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

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO POR RELÉS DE SOBRECORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

GEISIELEN CIRQUEIRA SETH

TUCURUÍ - PA
2023

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

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO POR RELÉS DE SOBRECORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

GEISIELEN CIRQUEIRA SETH

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica, do Campus Universitário de Tucuruí, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof.° Me Bernard Carvalho Bernardes

TUCURUÍ - PA
2023

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

C578a Cirqueira Seth, Geisielen.
ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO POR RELÉS DE SOBRECORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA / Geisielen Cirqueira Seth. — 2023.
88 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Me. Bernard Carvalho Bernardes
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal do Pará, Campus Universitário de Tucuruí, Faculdade de Engenharia Elétrica, Tucuruí, 2023.

1. Curto-circuito. 2. geração distribuída. 3. sistema de distribuição de energia elétrica . 4. relé de sobrecorrente. I. Título.

CDD 621.31

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

TÍTULO: ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO POR RELÉS DE SOBRECORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.

DISCENTE: GEISIELEN CIRQUEIRA SETH
MATRÍCULA: 201733940031

ORIENTADOR: PROF. Me. BERNARD CARVALHO BERNARDES – UFPA

#	BANCA EXAMINADORA	CONDIÇÃO
1	Prof. Bernard Carvalho Bernardes, Me. – FEE/CTUC/UFPa	Orientador
2	Prof. Raphael Barros Teixeira, Dr. – FEE/CTUC/UFPa	Membro Interno
3	Eng.ª Ana Carolina Neves Pardauil Pires, Dr.ª – DOW	Membro Externo

Data da Defesa: 10/02/2023	**Hora Início:** 09:30	**Hora Término:** 10:17

Trabalho Escrito (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Formatação	9,2	8,5	8,5
Linguagem (gramática e semântica)	9,0	9	8,5
Conteúdo técnico	9,8	9	9

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

Média por examinador	9,64	9,28	9,35
Média Final	9,42		
Conceito Final	EXCELENTE		

Tucuruí-Pa, 10/02/2023

Prof. Me. Bernard Carvalho Bernardes
Orientador

Prof. Dr. Raphael Barros Teixeira
Membro Interno

Prof. Bernard Carvalho Bernardes
Docente da Faculdade de Engenharia Elétrica
Campus Universitário de Tucuruí
Universidade Federal do Pará
SIAPE nº 1832071

Eng.ª Dr.ª Ana Carolina Neves Pardauil Pires
Membro Externo

A Deus, meus pais Marinalva Alves Cirqueira Seth e Jailton Pereira Seth, familiares e amigos por todo incentivo durante esses anos de graduação e por sempre terem acreditado nos meus sonhos e a todos que me apoiaram nessa jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por tudo que tem me proporcionado, por ter sido a minha fortaleza nos momentos mais difíceis, a minha mãe Marinalva Alves Cirqueira Seth por ter sido minha inspiração diária, um exemplo de cuidado, amor e muita fé, sempre buscando levar a vida com muita leveza e alegria. Ao meu pai Jailton Pereira Seth, por ter sido a minha fortaleza e âncora, sempre cuidando com muito amor e dedicação. Aos meus irmãos Jackson Cirqueira Seth e Jacksuelen Cirqueira Seth por serem meus parceiros e torcerem por mim. A minha prima Edilma Seth rodrigues pelo seu carinho e cuidado. A toda minha família e aos meus amigos pelo apoio, sem vocês eu não teria alcançado essa conquista.

A Universidade Federal do Pará e a todos professores e demais colaboradores do Campus de Tucuruí, pela oportunidade de realizar a graduação em Engenharia Elétrica. Em especial aos professores André Felipe Cruz, Jefferson Souza Costa, Bernard Carvalho Bernardes, Ana Carolina Neves pardauil pires e Raphael Barros Teixeira por terem se dedicado em passar o conhecimento da melhor forma, ensinando com maestria o que era demandado e inspirando seus alunos de forma única.

A empresa júnior Esquadro pelo período em que pude integrar o time como coordenadora de vendas, pela experiencia adquirida durante a minha participação. Aos programas de extensão e bolsas oferecidas pela universidade os quais foram essenciais não apenas para o meu desenvolvimento técnico e teórico como também pela minha permanência na universidade através dos incentivos financeiros oferecidos.

Ao meu Orientador Prof. Me. Bernard Carvalho Bernardes por ter aceitado este desafio e tê-lo desenvolvido com maestria. Aos professores da Faculdade de Engenharia Elétrica, pelo esforço e dedicação que tiveram e por terem passado seus conhecimentos sobre engenharia e afins, apesar das dificuldades de recursos encontradas em nosso campus.

Aos meus amigos e colegas da faculdade, pelos momentos de estudos juntos, os incentivos e parceria durante os trabalhos propostos na faculdade e fora dela.

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO POR RELÉS DE SOBRECORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

RESUMO

A crescente necessidade de diversificação da matriz energética devido tanto a fatores ambientais quanto a econômicos, aliado as vantagens da geração descentralizada, e crescente aumento na demanda de energia elétrica causam um crescimento expressivo da geração distribuída no Brasil. Com base nisto, o presente estudo tem como principal foco analisar a influência na proteção por relés de sobrecorrente devido à inserção de geração distribuída em dois sistemas de distribuição radiais. O objetivo geral é entender de que forma a inserção massiva de geradores síncronos reflete na proteção do sistema e fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Para tanto, definiram-se os seguintes objetivos específicos, simular faltas nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica via DIgSILENT, analisar as principais alterações na corrente de curto-circuito após a inserção da geração distribuída e entender de que forma essa alteração impacta na atuação dos relés de sobrecorrente. Abordar o estudo de curto-circuito aplicado aos relés de sobrecorrente justifica-se, pois nos últimos anos o sistema interligado de energia elétrica brasileiro sofreu uma enorme expansão devido à grande inserção de geração distribuída, o que pode impactar na atuação desses dispositivos. Com o levantamento dos dados ao longo das simulações, foi possível concluir quea inserção de geração distribuída no sistema contribui para o aumento da corrente de curto-circuito, o que consequentemente pode refletir em desajustes nos parâmetros de projeto do relé de sobrecorrente, sendo um potencial fator de risco para a atuação satisfatória em casos de falhas.

Palavra-chave: Curto-circuito, geração distribuída, sistema de distribuição de energia elétrica e relé de sobrecorrente.

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE INSERTION OF DISTRIBUTED GENERATION IN PROTECTION BY OVERCURRENT RELAYS IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS

ABSTRACT

The rising need to diversify the energy matrix due to both environmental and economic factors, combined with the advantages of decentralized generation, and the increasing demand for electricity has caused a significant growth in distributed generation in Brazil. Based on this, the main focus of this study is to analyze the influence on protection by overcurrent relays due to the insertion of distributed generation in two radial distribution systems. The general aim is to understand how a massive insertion of synchronous generators reflects on the protection of the system and the supply of electricity to final consumers. To do so, the following specific objectives were defined, fault simulation in Electric Power Distribution Systems via DIgSILENT, analysis of main changes in short-circuit current after the insertion of distributed generation and understanding how this change impacts on the performance of overcurrent relays. To approach short-circuit studies applied to overcurrent relays is justified because in recent years the interconnected Brazilian electrical energy system has undergone a vast expansion caused by large insertion of distributed generation, which may impact the performance of these devices. Using the data gathered throughout these simulations, it was possible to conclude that the insertion of distributed generation in the system contributes to the increase of the short-circuit current, which consequently shall cause a mismatch in the design parameters of the overcurrent relay, then entailing a risk factor for satisfactory performance in cases of failure.

Keywords*: Short circuit, distributed generation, electrical energy distribution system and overcurrent relay.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama unifilar típico do sistema elétrico de potência. 21
Figura 2.2 Comportamento da corrente de curto-circuito com relação ao tempo. 23
Figura 2.4 Componentes de sequência 28
Figura 2.5 Curto-circuito Trifásico com envolvendo o Terra. 29
Figura 2.6 Conexão das redes de Sequência Positiva (a) , Negativa (b) e Zero (c) (Adaptado (SIEMES1975)). 30
Figura 2.7 Curto-circuito bifásico sem contato com a terra (Adaptado (SIEMES,1975)). 30
Figura 2.8 Componentes de Sequência Positiva (a), Negativa (b) e Zero (c) para falta Bifásica. 31
Figura 2.9 Curto-circuito Bifásico com Terra (Adaptado (SIEMES,1975)). 31
Figura 2.10 Componentes de Sequência Positiva (a), Negativa (b) e Zero (c) para falta Bifásica à Terra. 32
Figura 2.11 Curto-circuito Monofásico à Terra (Adaptado (SIEMES,1975)). 33
Figura 2.12 Componentes de Sequência Positiva (a), Negativa (b) e Zero (c) para falta Monofásica. 34
Figura 2.13 Máquina de indução. 36
Figura 2.14 Esquema de geração Fotovoltaica Residencial. 37
Figura 2.15 Modelo Sequência Positiva Gerador (Adaptado (SIEMES,1975)). ..... **Erro! Indicador não definido.**
Figura 2.16 Modelo Sequência Negativa Gerador (Adaptado (SIEMES,1975)). ..... **Erro! Indicador não definido.**
Figura 2.17 Modelo de Sequência Zero (Adaptado (SIEMES,1975)).**Erro! Indicador não definido.**
Figura 2.18 Máquina síncrona de grande porte. 39
Figura 2.19 Propriedade da Seletividade. 41
Figura 2.20 Zona de Proteção. 42
Figura 2.21 Proteção Primária e Secundária. 42
Figura 2.22 Sistema de proteção em SDEE (Adaptado de (SATO,2015)). 43
Figura 2.23 Diagrama trifilar de um sistema de proteção típico (Adaptado (SATO,2015)). 44
Figura 2.24 Sequência de eventos para ação do relé de sobrecorrente (Adaptado (Sato,2015)). 44

Figura 2.25 Comparação das curvas características definidas pela IEC (Adaptada (ANDERSON,1999)). 49
Figura 2.26 Disjuntor juntamente com os demais dispositivos de proteção. 51
Figura 3.1 Sistema de Distribuição de 53 barras sem GD. 52
Figura 3.2 Sistema de Distribuição de 135 barras sem GD. 53
Figura 5.1 Sistema de 53 Barras. 59
Figura 5.2 Curva T x I Relé 1 – Sistema 53 Barras 61
Figura 5.3 Curva T x I Relé 2 - Sistema 53 Barras. 62
Figura 5.4 Curva T x I Relé 3 - Sistema 53 Barras. 63
Figura 5.5 Curva T x I Relé 4 - Sistema 53 Barras. 64
Figura 5.6 Curva T x I Relé 5 - Sistema 53 Barras. 65
Figura 5.7 Curva T x I Relé 6 - Sistema 53 Barras. 66
Figura 5.8 Curva T x I Relé 7 - Sistema 53 Barras. 67
Figura 5.9 Curva T x I Relé 8 - Sistema 53 Barras 68
Figura 5.10 Curva T x I Relé 9 - Sistema 53 Barras. 69
Figura 5.11 Sistema 135 Barra com Relés. 70
Figura 5.12 Curva T x I Relé 1 – Sistema 135 Barras 71
Figura 5.13 Curva T x I do Relé 2 – Sistema 135 Barras. 72
Figura 5.14 Curva T x I do Relé 3 – Sistema 135 Barras 73
Figura 5.15 Curva T x I do Relé 4 – Sistema 135 Barras. 74
Figura 5.16 Curva T x I Ralé 5 – Sistema 135 Barras. 75
Figura 5.17 Curva T x I do Relé 6– Sistema 135 Barras 76
Figura 5.18 Curva T x I do Relé 7 – Sistema 135 Barras. 77

