
				c		-0,015	-0,022
730	709		Linha 27	a		0,322	0,140
				b		0,198	0,176
				c		0,230	0,048
709	730		Linha 27	a		-0,321	-0,140

				b		-0,198	-0,176
				c		-0,229	-0,048
706	725		Linha 11	a		0,000	0,000
				b		0,027	-0,002
				c		0,015	0,022
710	736		Linha 19	a		0,000	0,000
				b		0,024	-0,002
				c		0,014	0,020
710	734		Linha 30	a		-0,030	-0,044
				b		-0,024	0,002
				c		-0,067	-0,016
736	710		Linha 19	a		0,000	0,000
				b		-0,024	0,001
				c		-0,013	-0,020
710	735		Linha 18	a		0,030	0,044
				b		0,000	0,000
				c		0,054	-0,004
734	737		Linha 29	a		0,208	0,055
				b		0,093	0,139
				c		0,079	-0,006
733	734		Linha 28	a		0,255	0,121
				b		0,118	0,137
				c		0,174	0,008
733	708		Linha 14	a		-0,305	-0,117
				b		-0,147	-0,180
				c		-0,174	-0,008
734	710		Linha 30	a		0,030	0,044
				b		0,024	-0,002
				c		0,067	0,016
734	733		Linha 28	a		-0,254	-0,121
				b		-0,117	-0,137
				c		-0,173	-0,008
Total						0,083	0,132

Tabela 21 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso com 1GD

Dados de Barra			
Bar.	Fases	Módulo Tensão (pu)	Ângulo Tensão (graus)
718	+	0,980	-1,303
	a	0,979	-1,149
	b	0,983	-121,288
	c	0,979	118,528
701	+	0,987	-1,153

	a	0,985	-0,991
	b	0,990	-121,125
	c	0,985	118,659
724	+	0,975	-1,279
	a	0,978	-1,053
	b	0,977	-121,516
	c	0,971	118,731
722	+	0,976	-1,282
	a	0,978	-1,051
	b	0,978	-121,509
	c	0,971	118,715
799	+	0,993	-0,894
	a	0,992	-0,818
	b	0,995	-120,858
	c	0,992	118,995
727	+	0,985	-1,493
	a	0,983	-1,419
	b	0,987	-121,451
	c	0,984	118,390
730	+	0,986	-1,423
	a	0,984	-1,317
	b	0,990	-121,335
	c	0,986	118,383
799	+	1,000	0,000
	a	1,000	0,000
	b	1,000	-120,000
	c	1,000	120,000
703	+	0,986	-1,419
	a	0,984	-1,306
	b	0,988	-121,374
	c	0,985	118,424
713	+	0,983	-1,302
	a	0,981	-1,116
	b	0,987	-121,303
	c	0,981	118,511
702	+	0,985	-1,296
	a	0,983	-1,125
	b	0,988	-121,280
	c	0,983	118,516
704	+	0,981	-1,309
	a	0,980	-1,117
	b	0,985	-121,337
	c	0,979	118,528
714	+	0,981	-1,308

	a	0,980	-1,122
	b	0,984	-121,330
	c	0,979	118,529
705	+	0,984	-1,288
	a	0,982	-1,095
	b	0,987	-121,295
	c	0,981	118,526
720	+	0,979	-1,314
	a	0,979	-1,080
	b	0,982	-121,413
	c	0,975	118,551
707	+	0,976	-1,285
	a	0,978	-1,054
	b	0,978	-121,500
	c	0,971	118,700
742	+	0,983	-1,284
	a	0,982	-1,096
	b	0,987	-121,308
	c	0,981	118,551
712	+	0,983	-1,286
	a	0,982	-1,077
	b	0,987	-121,295
	c	0,981	118,513
706	+	0,978	-1,314
	a	0,979	-1,079
	b	0,982	-121,424
	c	0,975	118,561
728	+	0,984	-1,543
	a	0,983	-1,495
	b	0,985	-121,507
	c	0,984	118,373
729	+	0,985	-1,641
	a	0,984	-1,641
	b	0,985	-121,618
	c	0,985	118,335
711	+	0,993	-1,420
	a	0,987	-1,417
	b	0,997	-121,138
	c	0,995	118,295
744	+	0,985	-1,546
	a	0,983	-1,499
	b	0,986	-121,511
	c	0,984	118,371
741	+	0,993	-1,420

	a	0,987	-1,410
	b	0,997	-121,138
	c	0,995	118,287
732	+	0,987	-1,422
	a	0,984	-1,332
	b	0,991	-121,288
	c	0,988	118,353
731	+	0,986	-1,424
	a	0,984	-1,325
	b	0,989	-121,344
	c	0,986	118,397
740	+	0,993	-1,418
	a	0,987	-1,401
	b	0,997	-121,138
	c	0,995	118,285
725	+	0,978	-1,312
	a	0,979	-1,078
	b	0,982	-121,430
	c	0,975	118,573
733	+	0,989	-1,423
	a	0,985	-1,366
	b	0,992	-121,255
	c	0,989	118,351
734	+	0,991	-1,420
	a	0,986	-1,382
	b	0,994	-121,215
	c	0,992	118,336
709	+	0,987	-1,423
	a	0,984	-1,327
	b	0,990	-121,321
	c	0,986	118,379
708	+	0,988	-1,423
	a	0,984	-1,344
	b	0,991	-121,288
	c	0,988	118,361
710	+	0,990	-1,413
	a	0,985	-1,341
	b	0,994	-121,226
	c	0,991	118,329
738	+	0,993	-1,417
	a	0,988	-1,435
	b	0,997	-121,138
	c	0,996	118,322
735	+	0,990	-1,411

	a	0,985	-1,326
	b	0,994	-121,226
	c	0,990	118,318
736	+	0,989	-1,404
	a	0,985	-1,339
	b	0,993	-121,254
	c	0,989	118,380
737	+	0,994	-1,412
	a	0,989	-1,430
	b	0,997	-121,158
	c	0,996	118,351
Dados de Linha			
Perdas totais na rede	MW		Mvar
		0,030	0,037