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Tensões usuais em um SEP. 21
Tabela 2.2Principais causas de falhas no SEP Brasileiro (Adaptado (FILHO; MAMEDE, 2011)). 25
Tabela 2.3 Etapa que ocorre o curto-circuito (Adaptado (FILHO; MAMEDE, 2011)). 26
Tabela 2.4 Tipos de Falhas (Adaptado (FILHO; MAMEDE, 2011)). 26
Tabela 2.5 Tipos de Geração Distribuída (Adaptado (ANEEL, 2012)). 34
Tabela 2.6 Unidades consumidoras com Geração Distribuída (Adaptado (ANEEL, 2020)). 34
Tabela 2.7 Correspondência entre curto-circuito no gerador síncrono e em um sistema de potência (Adaptado(KINDERMANN, G, 1997). 38
Tabela 2.8 Nomenclaturas (Adaptado (SATO,2015)). 48
Tabela 2.9 Valores constantes norma IEC (Adaptado (VIEIRA, 2020)). 49
Tabela 2.10 Curva padrão IEC/BS142 do fabricante General Electric. 50
Tabela 3.1 Situações de Simulação (Autoria própria, 2022). 51
Tabela 3.2 Parâmetros do Gerador Síncrono. 54
Tabela 4.1 Localização da geração distribuída nos sistemas. 55
Tabela 4.2 Dados do sistema de 53 barras na subestação 101. 56
Tabela 4.3 Dados do sistema de 53 barras na subestação 102. 56
Tabela 4.4 Dados do sistema de 53 barras na subestação 104. 56
Tabela 4.5 Dados do sistema de 135 barras na Subestação A. 57
Tabela 4.6 Dados do sistema de 135 barras para a Subestação B. 58
Tabela 5.1 Relé principal entre a Subestação 101 e a Barra 101 60
Tabela 5.2 Relé 2 do Sistema de Distribuição de 53 Barras. 61
Tabela 5.3 Relé 3 do Sistema de Distribuição de 53 Barras. 62
Tabela 5.4 Relé principal entre a Subestação 102 e a Barra 102 64
Tabela 5.5 Relé 5 do Sistema de Distribuição de 53 Barras. 65
Tabela 5.6 Relé 6 do Sistema de Distribuição de 53 Barras. 66
Tabela 5.7 Relé principal entre a Subestação 104 e a Barra 104 67
Tabela 5.8 Relé 8 do Sistema de Distribuição de 53 Barras. 68
Tabela 5.9 Relé 9 do Sistema de Distribuição de 53 Barras. 69
Tabela 5.10 Relé principal entre a Subestação A e a Barra A. 70
Tabela 5.11 Relé 2 do Sistema de Distribuição. 71

Tabela 5.12 Relé 3 do Sistema de Distribuição. 72
Tabela 5.13 Relé 4 do Sistema de Distribuição. 73
Tabela 5.14 Relé principal entre a Subestação B e a Barra B. 74
Tabela 5.15 Relé 6 do Sistema de Distribuição 53 Barras. 75
Tabela 5.16 Relé 7 do Sistema de Distribuição 135 Barras 76
Tabela 0.1 Dados dos cabos (condutores) do sistema de 53 barras 83
Tabela 0.2 Dados das linhas do sistema de 53 barras 83
Tabela 0.3 Dados de capacidade de carregamento das subestações no sistema de 53 barras 83
Tabela 0.4 Dados de impedância e de corrente máxima no sistema de 53 barras 84
Tabela 0.5 Dados de demanda de carga nas barras do sistema de 53 barras 85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potencia
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
CC	Curto-circuito
AC	Corrente Alternada
DC	Corrente Continua
I_{cc}	Corrente de Curto-circuito
S_{cc}	Potência de Curto-circuito
I_p	Corrente de Pico
I_{ccA}	Corrente de Curto-circuito na Fase A
I_{ccB}	Corrente de Curto-circuito na Fase B
U_S	Tensão de Fase S
U_R	Tensão de Fase R
U_T	Tensão de Fase T
U_{1R}	Tensão de Sequência Positiva
U_{2R}	Tensão de Sequência Negativa
U_0	Tensão de Sequência Zero
I_S	Corrente da Fase S
I_R	Corrente da Fase R
I_T	Corrente da Fase T
I_{1R}	Corrente de Sequencia Positiva
I_{2R}	Corrente de Sequencia Negativa
I_0	Corrente de Sequencia Zero
$I_{k(3)}$	Corrente de Curto-circuito Trifásica
$I_{k(2)}$	Corrente de Curto-circuito Bifásica
Z_1	Impedância de Sequência Positiva
Z_2	Impedância de Sequência Negativa
Z_0	Impedância de Sequência Zero
a	Operador *a*

a^2	Operador a^2
$\boldsymbol{A_R}$	Vetor R
$\boldsymbol{A_S}$	Vetor S
$\boldsymbol{A_T}$	Vetor T
$\boldsymbol{A_{1R}}$	Vetor R de Sequência Positiva
$\boldsymbol{A_{2R}}$	Vetor R de Sequência Negativa
$\boldsymbol{A_0}$	Vetor de Sequência Zero
$\boldsymbol{A_{1S}}$	Vetor S de Sequência Positiva
$\boldsymbol{A_{2S}}$	Vetor S de Sequência Negativa
$\boldsymbol{A_{1T}}$	Vetor T de Sequência Positiva
$\boldsymbol{A_{2T}}$	Vetor T de Sequência Negativa
TCs	Transformador de Corrente
TPs	Transformador de Potência
EAT	Extra Alta Tensão
AT	Alta Tensão
TDS	Time Dial Setting
TCC	Curva Característica de Tempo-corrente
IEC	*International Electrotechnical commission*
IEEE	*Institute of Electrical and Eletronics Engineers*
I_s	Corrente de ajuste (pick-up)
L	Constante
k	Time Dial Setting (TDS)

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição
A	Amperes
V	Volts
VA	Potência ativa
VAR	Potência reativa
s	Segundos
Ω	Resistência
Hz	Frequência
α	Constante
β	Constante

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 16

1.1 OBJETIVOS 17

1.1.1 Objetivo Geral 17

1.1.2 Objetivos Específicos 17

1.2 JUSTIFICATIVA 17

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO 18

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 20

2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 20

2.2 CURTO-CIRCUITO 22

2.3 FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 25

2.4 TEOREMA DE FORTESCUE: MÉTODO DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS 27

2.4.1 Componentes Simétricas 27

2.4.2 Impedâncias de Sequência Positiva, Negativa e Zero 28

2.5 TIPOS DE FALTAS 28

2.5.1 Falta Trifásica 28

2.5.2 Falta Bifásica Sem Contato Com a Terra 30

2.5.3 Falta Bifásica à Terra 31

2.5.4 Falta Monofásico à Terra 33

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 34

2.6.1 Tipos de Geradores Distribuídos 35

2.6.2 Geradores Síncronos 37

2.7 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO 39

2.8 PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 40

2.8.1 Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção 41

2.8.2 Dispositivos de Proteção 42

2.9 RELÉS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA 45

2.9.1 Características Funcionais do Relé de Proteção 46

2.9.2 Relés de Sobrecorrente 47

2.10 DISJUNTORES 50

3 METODOLOGIA 51

3.1 SISTEMA DE 53 BARRAS 52

3.2 SISTEMA DE 135 BARRAS 52

3.3 CARACTERÍSTICA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA INSERIDA NOS SISTEMAS 53

4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....55
4.1.1 Sistema 53 Barras.....55
4.1.2 Sistema de 135 Barras.....57
5 ANÁLISE DA CURVA 51 F DO RELÉ DE SOBRECORRENTE.....59
5.1 RELÉS DO SISTEMA DE 53 BARRAS.....59
5.1.1 Sistema Ligado a Subestação 101.....59
5.1.2 Sistema Ligado a Subestação 102.....63
5.1.3 Sistema Ligado a Subestação 104.....66
5.2 RELÉS DO SISTEMA DE 135 BARRAS.....69
5.2.1 Sistema Ligado a Subestação A.....70
5.2.2 Sistema Ligado a Subestação B.....74
6. CONCLUSÃO.....78
REFERÊNCIAS.....80
ANEXO I – DADOS DO SISTEMA DE 53 BARRAS E 61 RAMOS.....83
ANEXO II – DADOS DO SISTEMA DE 135 BARRAS E 154 RAMOS.....86

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é sustentada basicamente pela geração hidrelétrica. Ou seja, cerca de 70% do que se consome no Brasil advém do que é gerado nas usinas pela força das águas dos rios (ABSOLAR, 2017). No entanto, o atual cenário de crise hídrica nos reservatórios hidrelétricos e constante uso das usinas termelétricas fósseis, caras e poluentes, traz um sinal de alerta no setor elétrico: é hora de acelerar o uso da geração distribuída, para diversificar a oferta e fortalecer a segurança de suprimento elétrico do Brasil (ABSOLAR, 2021). A geração distribuída (GD) é regulamentada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) como Microgeração com potência instalada até 75kW e Minigeração com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Segundo o ministério de minas e energia, a matriz de energia elétrica brasileira teve destaque com relação ao aumento da geração solar, tendo crescido 55,9% em 2021. Essa é a maior taxa de expansão entre as renováveis, sendo que a geração distribuída já contribuiu com 53,8% da geração solar total (Ministério de Minas e Energia, 2022). Esse aumento considerável na capacidade instalada e na contribuição de geração distribuída se deve por suas vantagens quando se trata da expansão do sistema elétrico de potência (SEP), se comparado ao formato tradicional de geração centralizada. Facilitar e incentivar a introdução de geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica torna-se uma vantagem competitiva para as empresas do setor elétrico e para os estados. Para a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), entre os custos futuros que podem ser evitados pelas companhias de energia elétrica quando um consumidor instala GD estão: alívio na operação da rede, redução da necessidade de novas linhas de transmissão, redução da necessidade de novas usinas de geração, além de menores impactos e custos ambientais (ABSOLAR, 2021).

No entanto, as normativas nacionais e internacionais vêm trabalhando para que a inserção de GD no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) seja feita de forma segura. Isso porque o sistema estará sujeito a maiores esforços eletromagnéticos, mecânicos e a maiores níveis de corrente durante a sua operação. O que pode gerar interrupções durante a distribuição de energia, ocasionando maiores problemas econômicos e físicos tanto aos consumidores quanto às concessionárias de energia.

Dentre as falhas mais comuns e também as mais críticas estão os curtos-circuitos. Estes ocorrem em decorrência da ruptura do isolamento entre as fases ou entre fase e terra. A magnitude da corrente de curto-circuito depende de vários fatores, tais como: tipo de curto-circuito, capacidade do sistema de geração, topologia da rede elétrica, tipo de aterramento do

neutro dos equipamentos etc. (SATO, 2015).

A simulação de curtos-circuitos é imprescindível tanto no planejamento como na operação de sistemas de potência, sendo que o resultado dessa análise possibilita a tomada de decisões. (SATO, 2015).

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo analisar os impactos nos níveis de curto-circuito provenientes da inserção massiva de geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica e quais os reflexos dessa inserção na proteção dos relés de sobrecorrente do sistema.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar os impactos causados aos relés de sobrecorrente após a inserção de geração distribuída em dois sistemas radiais de distribuição de energia elétrica utilizando o software DIgSILENT, e entender de que forma a inserção massiva de geradores síncronos reflete na proteção do sistema e fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Simulação de faltas via software DIgSILENT nos sistemas radiais de distribuição de 53 e 135 barras com e sem a presença de GDs.
- Analisar as principais alterações nos níveis da corrente de curto-circuito após a inserção de geração distribuída nas redes de distribuição.
- Entender de que forma a inserção de sucessivas fontes de geração distribuída influência na proteção do sistema, especificamente nos relés de sobrecorrente.

1.2 JUSTIFICATIVA

A sucessiva demanda de energia elétrica e a necessidade de diversificação da matriz energética das últimas décadas culminou no aumento massivo da inserção de geração distribuída no SDEE. Nos últimos anos, várias pesquisas foram direcionadas para entender quais benefícios e dificuldades surgiram no desempenho do SDEE quando inserido geração distribuída. Esse esforço busca diminuir as possíveis problemáticas causadas por essa tendência na matriz energética mundial.

No momento de sua manifestação, a corrente de falta excede consideravelmente a corrente

nominal do equipamento afetado, podendo trazer danos materiais e distúrbios de operação normal do sistema. De fato, o curto-circuito pode não só danificar equipamentos, mas também causar consideráveis quedas de tensão e na frequência, provocando instabilidade no sistema de potência (SATO, 1979).

Segundo (BROWN, RICHARD, 2002), as interrupções dos clientes são causadas por uma ampla gama de fenômenos, incluindo falha de equipamento, animais, árvores, mau tempo e erro humano. Essas causas estão na raiz da confiabilidade de distribuição e entendê-las permitem a existência de tópicos como modelagem de confiabilidade e otimização computacional para serem vistos de uma perspectiva prática. Além disso, identificar e abordar a causa raiz física é geralmente a maneira mais econômica de resolver problemas de confiabilidade.

Torna-se claro que, a análise dos impactos decorrentes da geração distribuída nos níveis de curto-circuito, pode impactar direta ou indiretamente, tanto no planejamento e operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica, quanto na garantia de maior qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

As análises provenientes dos níveis de curto-circuito em um SDEE sustentam o desenvolvimento deste trabalho pois, tais resultados propiciarão inúmeros outras análises e bases de estudos como (1) coordenação e seletividade de dispositivos de proteção e (2) suportabilidade térmica e dinâmica de elementos do sistema de energia.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos que apresentam todo o embasamento e métodos utilizados para realizar o estudo da corrente de curto-circuito e qual o seu impacto na proteção por relés de sobrecorrente em dois sistemas radiais distintos, através de simulação utilizando o software DIgSILENT.