Tabela 22 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso 2 GD's

Dados de Barra			
Bar.	Fases	Módulo Tensão (pu)	Ângulo Tensão (graus)
718	+	0,990	-0,442
	a	0,984	-0,375
	b	0,995	-120,170
	c	0,992	119,220
701	+	0,990	-0,458
	a	0,985	-0,384
	b	0,994	-120,227
	c	0,991	119,237
724	+	0,990	-0,390
	a	0,988	-0,250
	b	0,994	-120,348
	c	0,989	119,427
722	+	0,990	-0,392
	a	0,988	-0,249
	b	0,994	-120,340
	c	0,989	119,411
799	+	0,994	-0,386
	a	0,990	-0,384
	b	0,996	-120,196
	c	0,996	119,422
727	+	0,988	-0,478
	a	0,982	-0,446

	b	0,992	-120,165
	c	0,991	119,176
730	+	0,990	-0,488
	a	0,983	-0,476
	b	0,994	-120,167
	c	0,993	119,178
799	+	1,000	0,000
	a	1,000	0,000
	b	1,000	-120,000
	c	1,000	120,000
703	+	0,989	-0,486
	a	0,983	-0,449
	b	0,993	-120,189
	c	0,991	119,180
713	+	0,990	-0,460
	a	0,984	-0,362
	b	0,995	-120,217
	c	0,991	119,200
702	+	0,989	-0,466
	a	0,984	-0,385
	b	0,994	-120,216
	c	0,991	119,202
704	+	0,991	-0,447
	a	0,985	-0,344
	b	0,996	-120,219
	c	0,992	119,221
714	+	0,991	-0,446
	a	0,985	-0,349
	b	0,995	-120,212
	c	0,992	119,222
705	+	0,988	-0,458
	a	0,983	-0,356
	b	0,993	-120,232
	c	0,989	119,213
720	+	0,993	-0,424
	a	0,988	-0,277
	b	0,999	-120,245
	c	0,993	119,249
707	+	0,991	-0,395
	a	0,988	-0,252

	b	0,994	-120,331
	c	0,989	119,397
742	+	0,988	-0,454
	a	0,983	-0,356
	b	0,992	-120,244
	c	0,989	119,238
712	+	0,988	-0,456
	a	0,982	-0,338
	b	0,993	-120,231
	c	0,989	119,200
706	+	0,993	-0,424
	a	0,988	-0,276
	b	0,998	-120,256
	c	0,993	119,259
728	+	0,987	-0,477
	a	0,981	-0,454
	b	0,991	-120,152
	c	0,990	119,175
729	+	0,987	-0,479
	a	0,981	-0,464
	b	0,991	-120,144
	c	0,990	119,172
711	+	0,997	-0,479
	a	0,989	-0,627
	b	0,999	-120,031
	c	1,002	119,221
744	+	0,988	-0,480
	a	0,981	-0,458
	b	0,992	-120,155
	c	0,990	119,173
741	+	0,996	-0,479
	a	0,988	-0,620
	b	0,999	-120,031
	c	1,002	119,212
732	+	0,991	-0,486
	a	0,984	-0,503
	b	0,995	-120,136
	c	0,994	119,182
731	+	0,990	-0,488
	a	0,984	-0,488

	b	0,993	-120,183
	c	0,993	119,206
740	+	0,996	-0,477
	a	0,988	-0,611
	b	0,999	-120,031
	c	1,002	119,211
725	+	0,993	-0,422
	a	0,988	-0,275
	b	0,998	-120,262
	c	0,993	119,270
733	+	0,992	-0,486
	a	0,985	-0,546
	b	0,995	-120,112
	c	0,996	119,201
734	+	0,994	-0,481
	a	0,987	-0,576
	b	0,997	-120,089
	c	0,999	119,221
709	+	0,990	-0,488
	a	0,984	-0,491
	b	0,994	-120,160
	c	0,993	119,187
708	+	0,991	-0,487
	a	0,984	-0,516
	b	0,995	-120,136
	c	0,995	119,190
710	+	0,993	-0,473
	a	0,986	-0,535
	b	0,997	-120,100
	c	0,997	119,215
738	+	0,997	-0,476
	a	0,989	-0,645
	b	0,999	-120,030
	c	1,003	119,248
735	+	0,993	-0,472
	a	0,986	-0,520
	b	0,997	-120,100
	c	0,997	119,204
736	+	0,993	-0,465
	a	0,986	-0,533

	b	0,995	-120,128
	c	0,996	119,266
737	+	0,998	-0,471
	a	0,991	-0,640
	b	1,000	-120,050
	c	1,003	119,276
Dados de Linha			
Perdas totais na rede	MW		Mvar
		0,014	0,015

Tabela 23 – Fluxo de potência para rede desequilibrada do caso 3 GD's

Dados de Barra			
Bar.	Fases	Módulo Tensão (pu)	Ângulo Tensão (graus)
718	+	0,989	-0,439
	a	0,987	-0,419
	b	0,990	-120,332
	c	0,990	119,435
701	+	0,990	-0,455
	a	0,988	-0,390
	b	0,992	-120,352
	c	0,990	119,378
724	+	0,987	-0,389
	a	0,989	-0,317
	b	0,987	-120,525
	c	0,985	119,675
722	+	0,988	-0,391
	a	0,989	-0,315
	b	0,988	-120,517
	c	0,986	119,659
799	+	0,994	-0,383
	a	0,992	-0,370
	b	0,995	-120,295
	c	0,995	119,516
727	+	0,991	-0,463
	a	0,988	-0,481
	b	0,992	-120,312
	c	0,993	119,404
730	+	0,990	-0,464
	a	0,987	-0,480