Após a introdução da problemática e objeto de estudo realizada no capitulo 1, é realizado uma revisão bibliográfica no capítulo 2 referente aos conceitos de sistemas de distribuição, curto-circuito, faltas em sistemas de distribuição, método das componentes simétricas através do teorema de Fortescue, tipos de faltas em um sistema elétrico de potência e as suas principais causas, geração distribuída e os seus principais tipos, geradores síncronos, impactos da geração distribuída nos níveis de curto-circuito e a proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica com foco nos relés de proteção.

No capítulo 3 está apresentado a metodologia de estudo utilizada neste trabalho, também são apresentados os sistemas radiais de 53 e 135 barras, suas especificidades e topologias, além

do local de inserção da geração distribuída nas simulações.

No capítulo 4 foi realizada uma breve apresentação do software DIgSILENT e suas principais funcionalidades. Também está apresentado no formato de tabelas os resultados numéricos das simulações realizadas neste software, onde é possível perceber as variações na corrente de falta devido a inserção de geração distribuída nos sistemas.

No capítulo 5 realizamos a análise do impacto causado na proteção por relés de sobrecorrente próximos às subestações, devido a alteração na corrente de curto-circuito causada pela inserção de geração distribuída no sistema.

No capítulo 6, por fim, estão apresentados os resultados e considerações finais provenientes das análises que foram obtidas através da simulação dos sistemas de distribuição de energia de 135 e 53 barras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) é uma parte da estrutura do sistema elétrico de potência (SEP) o qual tem a função básica de receber a energia, vindo dos circuitos de transmissão em alta de tensão, manobrá-la e entregá-la com tensão adequada aos seus consumidores. Existem três principais tipos de consumidores em uma SDEE, sendo eles:

a) Residenciais

b) Comerciais

c) Industriais de Pequeno Porte

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica também pode ser subdividido como:

a) **Sistema de Distribuição Primária:** Esse sistema atende principalmente consumidores comerciais e indústrias de pequeno porte, sua tensão típica de operação é 13,8 kV ou 34 kV.

b) **Sistema de Distribuição Secundária**: O Sistema de Distribuição Secundária está presente principalmente na distribuição física dos bairros e ruas das cidades, ele atende consumidores residenciais em sua maioria e sua tensão típica de operação é 220/127 V ou 380/220 V.

Numa subestação de distribuição, o transformador tem a função de receber a energia num nível de alta tensão e baixá-la para vários circuitos primários de distribuição (SHORT, 2004). A Figura 2.1 mostra um diagrama unifilar típico do sistema elétrico de potência.

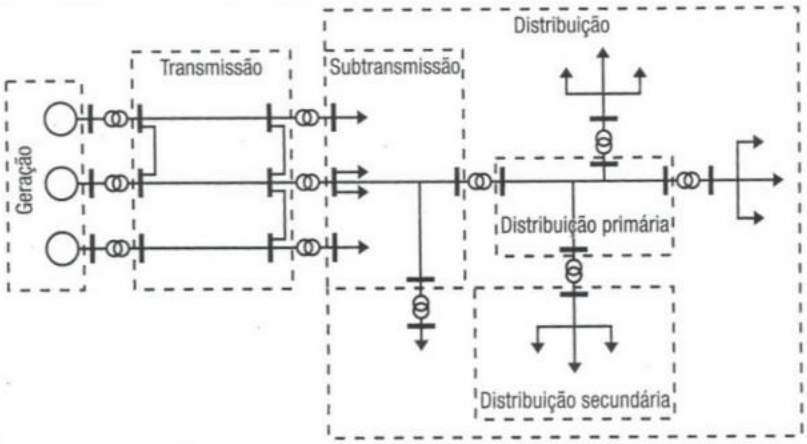


Figura 2.1 Diagrama unifilar típico do sistema elétrico de potência (Adaptado (Andrey,2022)).

O sistema de distribuição de energia elétrica é aquele que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica (ABRADEE, 2021).

Nas proximidades de cada unidade consumidora (UC) haverá um transformador de distribuição que terá a função de receber a energia num nível de tensão primário e baixá-la para um outro nível secundário, que comumente gira em torno de 120/240 V (SHORT, 2004).

Linhas de subtransmisão de baixa tensão (69, 34.5 e 23 kV) tendem a ser projetados e operados como são as linhas de distribuição, com loops radiais, usando postes ao longo das estradas, com religadores e reguladores, muitas vezes sem um fio blindado e com proteção de sobrecorrente temporizada (SHORT T. , 2004). Os valores eficazes das tensões utilizados no Brasil estão fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia e estão apresentados na Tabela 1.1

Tabela 2.1 Tensões usuais em um SEP (Adaptado (ANEEL,2012)).
(continua)

Tensões usuais em Sistemas de Potência			
Tensão (kW)		Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Existente		
0,220/0,127	0,11	Distribuição Secundária	Distribuição
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária	
34,5	22,5		
34,5	88	Subtransmisão	
69			
138			

Tabela 2.2 Tensões usuais em um SEP (Adaptado (ANEEL,2012))

(conclusão)

Tensões usuais em Sistemas de Potência			
Tensão (kW)		Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Existente		
138	440	Transmissão	Transmissão
230	750		
345			
500			

Do total da energia distribuída no Brasil, aproximadamente 60% é de responsabilidade do setor privado, enquanto as empresas públicas se responsabilizam por, aproximadamente, 40% (ABRADEE, 2021).

O Brasil conta, **em 2019**, com mais de **85 milhões** de "Unidades Consumidoras" (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações/equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Do total de UCs brasileiras, 85% são residenciais (ABRADEE, 2021).

Esse sistema é constituído originalmente por elementos passivos, isto é, as cargas não injetam potência na rede, apenas a absorvem. Baseado nisso, surge outro conceito clássico dos sistemas de distribuição: o fluxo unidirecional de corrente vindo da subestação (SE) para as cargas. Com o advento das instalações de Geração Distribuída (GD), os consumidores passam a ter a possibilidade de injetar corrente no sistema, o que levanta a preocupação dos efeitos do chamado "fluxo reverso de potência", vindo da rede para a SE.

A infraestrutura de distribuição é vasta; afinal, a eletricidade deve ser entregue a clientes concentrados nas cidades, subúrbios e em regiões muito remotas; poucos lugares no mundo industrializado não têm eletricidade de um sistema de distribuição prontamente disponível. O sistema de distribuição é geralmente encontrado ao longo da maioria das estradas secundárias e ruas. A construção urbana é principalmente subterrânea; a construção rural comumente aérea. As estruturas suburbanas podem apresentar uma distribuição mista, com uma boa quantidade de novas construções acontecendo de forma subterrânea (SHORT, 2004).

2.2 CURTO-CIRCUITO

Segundo a norma internacional IEC 60909 o curto-circuito é definido pelo "caminho condutor acidental ou intencional entre duas ou mais partes condutoras, que força a diferença de potencial

entre elas igual ou próxima de zero.”

No instante da falta os valores de corrente consistem de três componentes: (1) uma componente subtransitória; (2) uma componente transitória; (3) uma componente de regime permanente, que permanece enquanto a falta persistir, e que pode ser calculada pelos métodos usuais de análise de circuitos. As componentes subtransitórias e transitórias somam-se à corrente de regime permanente durante o período inicial da falha. Com o decorrer do tempo essas componentes transitórias são amortecidas e reduzidas a zero, de acordo com o tempo definido por suas constantes de tempo (ELETROBRÁS, 1982).

A Figura 2.1 mostra o comportamento da corrente em situação de curto-circuito durante um período t de tempo.

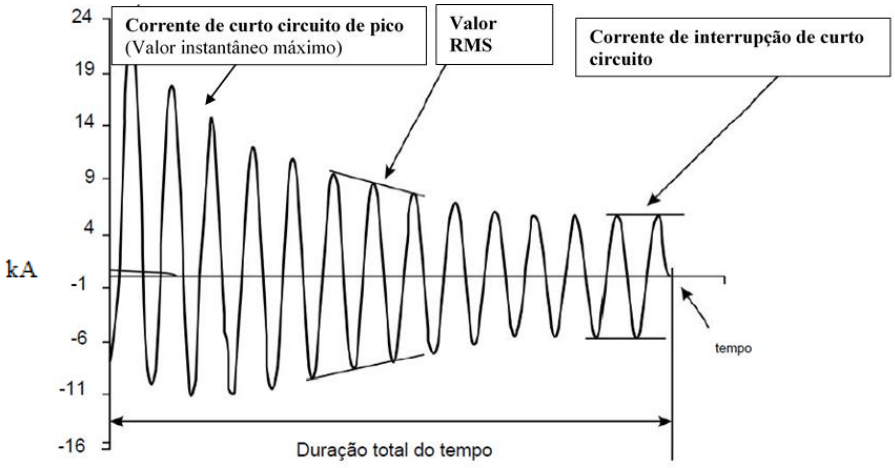


Figura 2.2 Comportamento da corrente de curto-circuito com relação ao tempo (GRAINGER, STEVENSON, 1994).

Nesta Figura, assume-se que a corrente de curto-circuito é interrompida após 14 períodos do seu início, possibilitando uma melhor visualização do seu comportamento.

- **Corrente de pico *ip***: Valor máximo de corrente assumido pela onda senoidal durante a ocorrência de um curto-circuito.
- **Valor RMS**: Valor RMS ou Valor Eficaz é o valor obtido quando relacionamos o valor da potência calculada por efeito joule ou pelo valor médio.
- **Corrente de interrupção**: É o valor da corrente de curto-circuito no momento da atuação dos dispositivos de proteção da rede.

As correntes que percorrem diferentes partes de um sistema de energia imediatamente após a ocorrência de uma falta (período subtransitório) diferem o seu comportamento alguns ciclos

depois (período transitório), pouco antes dos disjuntores serem acionados a abrir a linha em ambos os lados da falha e isolar o curto-circuito. Todas essas correntes são amplamente diferentes das correntes que fluiriam sob condições de estado permanente se a falha não fosse isolada do resto do sistema pela operação de disjuntores (GRAINGER, STEVENSON, 1994).

A corrente máxima de curto-circuito é o principal parâmetro de projeto para a inserção de equipamentos no sistema, sendo esses dimensionados para suportar os efeitos das correntes de curto-circuito, ou seja, efeitos térmicos, magnéticos e mecânicos. Da mesma forma, corrente mínima de curto-circuito é necessária para o projeto de sistemas de proteção e o ajuste mínimo dos relés de proteção (SCHLABBACH,2005). O conhecimento dos níveis da corrente de curto-circuito numa rede elétrica serve de parâmetro para:

- Determinação da capacidade de interrupção dos equipamentos de chaveamento;
- Cálculo e ajustes do sistema de proteção (Relés, Disjuntores, Seccionadores...);
- Seleção de reatores limitadores de corrente e outros equipamentos;
- Seleção de reatores limitadores de corrente e outros equipamentos;
- Cálculo do esforço mecânico nos elementos estruturais dos equipamentos sujeitos às forças eletromagnéticas devida à corrente de curto-circuito (SATO,1979).

Ou seja, toda a confiabilidade e segurança do sistema e das cargas dependem de um bom dimensionamento e completo estudo de curto-circuito, para garantir uma proteção eficiente.

Durante a ocorrência de um curto-circuito em um sistema de distribuição de energia elétrica os equipamentos que fazem parte do sistema devem suportar, sem prejuízo no seu funcionamento, todas as solicitações de corrente que surgirem, até o ponto em que os disjuntores de proteção abram para isolar o trecho em falha do sistema (SATO,2015).

Muitas podem ser as origens dos curtos-circuitos, dentre as principais delas estão: falhas em equipamentos, interrupções causadas por animais, falhas humanas, fenômenos naturais e queimadas próximas às linhas de distribuição (BROWN, 2002). Dentre esses fatores, os maiores responsáveis por faltas recorrentes no sistema de subtransmisão são as condições ambientais e fenômenos naturais, precisamente 80% dos curtos-circuitos são motivadas por esses dois grupos (SATO, 2015).

As correntes geradas devido a esses distúrbios no sistema são chamadas de correntes de curto-circuito. As correntes em um sistema de potência em condições de curto-circuito são muito

maiores que as correntes que fluem em condições de operação normal (SATO, 1979). Portanto, as mesmas têm uma influência importante no projeto e operação de equipamentos e sistemas de energia (SCHLABBACH,2005).

Dessa forma, os sistemas elétricos de potência devem ser planejados, projetados, construídos, comissionados e operados de forma a permitir um fornecimento seguro, confiável e econômico da carga. O conhecimento do carregamento do equipamento no momento do comissionamento e como previsível no futuro é necessário para o projeto e determinação da classificação do equipamento individual e do sistema de energia como um todo (SCHLABBACH,2005). No entanto, mesmo sistemas de distribuição de energia devidamente dimensionados não estão livres da ocorrência de falhas durante a sua operação. Para minimizar os impactos causados pela ocorrência de curtos-circuitos, os sistemas de proteção devem atuar de forma rápida e segura (SCHLABBACH,2005).