	b	0,992	-120,290
	c	0,992	119,379
799	+	1,000	0,000
	a	1,000	0,000
	b	1,000	-120,000
	c	1,000	120,000
703	+	0,990	-0,458
	a	0,988	-0,456
	b	0,992	-120,318
	c	0,992	119,401
713	+	0,990	-0,455
	a	0,987	-0,391
	b	0,992	-120,368
	c	0,990	119,393
702	+	0,990	-0,461
	a	0,987	-0,403
	b	0,992	-120,359
	c	0,990	119,380
704	+	0,990	-0,444
	a	0,988	-0,388
	b	0,991	-120,380
	c	0,990	119,435
714	+	0,990	-0,443
	a	0,988	-0,392
	b	0,991	-120,373
	c	0,990	119,436
705	+	0,989	-0,453
	a	0,986	-0,374
	b	0,991	-120,375
	c	0,989	119,390
720	+	0,991	-0,423
	a	0,990	-0,343
	b	0,992	-120,423
	c	0,990	119,497
707	+	0,988	-0,394
	a	0,989	-0,318
	b	0,988	-120,509
	c	0,986	119,645
742	+	0,988	-0,449
	a	0,986	-0,374

	b	0,990	-120,387
	c	0,988	119,415
712	+	0,988	-0,451
	a	0,986	-0,356
	b	0,991	-120,374
	c	0,988	119,377
706	+	0,991	-0,423
	a	0,990	-0,342
	b	0,992	-120,434
	c	0,990	119,507
728	+	0,991	-0,457
	a	0,988	-0,493
	b	0,992	-120,302
	c	0,993	119,422
729	+	0,993	-0,474
	a	0,990	-0,534
	b	0,993	-120,316
	c	0,995	119,428
711	+	0,993	-0,466
	a	0,988	-0,620
	b	0,994	-120,131
	c	0,998	119,353
744	+	0,991	-0,461
	a	0,989	-0,496
	b	0,992	-120,306
	c	0,993	119,420
741	+	0,993	-0,467
	a	0,988	-0,614
	b	0,994	-120,131
	c	0,998	119,344
732	+	0,990	-0,464
	a	0,987	-0,505
	b	0,992	-120,253
	c	0,993	119,365
731	+	0,990	-0,465
	a	0,987	-0,492
	b	0,991	-120,303
	c	0,992	119,399
740	+	0,993	-0,465
	a	0,988	-0,605

	b	0,994	-120,131
	c	0,998	119,342
725	+	0,990	-0,421
	a	0,990	-0,342
	b	0,992	-120,440
	c	0,989	119,518
733	+	0,991	-0,466
	a	0,987	-0,546
	b	0,992	-120,226
	c	0,994	119,373
734	+	0,992	-0,465
	a	0,988	-0,573
	b	0,993	-120,197
	c	0,996	119,374
709	+	0,990	-0,465
	a	0,987	-0,494
	b	0,991	-120,280
	c	0,992	119,380
708	+	0,991	-0,466
	a	0,987	-0,517
	b	0,992	-120,253
	c	0,993	119,373
710	+	0,991	-0,458
	a	0,987	-0,532
	b	0,992	-120,208
	c	0,995	119,367
738	+	0,994	-0,464
	a	0,989	-0,639
	b	0,994	-120,131
	c	0,999	119,379
735	+	0,991	-0,456
	a	0,987	-0,517
	b	0,992	-120,208
	c	0,994	119,357
736	+	0,990	-0,449
	a	0,987	-0,530
	b	0,991	-120,235
	c	0,993	119,419
737	+	0,995	-0,459
	a	0,990	-0,634

	b	0,994	-120,151
	c	0,999	119,408
Dados de Linha			
Perdas totais na rede	MW		Mvar
		0,010	0,012

Tabela 24 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso Radial.

Caso 1: Níveis de Falha Radial			
Barra	Gerador Barra Infinita 799 (pu)		
	Trifásico	Monofásico	Bifásico
799	0,910	0,901	0,901
701	0,638	0,637	0,669
702	0,513	0,505	0,556
703	0,406	0,389	0,443
704	0,385	0,331	0,396
705	0,417	0,377	0,431
706	0,277	0,214	0,274
707	0,230	0,177	0,223
708	0,301	0,251	0,308
709	0,325	0,280	0,338
710	0,218	0,168	0,214
711	0,197	0,146	0,192
712	0,370	0,323	0,377
713	0,453	0,418	0,479
714	0,372	0,316	0,379
718	0,305	0,249	0,303
720	0,318	0,255	0,310
722	0,222	0,170	0,214
724	0,185	0,140	0,176
725	0,252	0,192	0,246
727	0,364	0,333	0,387
728	0,311	0,268	0,320
729	0,302	0,258	0,308
730	0,343	0,302	0,360
731	0,290	0,238	0,286
732	0,275	0,225	0,269
733	0,279	0,235	0,284
734	0,255	0,202	0,255

735	0,205	0,158	0,200
736	0,157	0,117	0,150
737	0,226	0,173	0,223
738	0,210	0,159	0,207
740	0,187	0,139	0,182
741	0,185	0,136	0,180
742	0,357	0,308	0,361
744	0,338	0,298	0,353

Tabela 25 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso 2.