2.3 FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELETRICA

Durante um curto-circuito, surge uma corrente de elevada intensidade que pode trazer efeitos mecânicos e térmicos aos equipamentos ligados ao circuito sob falha. Os efeitos mecânicos, cujas forças são proporcionais ao quadrado da corrente instantânea, podem deformar condutores e romper materiais isolantes. Já os efeitos térmicos estão ligados ao tempo de permanecia da falha e ao valor eficaz da corrente e podem produzir um aquecimento excessivo dos materiais condutores e isolantes, com sua consequente deterioração (ELETROBRÁS, 1982).

No Brasil, as concessionárias monitoram as principais fontes de falhas em seus sistemas, dados mostram que:

Tabela 2.3 Principais causas de falhas no SEP Brasileiro (Adaptado (FILHO; MAMEDE, 2011)).

Fontes de Falhas	Recorrência (%)
Fenômenos Naturais	48
Falhas em Equipamentos	12
Falhas Humanas	9
Falhas Diversas	9
Falhas Operacionais	8
Condições Ambientais	6
Falhas na Proteção	4
Objetos Estranhos na Rede	4

Os dados com relação a etapa física em que ocorre a falha também é estudado pelas concessionárias. As análises mostram que os pontos físicos com maiores frequências de interrupções no sistema elétrico brasileiro são:

Tabela 2.4 Etapa que ocorre o curto-circuito (Adaptado (FILHO; MAMEDE, 2011)).

Etapa Física da Falha	Recorrência (%)
Linhas de Transmissão	68
Redes de Distribuição	10
Barramento das Subestações	6
Consumidor	4

Como também os tipos de falhas que atingem os SEP e a sua recorrência como é mostrado na Tabela 2.4.

Tabela 2.5 Tipos de Falhas (Adaptado (FILHO; MAMEDE, 2011)).

Tipo de Falhas	Recorrência (%)
Monofásico	78
Bifásico	14
Trifásico	8

Os curtos-circuitos trifásicos são equilibrados e simétricos, sendo suficiente considerar apenas o circuito equivalente de Sequência Positiva para o cálculo. Já os curtos-circuitos bifásicos e monofásicos são desequilibrados e assimétricos sendo necessário assim considerar o circuito de Sequência Positiva, Negativa e Zero para o cálculo da corrente de curto-circuito (KINDERMANN, G, 1997).

Para completo entendimento do estudo e comportamento das correntes de curto-circuito que afetam um SEP causando diversos danos a rede, é imprescindível conhecer o método clássico de análise de sistemas trifásicos senoidais chamado de método das componentes simétricas. Este teorema foi proposto por Fortescue, o qual permite a decomposição de um sistema trifásico periódico senoidal, em três sistemas trifásicos compostos pelas componentes de Sequência Positiva, negativa e zero. A utilização do teorema de Fortescue é muito utilizada nos estudos

de desempenho de sistemas, assim como no estudo de curto-circuito.

2.4 TEOREMA DE FORTESCUE: MÉTODO DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

O Método das Componentes Simétricas, teorema proposto por Charles Le- Geyt Fortescue teve por objetivo simplificar a análise de sistemas elétricos, o mesmo foi desenvolvido entre os anos de 1876-1936, durante a sua pesquisa relacionada com eletrificação ferroviária, no final de 1913, quando se deparou com o problema da operação de motores de indução sob condições desequilibradas (SATO,2015).

Este método pode ser sintetizado pelo seguinte exposto: "um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados e essa decomposição é única" (SATO,2015).

Estes sistemas decompostos são denominados componentes de Sequências Positiva, Negativa e Zero.

2.4.1 Componentes Simétricas

Um vetor $\boldsymbol{A}$ qualquer, pode ser considerado resultante da soma de três componentes $\boldsymbol{A_1}$, $\boldsymbol{A_2}$ e $\boldsymbol{A_0}$, dispostos um em continuação ao outro de forma totalmente arbitrária. Associasse a componente $\boldsymbol{A_1}$ a um sistema trifásico simétrico com sequência de fase $\boldsymbol{R}$, $\boldsymbol{S}$ e $\boldsymbol{T}$**.** A componente $\boldsymbol{A_2}$ a um sistema trifásico simétrico de sequência inversa ao primeiro e a componente $\boldsymbol{A_0}$ a um sistema trifásico de sequência zero. Para tanto são válidas as equações abaixo:

$$\boldsymbol{A_R} = \boldsymbol{A_{1R}} + \boldsymbol{A_{2R}} + \boldsymbol{A_0} \tag{1}$$

$$\boldsymbol{A_S} = \boldsymbol{A_{1S}} + \boldsymbol{A_{2S}} + \boldsymbol{A_0} = a^2 * \boldsymbol{A_{1R}} + a * \boldsymbol{A_{2R}} + \boldsymbol{A_0} \tag{2}$$

$$\boldsymbol{A_T} = \boldsymbol{A_{1T}} + \boldsymbol{A_{2T}} + \boldsymbol{A_0} = a * \boldsymbol{A_{1R}} + a^2 * \boldsymbol{A_{2R}} + \boldsymbol{A_0} \tag{3}$$

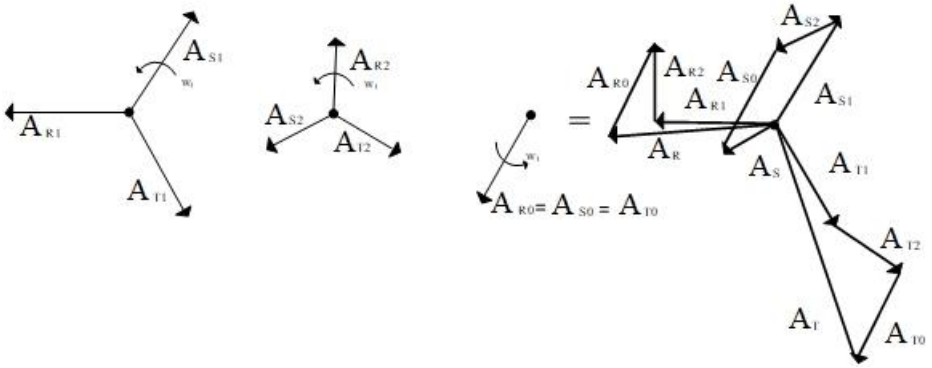


Figura 2.3 Componentes de sequência

O aparecimento da componente de sequência zero $\boldsymbol{A_0}$ estabelece a condição de que, ao lado dos três condutores ainda exista um quarto caminho de circulação de corrente (retorno pela terra, condutor neutro). Já a componente positiva $\boldsymbol{A_{2R}}$ quase sempre existe, quando as três fases não têm a mesma grandeza, ou seja, para correntes e tensões assimétricas (SIEMENS, 1979).

2.4.2 Impedâncias de Sequência Positiva, Negativa e Zero

As impedâncias efetivas para cada componente de corrente são definidas por Positiva, Negativa e Zero, correspondendo ao sistema o qual pertencem.

A impedância de Sequência Positiva $\boldsymbol{Z_1}$ é a impedância do sistema em caso de cargas simétricas. Sendo a mesma igual à impedância por fase no caso dos condutores e a impedância efetiva do gerador no instante de um curto-circuito (SIEMENS, 1979).

A impedância de Sequência Negativa $\boldsymbol{Z_2}$ nos condutores é igual a impedância de Sequência Positiva $\boldsymbol{Z_1}$ visto que a resistência oferecida à passagem de corrente, não varia, com a inversão da sequência se fase. O mesmo não acontece com os geradores, pois a impedância Negativa $\boldsymbol{Z_2}$ na máquina é a mesma, quando, estando em velocidade síncrona, é ligado no sistema uma tensão em oposição.

Já a impedância de Sequência Zero $\boldsymbol{Z_0}$ depende acentuadamente do tipo de instalação (linhas aéreas ou subterrâneas) e da condutibilidade elétrica do solo. Nos geradores a impedância $\boldsymbol{Z_0}$ é geralmente bem menor que a reatância inicial, apresentando um valor da ordem de um terço a um sexto do valor da reatância (SIEMENS, 1979).

2.5 TIPOS DE FALTAS

2.5.1 Falta Trifásica

Sabendo que as correntes de curto-circuito trifásicas são balanceadas, apenas o modelo de Sequência Positiva será considerado para os cálculos (KINDERMANN, G, 1997).

O sistema trifásico de Sequência Positiva é um conjunto de três fasores balanceados, ou seja, de mesmo modulo, defasados em 120º, com sequência de fase idêntica ao sistema trifásico originário desbalanceado (KINDERMANN, G, 1997). As tensões no local do curto-circuito de todas as três fases são iguais a zero (SIEMES, 1979). Valem assim as relações:

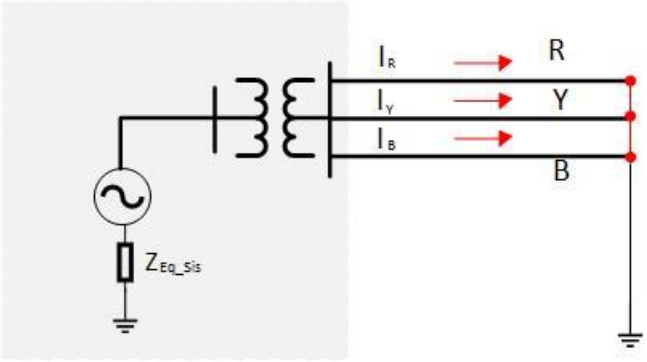


Figura 2.4 Curto-circuito Trifásico com envolvendo o Terra.

$$V_R^f = V_Y^f = V_B^f = 0 \tag{4}$$

Como consequência

$$V_{Ro} = V_{R1} = V_{R2} = 0 \tag{5}$$

$$I_{R2} = I_{R0} = 0 \tag{6}$$

Resultando

$$I_{R1} = \frac{V_1^{th}}{Z_1^{th}} \tag{8}$$

Das equações obtemos

$$I_R = I_Y = I_B = \frac{V_1^{th}}{Z_1^{th}} \tag{9}$$

Todas as correntes de fase têm o mesmo valor absoluto, se diferenciando apenas em ângulo de defasagem. Resultando que a corrente de curto-circuito trifásico é:

$$I_{cc}^{3\emptyset} = \frac{V_1^{th}}{Z_1^{th}} \tag{10}$$

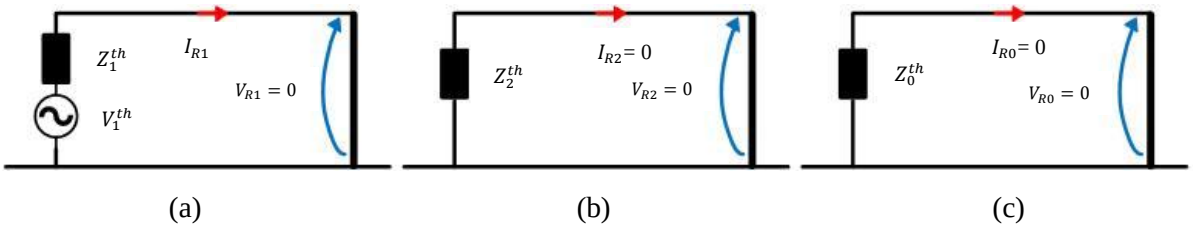


Figura 2.5 Conexão das redes de Sequência Positiva (a) , Negativa (b) e Zero (c) (Adaptado (SIEMES1975)).

2.5.2 Falta Bifásica Sem Contato Com a Terra

Nesse caso valem as equações:

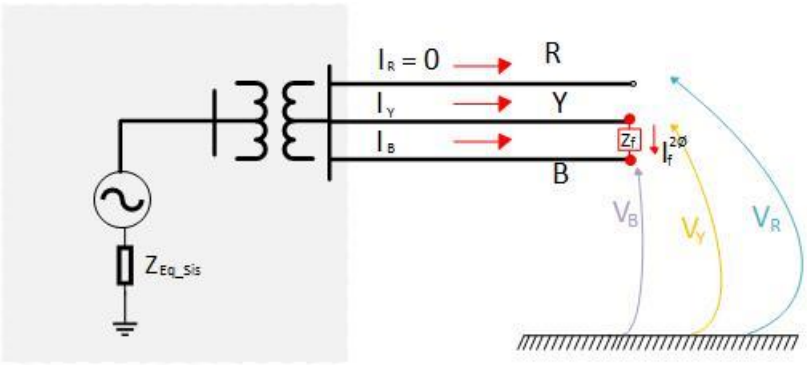


Figura 2.6 Curto-circuito bifásico sem contato com a terra (Adaptado (SIEMES,1975)).

$$V_Y^f - V_B^f = Z_f \cdot I_f^{2\emptyset} \tag{11}$$

$$I_R = 0 \tag{12}$$

$$I_Y = -I_B \tag{13}$$

Com isto, tem-se que:

$$I_{R0} = 0 \tag{14}$$

$$I_{R1} = -I_{R2} \tag{15}$$

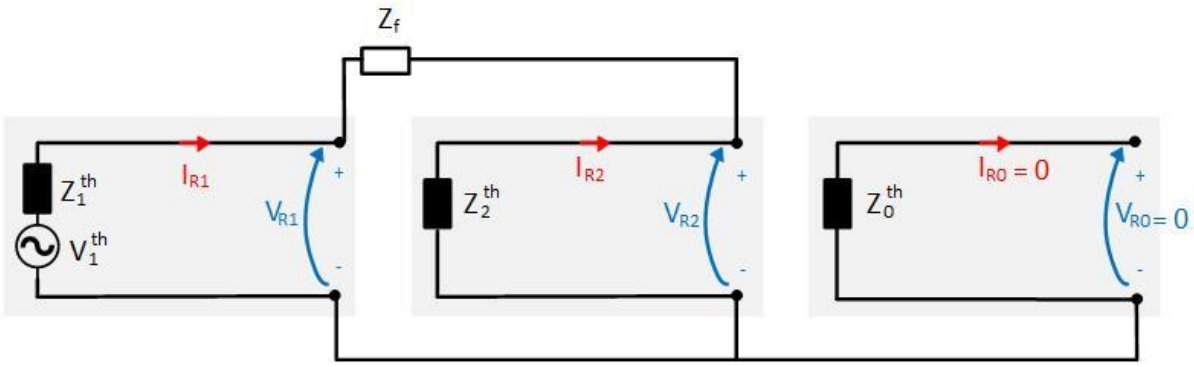
$$V_{R1} - V_{R2} = Z_F \cdot I_{R1} \tag{16}$$

$$V_{R0} = 0 \tag{17}$$

$$I_{R1} = -I_{R2} = \frac{V_1^{th}}{Z_1^{th} + Z_2^{th} + Zf} \tag{18}$$

Logo,

$$I_f^{2\emptyset} = (a - a^2) \cdot I_R = \frac{-\sqrt{3}V_1^{th}}{Z_1^{th} + Z_2^{th} + Zf} \tag{19}$$



(a) (b) (c)

Figura 2.7 Componentes de Sequência Positiva (a), Negativa (b) e Zero (c) para falta Bifásica.

2.5.3 Falta Bifásica à Terra

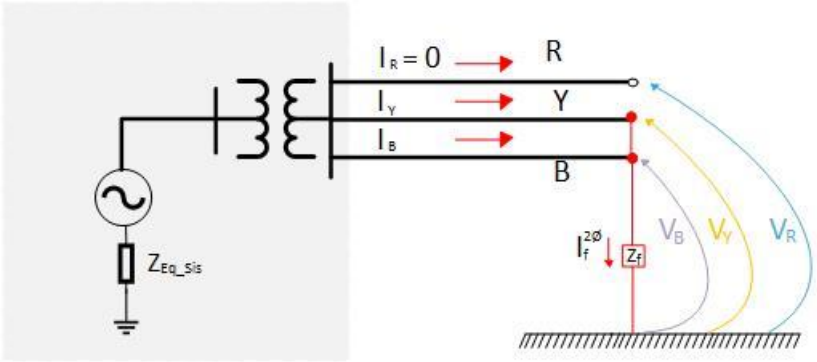


Figura 2.8 Curto-circuito Bifásico com Terra (Adaptado (SIEMES,1975)).

Para este caso são válidas as seguintes condições:

$$V_Y^f - V_B^f = Z_f \cdot (I_Y + I_B) \tag{20}$$

$$I_R = 0 \tag{21}$$

$$I_f^{2\emptyset} = I_Y + I_B \tag{22}$$

$$\therefore$$

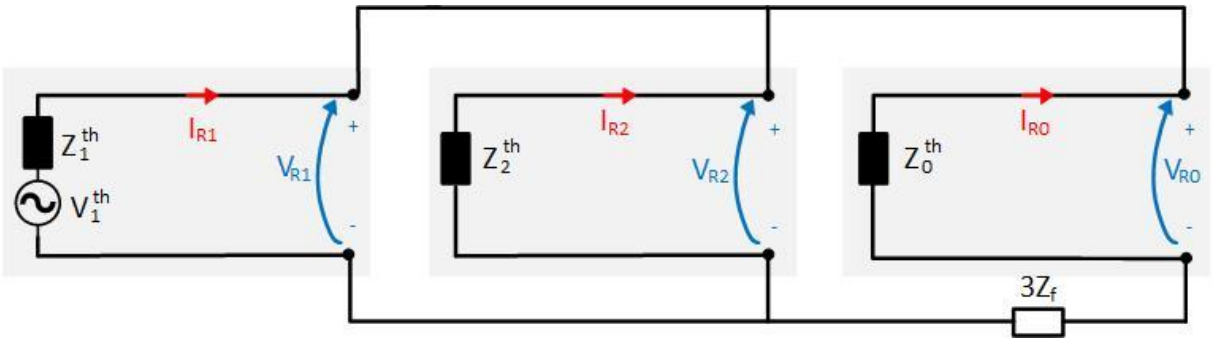
$$I_{R0} + I_{R1} + I_{R2} = 0 \tag{23}$$

$$V_{R1} = V_{R2} \tag{24}$$

$$V_{R0} - V_{R1} = 3Zf \cdot I_{R0} \tag{25}$$

$$I_{R1} = \frac{V_1^{th}}{Z_1^{th} + \frac{Z_2^{th} \cdot (Z_0^{th} + 3Zf)}{Z_2^{th} + (Z_0^{th} + 3Zf)}} \tag{26}$$

$$I_f^{2\emptyset} = (I_Y + I_B) = 2I_{R0} + (a + a^2)(I_{R1} + I_{R2}) \tag{27}$$



(a) (b) (c)

Figura 2.9 Componentes de Sequência Positiva (a), Negativa (b) e Zero (c) para falta Bifásica à Terra.

2.5.4 Falta Monofásico à Terra

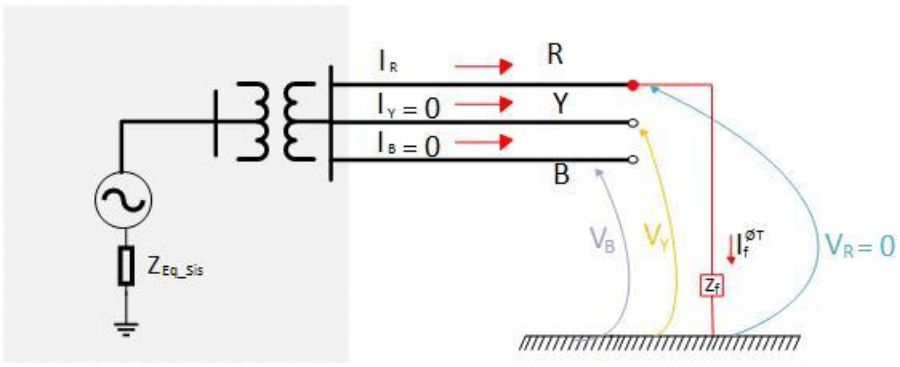


Figura 2.10 Curto-circuito Monofásico à Terra (Adaptado (SIEMES,1975)).

São validas as seguintes condições:

$$U_R = 0 \tag{28}$$

$$I_S = 0 \tag{29}$$

$$I_T = 0 \tag{30}$$

$$\therefore$$

$$3I_{1R} = I_R + a \cdot I_S + a^2 \cdot I_T = I_R \tag{31}$$

$$3I_{2R} = I_R + a^2 \cdot I_S + a \cdot I_T = I_R \tag{32}$$

$$3I_0 = I_R + I_S + I_T = I_R \tag{33}$$

$$\therefore$$

$$I_{1R} = I_{2R} = I_0 \tag{34}$$

Por outro lado,

$$U_R = U_{1R} + U_{2R} + U_0 = 0 \tag{35}$$

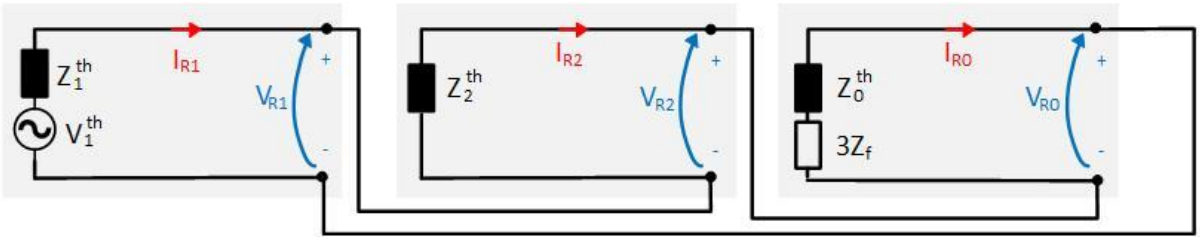
A corrente de curto-circuito no condutor com defeito é obtida através das equações:

$$U_R = E_Y - Z_1 \cdot I_{1R} - Z_2 \cdot I_{1R} - Z_0 \cdot I_{1R} = 0 \tag{36}$$

$$I_R = \frac{E_Y}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \tag{37}$$

Como, $I_R = I_{1R} + I_{2R} + I_0 = 3I_{1R}$, resulta a seguinte equação geral:

$$I_{k(1)} = I_R = \frac{3 \cdot E_Y}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \tag{38}$$



(a) (b) (c)

Figura 2.11 Componentes de Sequência Positiva (a), Negativa (b) e Zero (c) para falta Monofásica.

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

A geração distribuída (GD) refere-se à geração de energia aplicada ao nível de distribuição. Sendo caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, alocados em diversos pontos da rede de distribuição próximos aos centros de consumo de energia elétrica, a fim de diminuir a carga de transmissão e distribuição ou o crescimento da carga e, assim, postergar a necessidade de ampliação do sistema, reduzindo perdas relacionadas as grandes distâncias percorridas pela corrente, melhorando a qualidade da energia, e confiabilidade.

A resolução normativa da ANEEL nº 482/2012 definiu a potência instalada por tipo de geração como mostra a Tabela 2.5.

Tabela 2.6 Tipos de Geração Distribuída (Adaptado (ANEEL, 2012)).

Tipo de Geração	Potência Instalada (kW)
Microgeração	Até 75
Minigeração	> 75kW ≤ 5 MW

conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (UCs)

No Brasil existem variadas formas de geração distribuídas inseridos no sistema de distribuição de energia elétrica. Todas essas unidades consumidoras com Geração Distribuída são apresentadas na Tabela 2.2

Tabela 2.7 Unidades consumidoras com Geração Distribuída (Adaptado (ANEEL, 2020)).

Unidades Consumidoras com Geração Distribuída			
Tipo	**Quantidade**	**Quantidade de UCs que recebem os créditos**	**Potência Instalada (kW)**
Hidrelétrica	77	18.150	75.922
Eólica	92	163	17.192
Fotovoltaica	1.524.771	1.966.946	15.921.751
Termelétrica	429	7.231	145.108
Totais	1.525.369	1.992.490	16.159.973

Para cada tipo de Micro ou Minigeração apresentada na Tabela 2.2 é empregada tecnologias de geradores, dentre elas destacam-se: gerador síncrono, gerador de indução, gerador fotovoltaico (GF) e gerador de indução duplamente alimentado ou DFIG.

2.6.1 Tipos de Geradores Distribuídos

Os níveis de curto-circuito da rede dependem, além de sua estrutura, dos tipos de geradores instalados. As máquinas rotativas apresentam maiores contribuições às correntes de falta, quando comparadas a outras tecnologias. As características eletromagnéticas e dinâmicas existentes nas máquinas rotativas influenciam diretamente na resposta do sistema a um transitório, apresentando um elevado tempo de resposta durante a ocorrência de um curto-circuito. Por outro lado, geradores baseados em inversores, como módulos fotovoltaicos, contribuem com correntes menos elevadas durante a ocorrência de faltas e apresentam respostas rápidas devido às características intrínsecas dos dispositivos eletrônicos de potência. Nesta seção é apresentado uma breve descrição dos principais tipos de geradores distribuídos e em qual modelo de geração estas máquinas costumam ser empregadas. Os geradores síncronos são o formato de geração distribuída objeto de estudo desse trabalho. Devido a isso, abordaremos suas especificidades na seção 2.6.2.

Gerador de Indução

Os geradores de indução são comumente utilizados em usinas eólicas, embora também seja aplicado em usinas termelétricas e hidrelétricas de médio porte. As máquinas de indução não necessitam de fonte externa de excitação, sendo o fluxo do rotor produzido por indução. Assim, quando uma falta trifásica ocorre próxima aos terminais do gerador, a tensão no estator decai para zero ou próximo disso, fazendo com que a máquina seja desmagnetizada. Portanto, a contribuição da corrente de curto-circuito deste tipo de gerador não se mantém sustentada, assumindo alto valor durante o período subtransitório, originário do fluxo remanescente do rotor, e tornando-se praticamente nula após alguns ciclos de ocorrência da falta. Em relação às faltas desequilibradas, a contribuição pode ocorrer por períodos mais prolongados, visto que o fluxo das fases que não estão envolvidas na falta mantém a magnetização da máquina (Martins, 2021).