Caso 2: Níveis de Falha com Inserção de 1 GD na Barra 737						
Barra	Gerador Barra Infinita 799 (pu)			Gerador Barra 737 (pu)		
	Trifásico	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Monofásico	Bifásico
799	0,910	0,910	0,910	0,176	0,154	0,147
701	0,646	0,655	0,609	0,192	0,171	0,159
702	0,530	0,524	0,470	0,205	0,185	0,170
703	0,422	0,406	0,358	0,228	0,206	0,187
704	0,367	0,309	0,397	0,142	0,109	0,116
705	0,402	0,360	0,355	0,156	0,127	0,130
706	0,240	0,184	0,208	0,093	0,065	0,077
707	0,195	0,150	0,173	0,076	0,053	0,064
708	0,318	0,275	0,269	0,268	0,264	0,223
709	0,343	0,302	0,288	0,255	0,244	0,210
710	0,205	0,158	0,174	0,236	0,239	0,207
711	0,186	0,141	0,152	0,264	0,289	0,243
712	0,348	0,300	0,308	0,135	0,106	0,113
713	0,450	0,410	0,388	0,175	0,145	0,142
714	0,350	0,293	0,302	0,136	0,103	0,111
718	0,269	0,216	0,236	0,104	0,076	0,087
720	0,283	0,223	0,244	0,110	0,079	0,091
722	0,187	0,143	0,166	0,072	0,051	0,062
724	0,153	0,117	0,138	0,060	0,042	0,052
725	0,216	0,164	0,188	0,085	0,058	0,070
727	0,363	0,328	0,310	0,195	0,167	0,162
728	0,293	0,247	0,252	0,158	0,126	0,133
729	0,280	0,235	0,243	0,151	0,120	0,127

730	0,359	0,322	0,303	0,248	0,233	0,204
731	0,275	0,221	0,231	0,205	0,180	0,169
732	0,266	0,216	0,227	0,224	0,208	0,188
733	0,296	0,254	0,252	0,281	0,288	0,239
734	0,264	0,225	0,229	0,304	0,341	0,282
735	0,187	0,140	0,159	0,216	0,212	0,188
736	0,123	0,086	0,106	0,142	0,130	0,126
737	0,234	0,201	0,210	0,333	0,412	0,380
738	0,208	0,167	0,175	0,295	0,343	0,294
740	0,171	0,126	0,140	0,243	0,258	0,219
741	0,167	0,121	0,136	0,237	0,247	0,209
742	0,333	0,284	0,295	0,129	0,101	0,108
744	0,327	0,284	0,279	0,176	0,144	0,146

Tabela 26 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso 3.

Caso 3: Níveis de Falha com Inserção de 2 GD's nas Barras 737 e 720									
Barra	Gerador Barra Infinita 799 (pu)			Gerador Barra 737 (pu)			Gerador Barra 720 (pu)		
	Tri.	Mon.	Bif.	Tri.	Mon.	Bif.	Trif.	Mon.	Bif.
799	0,910	0,910	0,910	0,150	0,129	0,124	0,190	0,176	0,157
701	0,646	0,657	0,609	0,178	0,157	0,146	0,226	0,214	0,187
702	0,532	0,525	0,470	0,205	0,185	0,169	0,261	0,254	0,218
703	0,385	0,367	0,324	0,228	0,207	0,186	0,190	0,178	0,151
704	0,367	0,319	0,318	0,142	0,115	0,118	0,298	0,326	0,265
705	0,372	0,324	0,329	0,145	0,115	0,121	0,184	0,157	0,155
706	0,224	0,170	0,185	0,086	0,062	0,071	0,263	0,300	0,253
707	0,168	0,121	0,141	0,065	0,044	0,054	0,197	0,214	0,187
708	0,251	0,224	0,226	0,268	0,264	0,222	0,131	0,109	0,107
709	0,293	0,250	0,247	0,255	0,244	0,210	0,145	0,121	0,116
710	0,159	0,121	0,137	0,229	0,233	0,202	0,079	0,059	0,066
711	0,143	0,106	0,119	0,259	0,284	0,239	0,071	0,052	0,057
712	0,309	0,259	0,277	0,120	0,092	0,101	0,153	0,126	0,131
713	0,450	0,414	0,390	0,175	0,147	0,143	0,276	0,279	0,232
714	0,345	0,293	0,298	0,134	0,106	0,111	0,280	0,299	0,247
718	0,240	0,185	0,209	0,093	0,067	0,078	0,195	0,189	0,171
720	0,283	0,240	0,171	0,110	0,088	0,096	0,333	0,423	0,384
722	0,158	0,113	0,132	0,062	0,042	0,051	0,186	0,200	0,175

724	0,121	0,083	0,101	0,047	0,030	0,039	0,142	0,145	0,132
725	0,192	0,141	0,159	0,075	0,052	0,061	0,226	0,247	0,210
727	0,320	0,284	0,274	0,189	0,160	0,158	0,158	0,137	0,128
728	0,249	0,205	0,215	0,146	0,116	0,125	0,122	0,099	0,101
729	0,236	0,193	0,205	0,140	0,109	0,119	0,117	0,094	0,097
730	0,312	0,271	0,263	0,248	0,233	0,203	0,154	0,132	0,124
731	0,228	0,177	0,193	0,199	0,172	0,163	0,112	0,086	0,091
732	0,217	0,171	0,186	0,219	0,202	0,184	0,107	0,083	0,089
733	0,244	0,203	0,209	0,281	0,288	0,238	0,121	0,099	0,099
734	0,212	0,176	0,185	0,304	0,341	0,281	0,105	0,086	0,088
735	0,145	0,106	0,125	0,208	0,205	0,182	0,071	0,052	0,060
736	0,093	0,064	0,081	0,135	0,124	0,119	0,047	0,032	0,039
737	0,184	0,155	0,167	0,333	0,416	0,381	0,091	0,076	0,080
738	0,161	0,128	0,137	0,292	0,342	0,291	0,080	0,062	0,067
740	0,130	0,095	0,108	0,237	0,253	0,214	0,065	0,046	0,052
741	0,128	0,091	0,105	0,231	0,242	0,204	0,063	0,044	0,051
742	0,293	0,244	0,262	0,114	0,086	0,096	0,145	0,118	0,145
744	0,283	0,239	0,242	0,167	0,135	0,140	0,140	0,116	0,124

Tabela 27 – Níveis de Falha Trifásico, Monofásico e Bifásico para caso 4.

Caso 3: Níveis de Falha com Inserção de 3 GD's nas Barras 737, 720 e 729												
Barra	Gerador Barra Infinita 799 (pu)			Gerador Barra 737 (pu)			Gerador Barra 720 (pu)			Gerador Barra 729 (pu)		
	Tri.	Mon.	Bif.	Tri.	Mon.	Bif.	Tri.	Mon.	Bif.	Tri.	Mon.	Bif.
1	0,910	0,910	0,910	0,119	0,098	0,096	0,169	0,154	0,139	0,151	0,145	0,126
701	0,646	0,658	0,609	0,150	0,128	0,121	0,213	0,200	0,175	0,191	0,189	0,159
702	0,530	0,526	0,471	0,184	0,163	0,149	0,261	0,255	0,218	0,234	0,242	0,200
703	0,385	0,367	0,327	0,228	0,208	0,188	0,190	0,178	0,152	0,290	0,312	0,259
704	0,336	0,285	0,293	0,117	0,091	0,096	0,298	0,327	0,265	0,149	0,130	0,126
705	0,348	0,297	0,309	0,121	0,092	0,101	0,172	0,144	0,145	0,155	0,136	0,132
706	0,193	0,144	0,161	0,067	0,047	0,056	0,258	0,296	0,249	0,086	0,064	0,070
707	0,141	0,101	0,120	0,049	0,032	0,041	0,190	0,208	0,181	0,063	0,045	0,052
708	0,232	0,185	0,195	0,268	0,263	0,221	0,115	0,090	0,093	0,175	0,154	0,150
709	0,264	0,213	0,220	0,255	0,243	0,209	0,130	0,104	0,105	0,198	0,180	0,170
710	0,126	0,091	0,108	0,221	0,224	0,195	0,062	0,044	0,052	0,095	0,074	0,082
711	0,111	0,080	0,092	0,252	0,279	0,233	0,055	0,039	0,045	0,091	0,063	0,069
712	0,282	0,232	0,254	0,098	0,072	0,082	0,140	0,112	0,120	0,125	0,106	0,109

713	0,431	0,389	0,372	0,150	0,121	0,121	0,276	0,279	0,231	0,191	0,179	0,159
714	0,313	0,259	0,272	0,109	0,082	0,090	0,278	0,297	0,245	0,139	0,118	0,116
718	0,210	0,158	0,184	0,073	0,050	0,062	0,185	0,181	0,164	0,093	0,071	0,079
720	0,249	0,208	0,224	0,086	0,067	0,076	0,333	0,427	0,385	0,111	0,093	0,096
722	0,134	0,094	0,112	0,047	0,031	0,038	0,179	0,194	0,170	0,059	0,042	0,049
724	0,101	0,068	0,086	0,035	0,022	0,029	0,136	0,141	0,126	0,045	0,031	0,037
725	0,164	0,117	0,136	0,057	0,038	0,047	0,219	0,242	0,205	0,072	0,052	0,059
727	0,320	0,288	0,278	0,189	0,163	0,160	0,158	0,140	0,131	0,305	0,345	0,284
728	0,239	0,195	0,205	0,141	0,111	0,120	0,118	0,095	0,098	0,269	0,303	0,258
729	0,236	0,203	0,213	0,140	0,116	0,124	0,117	0,098	0,101	0,333	0,427	0,386
730	0,287	0,239	0,239	0,248	0,232	0,203	0,141	0,116	0,113	0,216	0,201	0,185
731	0,195	0,143	0,164	0,189	0,162	0,155	0,096	0,070	0,078	0,146	0,121	0,126
732	0,182	0,136	0,155	0,210	0,193	0,177	0,090	0,067	0,075	0,137	0,113	0,120
733	0,207	0,164	0,175	0,281	0,288	0,237	0,102	0,080	0,084	0,156	0,136	0,135
734	0,174	0,139	0,150	0,304	0,342	0,280	0,086	0,067	0,072	0,131	0,113	0,116
735	0,113	0,080	0,097	0,199	0,197	0,175	0,056	0,039	0,047	0,086	0,065	0,074
736	0,071	0,047	0,062	0,125	0,116	0,111	0,035	0,023	0,030	0,054	0,038	0,047
737	0,146	0,120	0,132	0,333	0,419	0,382	0,072	0,058	0,064	0,111	0,096	0,101
738	0,127	0,096	0,108	0,288	0,338	0,287	0,062	0,047	0,052	0,096	0,077	0,081
740	0,101	0,071	0,084	0,229	0,246	0,208	0,050	0,034	0,041	0,076	0,057	0,062
741	0,099	0,067	0,081	0,224	0,235	0,198	0,049	0,032	0,040	0,074	0,054	0,061
742	0,264	0,216	0,239	0,092	0,067	0,077	0,131	0,105	0,113	0,117	0,100	0,102
744	0,283	0,246	0,247	0,167	0,140	0,143	0,140	0,119	0,117	0,318	0,382	0,320