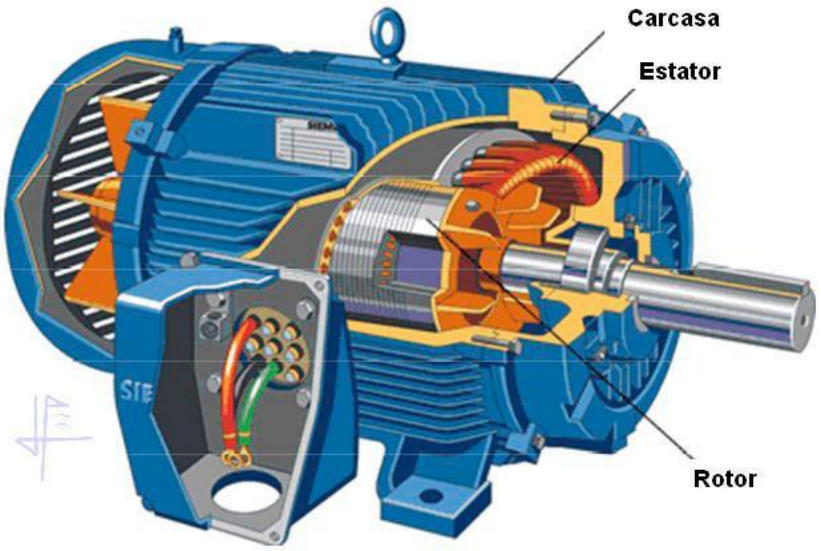


Figura 2.12 Máquina de indução.

Gerador Fotovoltaico

A geração fotovoltaica é uma fonte de energia alternativa amplamente empregada em sistemas de distribuição de energia, principalmente para suprir a necessidade energética de clientes residenciais, por se tratar de uma fonte sustentável, com baixo custo de manutenção e alta disponibilidade. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) de janeiro a outubro de 2022, a geração solar cresceu 44,4%, saltando de 13,5 GW para 20 GW. O que coloca a fonte como a terceira na posição da matriz elétrica brasileira. Boa parte dessa geração advém da geração distribuída referente a pequenas unidades consumidoras, ajudando a diversificar o suprimento de energia elétrica no país, reduzindo a dependência sobre recursos hídricos e fosseis como fonte de geração.

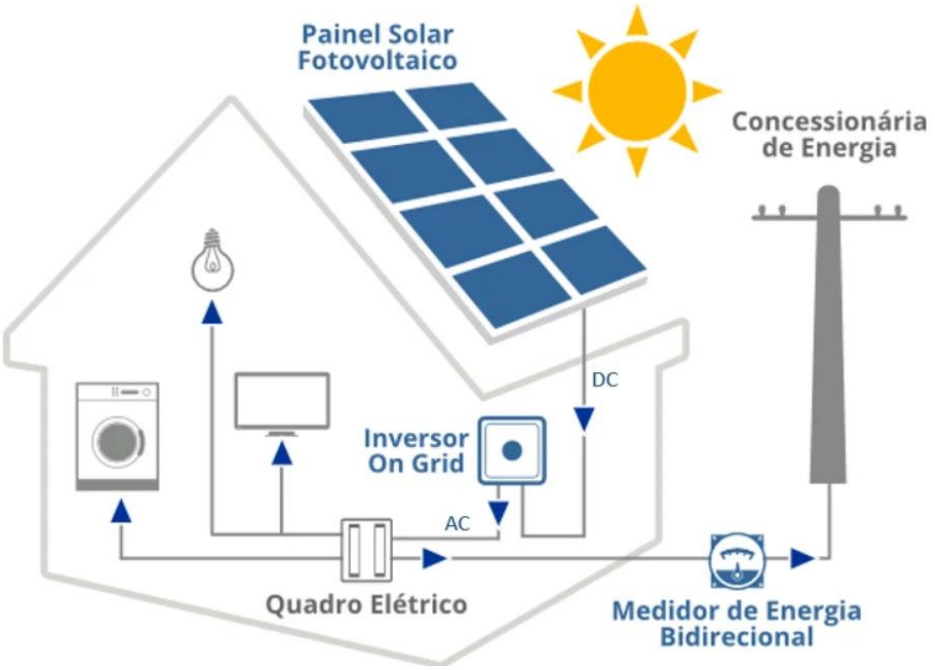


Figura 2.13 Esquema de geração Fotovoltaica Residencial.

2.6.2 Geradores Síncronos

Os geradores síncronos pertencem às fontes tradicionais de geração de energia conectadas à rede primária dos SDEEs e, geralmente, são utilizados em Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs). A máquina síncrona será a principal fonte de geração distribuída utilizada nos nossos estudos. Devido a isto, dedicamos esta seção para tratar sobre as especificidades dessa máquina.

Num episódio de falta que envolvam circuitos de potência com máquinas rotativas, a corrente que percorre o sistema dependerá das forças eletromotrizes e das impedâncias internas dá máquina, como também das impedâncias do circuito até o ponto da falha. Essa corrente que circula após a falta é chamada de corrente de curto-circuito permanente e a mesma difere da corrente de início da falta, como também da corrente alguns ciclos após a sua ocorrência (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

Gerador síncrono é o principal elemento e o mais importante em todo o sistema de energia elétrica. Ele fornece, dentro da sua capacidade, as energias requeridas pelas cargas, mantendo os níveis de tensão dentro de uma faixa limitada, de forma que não sejam comprometidos os elementos à jusante e à montante, garantindo a confiabilidade e continuidade do sistema (KINDERMANN, G, 1997).

Devido à ocorrência de uma falta no sistema, a impedância conhecida pelo gerador síncrono caí extremamente. Em consequência, o gerador, na tentativa de garantir as condições normais do sistema, injeta uma elevada corrente de curto-circuito na rede. O defeito é sanado após a

atuação dos dispositivos de proteção (KINDERMANN, G, 1997).

Para o estudo de curto-circuito num gerador síncrono de acordo com o teorema de Fortescue, o modelo é composto pelos geradores síncronos de sequência positiva, negativa e zero, como mostram as Figuras abaixo:

Figura 2.16 Modelo Sequência Positiva Gerador (Adaptado (SIEMES,1975)).

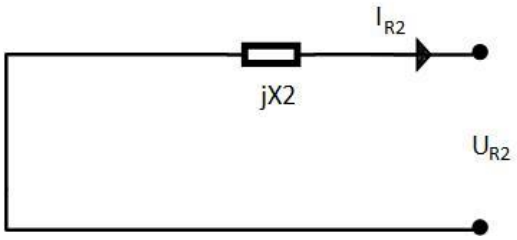


Figura 2.15 Modelo Sequência Negativa Gerador (Adaptado (SIEMES,1975)).

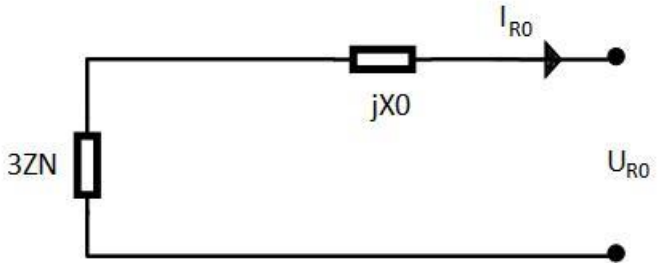


Figura 2.14 Modelo de Sequência Zero (Adaptado (SIEMES,1975)).

É importante entender que o cálculo da corrente de curto-circuito deve ser feito no ponto da falta. A partir desse ponto, as outras correntes podem ser encontradas realizando o retrocesso do circuito equivalente. Pode ser realizado uma correspondência entre as técnicas utilizadas para o curto-circuito num gerador síncrono e o cálculo da corrente de curto-circuito no local de defeito como mostra a Tabela 2.3 (KINDERMANN, G, 1997).

Tabela 2.8 Correspondência entre curto-circuito no gerador síncrono e em um sistema de potência (Adaptado(KINDERMANN, G, 1997).

Circuitos de sequência no gerador síncrono a vazio	Circuitos de sequência no sistema de potencia
E_{a1} →f.e.m da fase "a" na saída do gerador síncrono a vazio.	E_{a1} → tensão de fase no local do defeito (tensão de Thévenin antes do curto-circuito)
Z_1,Z_2 e Z_0 →impedancia de sequência do gerador síncrono.	Z_1,Z_2 e Z_0 →impedancia de sequência equivalentes no ponto de falha, em cada circuito de sequência.
I_a,I_b e I_c →correntes nas fases **a, b** e **c** durante o defeito.	I_a,I_b e I_c →correntes que fluem do sistema até o ponto de falta.

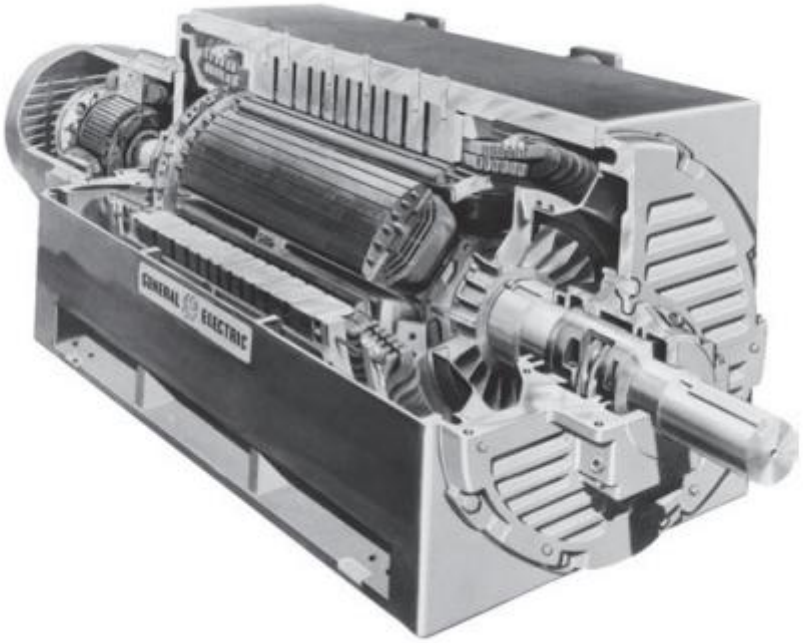


Figura 2.17 Máquina síncrona de grande porte.

2.7 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NOS NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO

Nas últimas décadas métodos de geração de energia elétrica tem sido inseridos no sistema de distribuição de energia elétrica, impulsionados pelo aumento da demanda, a geração distribuída tem se tornado cada vez mais importante na matriz energética brasileira.

A geração mais próxima da carga beneficia a transmissão e a infraestrutura de distribuição de energia elétrica. A geração distribuída pode aliviar ao sistema de transmissão sobrecarregado e/ou postergar investimentos em novas instalações de distribuição, bem como também reduzir perdas e queda de tensão. Apesar de oferecer vários benefícios e oportunidades, nem sempre é fácil integrar a geração distribuída em SEPs existentes (SHORT, 2004). Isso porque, o sistema de distribuição de energia não foi projetado para operar juntamente com a geração distribuída; mas sim através do fluxo de energia unidirecional, ou seja, da subestação da concessionária até os usuários finais. A inserção de geração distribuída viola este principio básico, podendo causar interrupções nas operações caso não forem inseridas com precaução (SHORT, 2004). Assim, ao inserir GD numa rede projetada sem a previsão da circulação de corrente nos dois sentidos, e sem uma revisão dos seus impactos ao sistema pode aumentar as perdas técnicas de potência e modificar os níveis de tensão dos consumidores a faixas inadequadas, prejudicando a confiabilidade e estabilidade do sistema.

Ainda no que se refere a proteção de sistemas, em casos de um curto-circuito na rede de distribuição, os geradores distribuídos podem fornecer corrente à falha até que o sistema de

proteção do gerador seja sensibilizado e atue, o que significa que os níveis de curto-circuito podem ser potencializados e devem ser reavaliados. A alteração nos níveis das correntes de faltas provocadas pela conexão de geração distribuída à rede, pode provocar impactos relevantes no esquema de proteção, como a perda de sensibilidade do ajuste dos relés de sobrecorrente, visto que, a corrente fluindo pelo ramo em que o dispositivo está instalado pode apresentar redução.

Sistemas de distribuição normalmente não apresentam problemas de estabilidade. Porém, essa realidade pode mudar com grande penetração de geração distribuída. A inserção de geradores distribuídos também pode afetar em massa a estabilidade do sistema (SHORT,2004).