Anexo III

Para a realização do método de localização de falha, foram utilizados os passos 1, 2 e 3 descritos no item 3.3.3. Esses procedimentos foram desenvolvidos no software Matlab e são baseados no algoritmo de proteção adaptativa descrito por Brahma e Girgis [4].

```
%Determinação de Localização de Falta segundo Brahma 2004
close all;
clear all;
clc;
format short;
%Definição de dados da Off-line
Gerador={'1gerador'; '2gerador'; '3gerador'; '4gerador'};
Barras2={'701';'702';'703';'704';'705';'706';'707';'708';'7
09';

'710';'711';'712';'713';'714';'718';'720';'722';'724';'725'
;

'727';'728';'729';'730';'731';'732';'733';'734';'735';'736'
;
    '737';'738';'740';'741';'742';'744'};
Curto={'trifasico' 'bifasico' 'monofasico' };
Fase={'abc' 'ab' 'ac' 'bc' 'a' 'b' 'c'};
Tabela=0;
%Primeiro passo: Carregamento de dados Off Line
%Níveis de Curto Anafas
load ('CC\curto37barrasgerador7991');
load ('CC\curto37barrasgerador7992');
load ('CC\curto37barrasgerador7993');
load ('CC\curto37barrasgerador7994');
load ('CC\curto37barrasgerador7372');
load ('CC\curto37barrasgerador7373');
load ('CC\curto37barrasgerador7374');
load ('CC\curto37barrasgerador7203');
load ('CC\curto37barrasgerador7204');
load ('CC\curto37barrasgerador7294');
MatrizCC7991=[abs(CC7991(:,4)) abs(CC7991(:,7)) ...
    abs(CC7991(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7992=[abs(CC7992(:,4)) abs(CC7992(:,7)) ...
    abs(CC7992(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7993=[abs(CC7993(:,4)) abs(CC7993(:,7)) ...
    abs(CC7993(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7994=[abs(CC7994(:,4)) abs(CC7994(:,7)) ...
    abs(CC7994(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
```

```

MatrizCC7372=[abs(CC7372(:,4)) abs(CC7372(:,7)) ...
    abs(CC7372(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7373=[abs(CC7373(:,4)) abs(CC7373(:,7)) ...
    abs(CC7373(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7374=[abs(CC7374(:,4)) abs(CC7374(:,7)) ...
    abs(CC7374(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7203=[abs(CC7203(:,4)) abs(CC7203(:,7)) ...
    abs(CC7203(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7204=[abs(CC7204(:,4)) abs(CC7204(:,7)) ...
    abs(CC7204(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizCC7294=[abs(CC7294(:,4)) abs(CC7294(:,7)) ...
    abs(CC7294(:,10))]/(100000/(sqrt(3)*4800));
MatrizBarraCC799=CC7991(:,1);
%Correntes das Cargas do Fluxo SIMULIGHT
for G=1:4;
    if G==1
        MatrizCC799=MatrizCC7991;
    elseif G==2
        MatrizCC799=MatrizCC7992;
        MatrizCC737=MatrizCC7372;
    else
        if G==3
            MatrizCC799=MatrizCC7993;
            MatrizCC737=MatrizCC7373;
            MatrizCC720=MatrizCC7203;
        else
            MatrizCC799=MatrizCC7994;
            MatrizCC737=MatrizCC7374;
            MatrizCC720=MatrizCC7204;
            MatrizCC729=MatrizCC7294;
        end
    end
end
for B2=1:35;
    for C2=1:3;
        if C2==1
            inicio=1;
            fim=1;
        elseif C2==2
            inicio=2;
            fim=4;
        else
            inicio=5;
            fim=7;
        end
        for F=inicio:fim;
            Tabela=Tabela+1;
            gg=Gerador{G};
            bb=Barras2{B2};
            cc=Curto{C2};
            ff=Fase{F};
            estado=sprintf('%s%s%s%s',gg,bb,cc,ff);

```

```

load ('flow\modulodacorrente1gerador');
load ('flow\modulodacorrente2gerador');
load ('flow\modulodacorrente3gerador');
load ('flow\modulodacorrente4gerador');
load ('flow\angulodacorrente1gerador');
load ('flow\angulodacorrente2gerador');
load ('flow\angulodacorrente3gerador');
load ('flow\angulodacorrente4gerador');
QGeradores=G;
if QGeradores==1
    correntemodulo=flow1geradormodulo;
    correnteangulo=flow1geradorangulo;
elseif QGeradores==2
    correntemodulo=flow2geradormodulo;
    correnteangulo=flow2geradorangulo;
else
    if QGeradores==3
        correntemodulo=flow3geradormodulo;
        correnteangulo=flow3geradorangulo;
    else
        correntemodulo=flow4geradormodulo;
        correnteangulo=flow4geradorangulo;
    end
end
end
%Montagem de Matriz Corrente Complexa
[~,Coluna1]=size(correntemodulo);
for n=2:1:Coluna1;
Corrente(n-1)=correntemodulo(3,n)*...
    exp(1i*(correnteangulo(3,n)*(pi/180)));
end%Montagem da Matriz Fasor de Corrente
clear correntemodulo; clear correnteangulo;
clear flow1geradormodulo;clear flow1geradorangulo;
clear flow2geradormodulo; clear flow2geradorangulo;
clear flow3geradormodulo; clear flow3geradorangulo;
clear flow4geradormodulo; clear flow4geradorangulo;
clear Linha1; clear Coluna1;
[~,Coluna2]=size(Corrente);
IloudA=0;
IloudB=0;
IloudC=0;
for Aa=1:3:(Coluna2-2);
    IloudA=IloudA+Corrente(Aa);
end
for B=2:3:(Coluna2-1);
    IloudB=IloudB+Corrente(B);
end
for C=3:3:(Coluna2);
    IloudC=IloudC+Corrente(C);
end
clear n; clear Aa; clear B; clear C;
clear Linha2; clear Coluna2;

```

```

%Segundo Passo: Identificação On Line da Falta
%Determinação do Tipo de Falta
Ag=sprintf('casos\\AngulodaCorrenteCC%s',estado);
Md=sprintf('casos\\ModuloCorrenteCC%s',estado);
run(Md);
ModuloCC=dados;
clear dados;
run(Ag);
AnguloCC=dados;
clear dados;
IsourceA=0;
IsourceB=0;
IsourceC=0;
DifTotal=0;
%Montagem de Matriz Corrente Curto Circuito do Simulight
Tempo=ModuloCC(:,1);
[Linha3,Coluna3]=size(ModuloCC);
for n=2:1:Coluna3;
    for m=1:1:Linha3;
        CorrenteCC(m,(n-1))=ModuloCC(m,n)*...
            exp(1i*(AnguloCC(m,n)*(pi/180)));
    end
end%Montagem da Matriz Fasor de Corrente
Contador=0;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
IsourceA799=0;
IsourceB799=0;
IsourceC799=0;
IsourceA737=0;
IsourceB737=0;
IsourceC737=0;
IsourceA720=0;
IsourceB720=0;
IsourceC720=0;
IsourceA729=0;
IsourceB729=0;
IsourceC729=0;
if QGeradores==1
    while DifTotal<=0.03 && Contador~=Linha3
        Iger799A=IsourceA799;
        Iger799B=IsourceB799;
        Iger799C=IsourceC799;
        Contador=Contador+1;
        IsourceA799=CorrenteCC(Contador,1);
        IsourceB799=CorrenteCC(Contador,2);
        IsourceC799=CorrenteCC(Contador,3);
        IsourceA= IsourceA799;
        IsourceB= IsourceB799;
        IsourceC= IsourceC799;
        Diferenca=[IsourceA+IloadA IsourceB+IloadB ...
            IsourceC+IloadC];
    end
end

```



```

        Dif=abs (Diferenca);
        DifTotal=max (Dif);
    end
    Isource799=[IsourceA799-Iger799A;IsourceB799-...
        Iger799B;IsourceC799-Iger799C];
elseif QGeradores==2
    while DifTotal<=0.1 && Contador~=Linha3
        Iger799A=IsourceA799;
        Iger799B=IsourceB799;
        Iger799C=IsourceC799;
        Iger737A=IsourceA737;
        Iger737B=IsourceB737;
        Iger737C=IsourceC737;
        Contador=Contador+1;
        IsourceA799=CorrenteCC (Contador,4);
        IsourceB799=CorrenteCC (Contador,5);
        IsourceC799=CorrenteCC (Contador,6);
        IsourceA737=CorrenteCC (Contador,1);
        IsourceB737=CorrenteCC (Contador,2);
        IsourceC737=CorrenteCC (Contador,3);
        IsourceA= IsourceA799+IsourceA737;
        IsourceB= IsourceB799+IsourceB737;
        IsourceC= IsourceC799+IsourceC737;
        Diferenca=[IsourceA+IloudA IsourceB+IloudB ...
            IsourceC+IloudC];
        Dif=abs (Diferenca);
        DifTotal=max (Dif);
    end
    Isource799=[IsourceA799-Iger799A;...
        IsourceB799-Iger799B;IsourceC799-Iger799C];
    Isource737=[IsourceA737-Iger737A;...
        IsourceB737-Iger737B;IsourceC737-Iger737C];
else
    if QGeradores==3
        while DifTotal<=0.03 && Contador~=Linha3
            Iger799A=IsourceA799;
            Iger799B=IsourceB799;
            Iger799C=IsourceC799;
            Iger737A=IsourceA737;
            Iger737B=IsourceB737;
            Iger737C=IsourceC737;
            Iger720A=IsourceA720;
            Iger720B=IsourceB720;
            Iger720C=IsourceC720;
            Contador=Contador+1;
            IsourceA799=CorrenteCC (Contador,7);
            IsourceB799=CorrenteCC (Contador,8);
            IsourceC799=CorrenteCC (Contador,9);
            IsourceA737=CorrenteCC (Contador,4);
            IsourceB737=CorrenteCC (Contador,5);
            IsourceC737=CorrenteCC (Contador,6);

```

```

IsourceA720=CorrenteCC (Contador,1);
IsourceB720=CorrenteCC (Contador,2);
IsourceC720=CorrenteCC (Contador,3);
IsourceA= IsourceA799+IsourceA737+ IsourceA720;
IsourceB= IsourceB799+IsourceB737+ IsourceB720;
IsourceC= IsourceC799+IsourceC737+ IsourceC720;
Diferenca=[IsourceA+IcloudA ...
           IsourceB+IcloudB IsourceC+IcloudC];
Dif=abs (Diferenca);
DifTotal=max (Dif);
end
Isource799=[IsourceA799-Iger799A;...
           IsourceB799-Iger799B;IsourceC799-Iger799C];
Isource737=[IsourceA737-Iger737A;...
           IsourceB737-Iger737B;IsourceC737-Iger737C];
Isource720=[IsourceA720-Iger720A;...
           IsourceB720-Iger720B;IsourceC720-Iger720C];
else
    while DifTotal<=0.03 && Contador~=Linha3
        Iger799A=IsourceA799;
        Iger799B=IsourceB799;
        Iger799C=IsourceC799;
        Iger737A=IsourceA737;
        Iger737B=IsourceB737;
        Iger737C=IsourceC737;
        Iger720A=IsourceA720;
        Iger720B=IsourceB720;
        Iger720C=IsourceC720;
        Iger729A=IsourceA729;
        Iger729B=IsourceB729;
        Iger729C=IsourceC720;
        Contador=Contador+1;
        IsourceA799=CorrenteCC (Contador,10);
        IsourceB799=CorrenteCC (Contador,11);
        IsourceC799=CorrenteCC (Contador,12);
        IsourceA737=CorrenteCC (Contador,7);
        IsourceB737=CorrenteCC (Contador,8);
        IsourceC737=CorrenteCC (Contador,9);
        IsourceA720=CorrenteCC (Contador,1);
        IsourceB720=CorrenteCC (Contador,2);
        IsourceC720=CorrenteCC (Contador,3);
        IsourceA729=CorrenteCC (Contador,4);
        IsourceB729=CorrenteCC (Contador,5);
        IsourceC729=CorrenteCC (Contador,6);
        IsourceA= IsourceA799+IsourceA737+ ...
                IsourceA720+IsourceA729;
        IsourceB= IsourceB799+IsourceB737+ ...
                IsourceB720+IsourceB729;
        IsourceC= IsourceC799+IsourceC737+ ...
                IsourceC720+IsourceC729;
        Diferenca=[IsourceA+IcloudA ...