O sistema elétrico brasileiro é todo interligado, constituindo a rede básica. As empresas estão constantemente acompanhando e prevendo a expansão dos seus sistemas, anos a frente, e estudando em conjunto, os níveis de curto-circuito em todos os pontos do sistema, para garantirem assim um perfeito funcionamento de suas operações nos padrões exigidos pelos órgãos regulamentadores, para estarem preparados para as novas características e configurações do sistema futuro (Kindermann, 2005).

2.8 PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na operação das redes de distribuição, assim como em qualquer outra parte do sistema elétrico, surgem geração distribuída urbanas e/ou rurais, com certa frequência, condições anormais de operação como curtos-circuitos, sobrecargas, sub e sobretensão, descargas atmosféricas que resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores. A proteção de sistemas elétricos, por meio de filosofias, critérios e esquemas, surge para minimizar e/ou contornar tais efeitos, tendo como principal função assegurar a desconexão de toda a rede, ou parte dela, submetida a qualquer anormalidade que a faça operar fora de determinados limites previstos.

Uma proteção é aplicada para detectar as anomalias que ocorrem na instalação protegida, desligando-a e protegendo-a contra os efeitos da deterioração que poderiam decorrer da permanência da falha ou defeito por tempo elevado. Além dos efeitos da deterioração, podem ocorrer também instabilidades no sistema de potência no caso de falhas sustentadas por tempos acima de determinados limites. Assim, o sistema de proteção deve detectar a anomalia e remover o componente do SEP sob falha, o mais rápido possível e de preferência, somente o componente sob falha.

Em sistemas aéreos de distribuição, os esquemas de proteção devem atender aos seguintes aspectos:

- Proteção de materiais e equipamentos contra danos causados por curtos-circuitos e sobrecargas;

- Melhoria da confiabilidade dos circuitos de distribuição em consequência da possibilidade de restringir os efeitos de uma falha ao menor trecho possível do circuito, no menor tempo, diminuindo assim a potência envolvida e o número de consumidores atingidos;

- Racionalização dos custos dos esquemas, que não devem exceder os benefícios decorrentes da sua utilização.

Os sistemas de proteção não são capazes de prevenir defeitos, porém são projetados para minimizarem os danos, retirar o componente defeituoso do sistema, aumentar a integridade, estabilidade e auxiliar na configuração do sistema num ponto aceitável de operação.

2.8.1 Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção

Os sistemas de proteção devem atender a requisitos mínimos para garantir a perfeita operação da rede elétrica. Sendo eles:

Seletividade: É a capacidade do Sistema de Proteção prover a máxima continuidade de serviço do Sistema Protegido com um mínimo de desconexões para isolar uma falta no sistema.

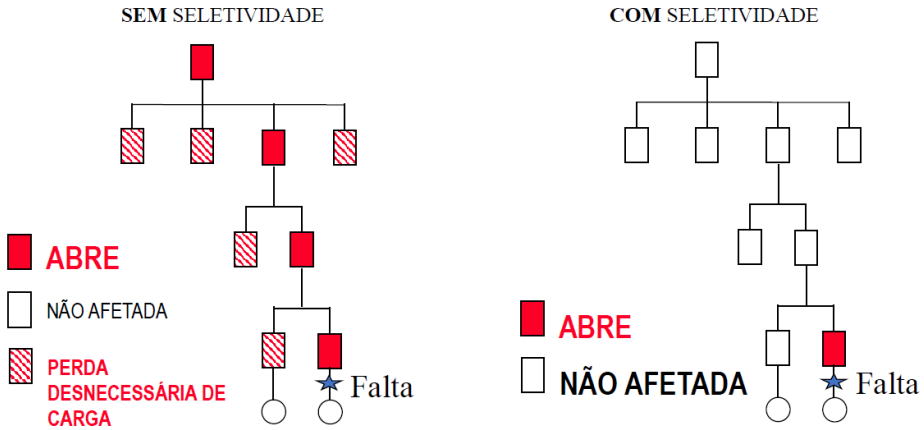


Figura 2.18 Propriedade da Seletividade.

Confiabilidade: É a habilidade do relé ou do Sistema de Proteção atuar corretamente quando necessário e evitar operações desnecessárias.

Velocidade: Característica que garante o mínimo de tempo de falha, para um mínimo de danos ou instabilidade no componente ou sistema protegido.

Zona de Proteção: É a responsabilidade de proteção de uma porção do SEP. É representada por uma linha pontilhada limite.

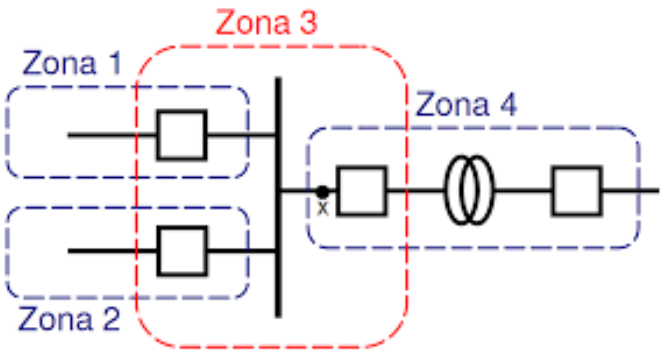


Figura 2.19 Zona de Proteção.

Proteção Primária e de Retaguarda: A proteção primária (PP) é a primeira a atuar na intenção de desligar a menor quantidade possível de equipamentos (seletiva). Numa eventual falha ou esgotamento de operações desta, a responsabilidade é repassada a proteção secundária.

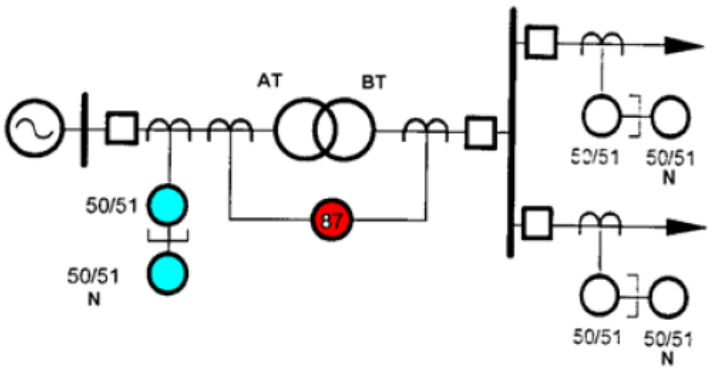


Figura 2.20 Proteção Primária e Secundária.

Coordenação: É o ato ou efeito de dispor dois, ou mais dispositivos de proteção em série segundo certa ordem de forma que eles possam atuar numa sequência de operação pré-estabelecida.

2.8.2 Dispositivos de Proteção

Os componentes elétricos de um sistema de potência devem ser protegidos contra os curtos-circuitos ou condições que fogem da normalidade das operações, geralmente provocadas pelas próprias faltas. Na ocorrência desses eventos, é necessário que a parte atingida seja rapidamente isolada do restante da rede elétrica, de forma a evitar danos materiais e restringir a sua repercussão no sistema (SATO,2015).

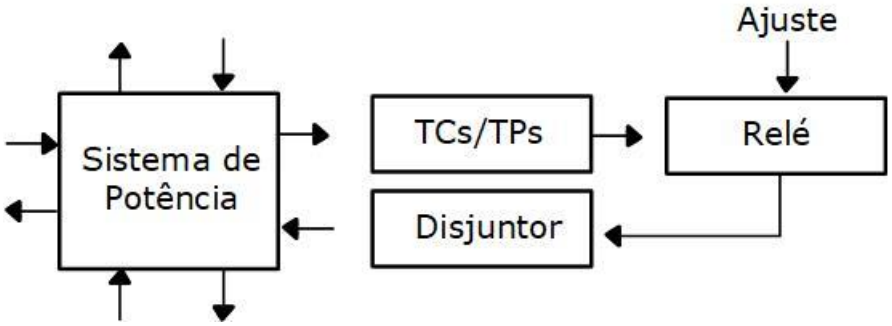


Figura 2.21 Sistema de proteção em SDEE (Adaptado de (SATO,2015)).

As correntes e as tensões transformadas em grandezas secundárias pelos TCs e TPs alimentam um sistema de decisões lógicas (relé de proteção), que compara o valor medido com o valor previamente ajustado no relé, ou seja, o seu valor de operação. A atuação do relé ocorrerá sempre que o valor medido exceder o valor ajustado, o dispositivo lógico enviará um comando de abertura ao disjuntor (SATO,2015). Os equipamentos que constituem um sistema de proteção são relacionados a seguir:

- **Transformadores de Instrumentos:** Os transformadores de instrumento são os redutores de medidas de corrente (TC) e de tensão (TP), que têm a função de isolar os circuitos dos relés da alta tensão, além de padronizar os valores secundários.

- **Relé de proteção**: O relé de proteção é um dispositivo que toma decisões, comparando o valor medido com o valor ajustado previamente.

- **Disjuntor**: O disjuntor é um equipamento de alta tensão com capacidade para interromper correntes de curtos-circuitos, isolando a parte sob falta do restante do sistema.

Além desses equipamentos, o sistema de proteção necessita de uma fonte de corrente contínua, fornecida pela bateria. Ela será necessária, pois além de alimentar o sistema de proteção, também alimenta os sistemas de controle e sinalização e muitas vezes, a iluminação de emergência da subestação ou da usina (SATO,2015). A Figura 2.14 exemplifica um diagrama trifilar de um sistema típico de proteção.

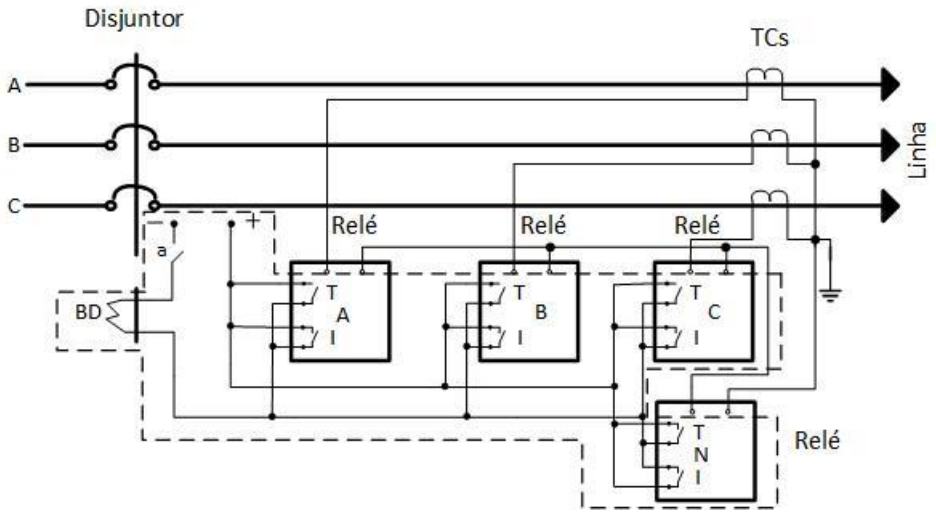


Figura 2.22 Diagrama trifilar de um sistema de proteção típico (Adaptado (SATO,2015)).

Sequência de atuação do sistema:

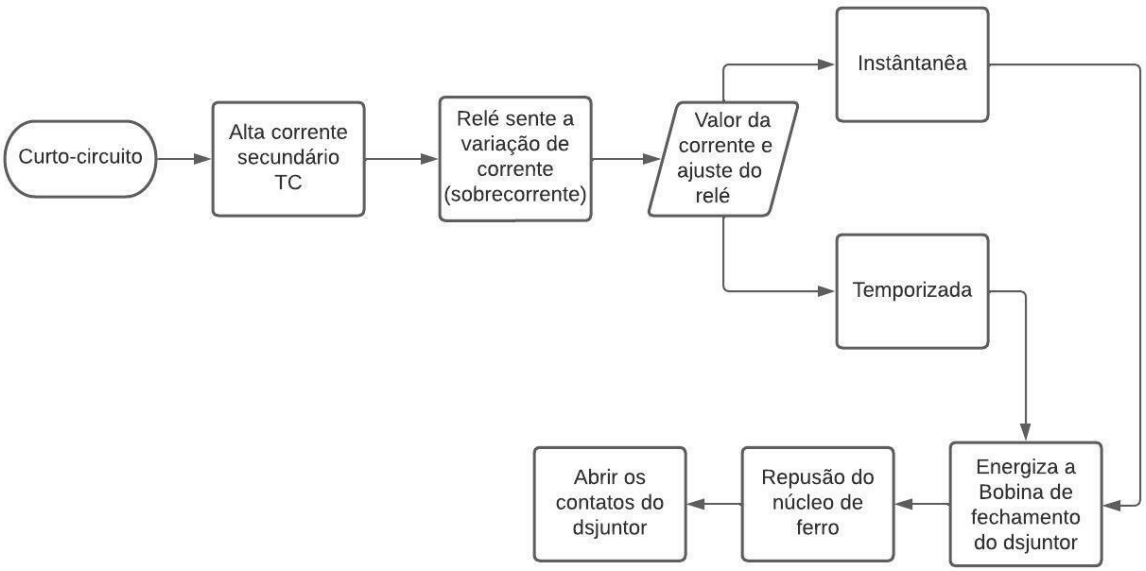


Figura 2.23 Sequência de eventos para ação do relé de sobrecorrente (Adaptado (Sato,2015)).