```

```

        IsourceB+IloadB IsourceC+IloadC];
Dif=abs(Diferenca);
DifTotal=max(Dif);
end
Isource799=[IsourceA799-Iger799A;...
            IsourceB799-Iger799B;IsourceC799-Iger799C];
Isource737=[IsourceA737-Iger737A;...
            IsourceB737-Iger737B;IsourceC737-Iger737C];
Isource720=[IsourceA720-Iger720A;...
            IsourceB720-Iger720B;IsourceC720-Iger720C];
Isource729=[IsourceA729-Iger729A;...
            IsourceB729-Iger729B;IsourceC729-Iger720C];
end
end
DifCresc=sort(Dif);
if Contador~=Linha3;
    if min(abs(Diferenca))>0.03;
        tipo=1;
        Seq=2;
        t=Tempo(Contador);
        s = sprintf...
            ('Com Curto Circuito Trifásico em %d
segundos',t);
    else if DifCresc(2)>0.03;
        tipo=3;
        Seq=1;
        t=Tempo(Contador);
        s = sprintf...
            ('Com Curto Circuito Bifásico em %d
segundos',t);
    else
        tipo=2;
        Seq=1;
        t=Tempo(Contador);
        s = sprintf...
            ('Com Curto Circuito Monofásico em %d
segundos',t);
    end
end
else
    t=Tempo(Contador);
    s = sprintf...
        ('Sem Curto Circuito no intervalo de %d
segundos',t);
end
%%%Determinação do trecho de
Falha%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Trecho=[1 1 701;2 701 702;3 702 713;4 713 704;5 704 720;
        6 704 714;7 714 718;8 720 706;9 706 725;10 720 707;
        11 707 724;12 707 722; 13 702 705;14 705 742;15 705
712;

```

```

16 702 703;17 703 727;18 727 744;19 744 728;20 744 729;
21 703 730;22 730 709;23 709 731;24 709 708;25 708 732;
26 708 733;27 733 734;28 734 710;29 710 736;30 710 735;
31 734 737;32 737 738;33 738 711;34 711 741;35 711
740];
trecho=0;
Cond=0;
if tipo==1;
    Dmin=0.1;
    Dmax=0.1;
else if tipo==2;
    Dmin=0.15;
    Dmax=0.1;
else
    Dmin=0.8;
    Dmax=0.2;
end
end
while Cond == 0 && trecho~=35
    trecho=trecho+1;
    N1=find(MatrizBarraCC799==Trecho(trecho,2));
    N2=find(MatrizBarraCC799==Trecho(trecho,3));
    CCTrecho799=[MatrizCC799(N1,tipo) ...
        MatrizCC799(N2,tipo)];
    if max(abs(Isource799))>=(min(CCTrecho799)-Dmin) &&
...
max(abs(Isource799))<=(max(CCTrecho799)+Dmax)
    Cond=1;
else
    Cond=0;
end
if Cond==1 && QGeradores>=2
    CCTrecho737=[MatrizCC737(N1,tipo) ...
        MatrizCC737(N2,tipo)];
    if max(abs(Isource737))>=(min(CCTrecho737)-
Dmin) && ...
max(abs(Isource737))<=(max(CCTrecho737)+Dmax)
        Cond=1;
    else
        Cond=0;
    end
end
if Cond==1 && QGeradores>=3
    CCTrecho720=[MatrizCC720(N1,tipo) ...
        MatrizCC720(N2,tipo)];
    if max(abs(Isource720))>=(min(CCTrecho720)-
Dmin) && ...
max(abs(Isource720))<=(max(CCTrecho720)+Dmax)

```

```

        Cond=1;
    else
        Cond=0;
    end
end
if Cond==1 && QGeradores==4
    CCTrecho729=[MatrizCC729(N1,tipo) ...
        MatrizCC729(N2,tipo)];
    if max(abs(Isource729))>=(min(CCTrecho729)-
Dmin) && ...
max(abs(Isource729))<=(max(CCTrecho729)+Dmax)
        Cond=1;
    else
        Cond=0;
    end
end
end
end
%%%%Tabela de saída de dados%%%%%%%%
Curto2={'Trifásico' 'Bifásico' 'Monofásico' };
Fase2={'ABC' 'AB' 'AC' 'BC' 'A' 'B' 'C'};
if Cond==0
    Trecho2='Não Encontrado';
else
    Trecho2=trecho;
end
Isource2799=max(abs(Isource799));
if QGeradores==4
    Isource2737=max(abs(Isource737));
    Isource2720=max(abs(Isource720));
    Isource2729=max(abs(Isource729));
elseif QGeradores==3
    Isource2737=max(abs(Isource737));
    Isource2720=max(abs(Isource720));
    Isource2729=[ ];
elseif QGeradores==2
    Isource2737=max(abs(Isource737));
    Isource2720=[ ];
    Isource2729=[ ];
else
    Isource2737=[ ];
    Isource2720=[ ];
    Isource2729=[ ];
end
TT{Tabela,1}=sprintf('%s',Curto2{C2});
TT{Tabela,2}=sprintf('%s',Fase2{F});
TT{Tabela,3}=G;
TT{Tabela,4}=sprintf('%s',Barras2{B2});
TT{Tabela,5}=Trecho2;
TT{Tabela,6}=Isource2799;
TT{Tabela,7}=Isource2737;

```

```
TT{Tabela,8}=Isource2720;  
TT{Tabela,9}=Isource2729;  
    end  
    end  
end  
end  
xlswrite('saida',TT);
```