É importante ter em mente que, qualquer que seja o sistema de proteção, os contatos dos relés são ligados em série com a bobina de desligamento do disjuntor. O contato “a” do disjuntor é introduzido no circuito como um dispositivo de segurança. A posição desse contato acompanha a posição dos contatos principais do disjuntor, evitando assim a queima do solenoide BD na eventualidade do contato do relé ficar colado (SATO,2015).

As proteções adequadas de vários componentes de um sistema elétrico de potência são executadas pela aplicação de um conjunto coerente de relés, e a decisão de quais devem ser os ajustes depende do conhecimento da corrente de curto-circuito. Esses valores são determinados através da análise computacional de curto-circuito (SATO, 1979).

2.9 RELÉS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Os relés são dispositivos eletromecânicos ou digitais utilizados no sistema elétrico de potência, os quais tem por principais finalidades:

a) Diagnosticar corretamente o problema (analisar todos os tipos de faltas e condições anormais);

b) Resposta Rápida;

c) Minimizar impactos na rede elétrica (danos físicos tanto a equipamentos quanto as pessoas).

Em todo o SEP são empregados diversos tipos de relés de acordo com as necessidades do sistema. Em geral, os relés iniciam a sua atuação após a ocorrência de perturbações, o que torna a rapidez da sua resposta extremamente importante, sendo que tempos da ordem de uns poucos milissegundos são requeridos frequentemente. Esta característica permite que os equipamentos envolvidos sejam isolados antes que eles venham a sofrer danos ou, em alguns casos, limitá-los. As outras funções são: minimizar o perigo às pessoas, reduzir o estresse em equipamentos adjacentes e, acima de tudo, manter a integridade e a estabilidade do restante do sistema elétrico para facilitar o seu restabelecimento (SATO,2015).

Quando se trata de redes de distribuição, o relé é um dispositivo projetado para proteção contra sobretensão ou sobrecorrente. Ele envia um sinal de disparo ao disjuntor para abrir (fechar) um circuito quando houver condições anormais de tensão e/ou corrente (ANDREY,2020). Do ponto de vista de uma empresa concessionária os relés representam um papel preponderante na segurança dos seus equipamentos. Para o consumidor um serviço de qualidade depende mais de um releamento adequado do que de qualquer outro fator (SATO,1979). Nesse trabalho o objeto de estudo quanto aos relés será limitado ao **relé de sobrecorrente** visto a sua importância e grande aplicação em sistemas de distribuição.

2.9.1 Características Funcionais do Relé de Proteção

Para que o relé de proteção desempenhe a satisfatoriamente as suas funções alguns requisitos são fundamentais:

a. Confiabilidade, fidedignidade e segurança

É o grau de certeza da atuação correta de um dispositivo para a qual ele foi projetado. Os relés de proteção, diferentes de outros dispositivos, têm duas alternativas de desempenho indesejado:

- Recusa de atuação: não atua quando solicitado;
- Atuação incorreta: atua quando não é solicitado.

Estes dois cenários levam a definições complementares: fidedignidade e segurança. A fidedignidade é a medida da certeza de que o relé irá operar corretamente para todos os tipos de faltas para os quais ele foi projetado para operar. A segurança é a medida da certeza de que o relé não irá operar incorretamente para qualquer falta (SATO,2015).

b. Seletividade dos relés e zonas de proteção

A segurança dos relés, isto é, o requisito que eles não irão operar para faltas para os quais eles não foram projetados para operar, é definida em termos das regiões de um sistema de potência – chamadas zonas de proteção – para as quais um dado relé ou sistema de proteção é responsável. O relé será considerado seguro se ele responder somente às faltas dentro da sua zona de proteção.

Para cobrir todos os equipamentos pelos seus sistemas de proteção, as zonas de proteção dever ter os seguintes requisitos:

- Todos os componentes do sistema de potência devem ser cobertos por pelo menos uma zona. Uma boa prática é assegurar que os componentes mais importantes estão incluídos em pelo menos duas zonas.
- Zonas de proteção devem se sobrepor para evitar que qualquer componente fique desprotegido.

Uma zona de proteção pode ser fechada ou aberta (SATO,2015).

c. Velocidade

É, normalmente, desejável remover a parte atingida pela falta do restante do sistema de potência tão rapidamente quanto possível para limitar os danos causados pela corrente de curto-circuito; todavia, existem situações em que uma temporização intencional é necessária (SATO,2015).

Apesar de o tempo de operação dos relés frequentemente variar numa faixa bastante larga, a velocidade dos relés pode ser classificada nas categorias a seguir.

- Instantâneo: Nenhuma temporização intencional é introduzida no relé. O tempo inerente fica na faixa de 17 a 100 ms.
- Temporizado: Uma temporização intencional é introduzida no relé, entre o tempo de decisão do relé e o início da ação de desligamento.
- Alta-velocidade: Um relé que opera em menos de 50 ms (3 ciclos na base de 60 Hz).
- Ultra alta-velocidade: Uma temporização inferior a 4 ms.

2.9.2 Relés de Sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente são dispositivos que operam ou ativam quando através do seu circuito circula uma corrente que excede um valor previamente projetado. Essa categoria de relés é a mais simples disponível no mercado, pois, apenas uma variável do sistema, a corrente, precisa ser monitorada para a sua operação. No entanto, por mais elementar que pareça, existem muitos diferentes tipos de características que podem ser desenvolvidas apenas com as variáveis de corrente e tempo. A escolha quanto ao tipo do relé depende da sua aplicação e necessidade de coordenação com outros tipos de dispositivos, como fusíveis ou outros relés (ANDERSON,1999).

Os relés de sobrecorrente são não-direcionais. A medida de corrente não dá nenhuma indicação do seu sentido, isso requer a informação de outra variável para fornecer uma sensação de "polarização" (ANDERSON, 1999). Uma aplicação comum de relés de sobrecorrente não-direcionais é em sistemas de distribuição radial, onde a direção e fluxo da corrente são sempre conhecidas. Nesta aplicação, os relés devem coordenar uma variedade de outros dispositivos, como fusíveis e religadores (ANDERSON, 1999).

Os relés de sobrecorrente de fase devem atuar para curtos-circuitos trifásico e bifásico e o relé de terra deve atuar para curto-circuito monofásico. Eles contêm duas unidades: a unidade temporizada e a instantâneo. A Tabela 2.4 apresenta os relés de sobrecorrente e os seus respectivos elementos e as nomenclaturas (SATO,2015).

Tabela 2.9 Nomenclaturas (Adaptado (SATO,2015)).

Relé	Elemento	Nomenclatura
Fase	Temporizado	51
Fase	Instantâneo	50
Terra	Temporizado	51N
Terra	Instantâneo	50N

Os elementos temporizados possuem basicamente dois ajustes: o *tape* e o *dial de tempo*. O *tape* é ajustado em função da corrente e o *dial de tempo* é selecionado de acordo com as temporizações requeridas para a coordenação. O valor do *tape* determina a corrente mínima capaz de iniciar a operação do relé, a chamada corrente de *pick-up* (SATO, 2015).

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L \tag{40}$$

Onde:

t = tempo de operação do relé em segundos;

k = Dial de tempo;

I = Nível de corrente de falta em Amperes;

Is = Corrente de ajuste (pick-up);

L = Constante;

As constantes α e β determinam a inclinação da curva característica do relé. Os valores de α, β e L para várias curvaturas do relé são determinados e fabricados sob padronização das normas ANSI/IEEE e IEC. Na Tabela 2.5 são mostrados os valores definidos pela norma IEC a qual será a norma utilizada no nosso trabalho.

Tabela 2.10 Valores constantes norma IEC (Adaptado (VIEIRA, 2020)).

Descrição da Curva	Padrão	α	β	L
Inversa	IEC	0,02	0,14	0
Muito inversa	IEC	1	13,5	0
Extremamente inversa	IEC	2	80	0

Os ajustes dos relés devem levar em consideração tanto à Proteção de Fase quanto a de Neutro. São dois os ajustes a serem realizados: (1) corrente (pick-up) nas unidades 50/51. A unidade 50 deve operar instantaneamente e não deve atuar para a máximas correntes de sobrecarga e de desbalanço admissíveis; (2) TDS (Time Dial Setting) na unidade 51 é o multiplicador de tempo para a curva do relé. Estes ajustes permitem ao relé um tempo de disparo pré-determinado para uma corrente específica. Esse tempo é definido por uma função de tempo inverso (curva característica de tempo-corrente — TCC) cuja representação matemática reúne os ajustes de pick-up e TDS (VIEIRA,2020).

As curvas característica de tempo por corrente do relé de sobrecorrente determinada pela norma IEC são classificadas como, extremamente inversa, muito inversa e inversa. E são mostradas na Figura 2.15

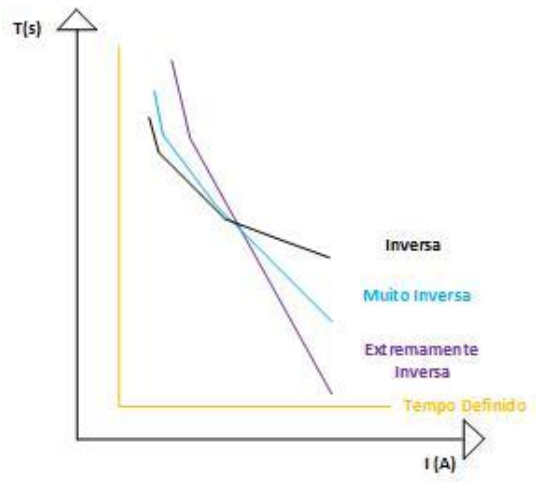


Figura 2.24 Comparação das curvas características definidas pela IEC (Adaptada (ANDERSON,1999)).

A característica extremamente inversa do relé difere da curva característica de tempo-corrente de fusível, e este tipo relé é frequentemente usado em alimentadores de distribuição onde as laterais e os centros de carga são protegidos por fusíveis (ANDERSON, 1999).

Neste trabalho, são adotados nas subestações e nos alimentadores os relés de tempo inverso. Neste tipo, não há escolha do tempo de atuação, mas sim, a de uma curva cujo tempo de operação é inversamente proporcional ao valor da sobrecorrente existente. A curva padrão

escolhida foi a **IEC – A (BS142),** do tipo Inversa, do fabricante **General Electric**. A característica operacional pode ser representada pela Equação (41).

$$t_{op}^{Relé} = TDS \cdot \left[\frac{A}{(M^P - Q)}\right] + B \cdot TDS \cdot K \tag{41}$$

Tabela 2.11 Curva padrão IEC/BS142 do fabricante General Electric.

Descrição da Curva	Padrão	A	P	Q	B	K
Inversa	IEC - A	0,14	0,02	1	0	0
Muito Inversa	IEC - B	13,5	1	1	0	0
Extremamente Inversa	IEC - C	80	2	1	0	0

onde, $t_{op}^{Relé}$ é o tempo de operação do relé e A, B, K, P e Q são as constantes cujos valores fornecem as características da curva selecionada do relé tipo Tempo Inverso, de acordo com (IEEE-C37.230TM, 2007). TDS já descrito e M é multiplicador de ajuste sendo definido como a relação entre as correntes de operação e ajuste do relé ($I_{Aj}^{51F \text{ ou } 51N}$), ou seja, ($I_{op}^{Relé} / I_{Aj}^{Relé}$).

2.10 DISJUNTORES

Os disjuntores são dispositivos de interrupção capazes de conduzir, interromper e religar um circuito sob todos os tipos de condições, isto é, condições de operação normal ou sob falta. A primeira tarefa de um disjuntor é extinguir um arco que se desenvolve devido à separação dos seus contatos num dado meio de extinção, por exemplo, em ar, como é o caso dos disjuntores a ar; em óleo, como é o caso dos disjuntores a óleo; em SF6 ou no vácuo. Em alguns tipos, o arco é extinto por um sopro de ar comprimido, como é o caso dos disjuntores a sopro magnético (VIEIRA,2020).

Os disjuntores são projetados e construídos com base na corrente simétrica e assimétrica em rms além do valor de crista (pico). Geralmente, os disjuntores usados em redes de distribuição têm um tempo de operação de interrupção de no mínimo 5 ciclos. De maneira geral, preferem-se disjuntores a religadores, devido a sua grande flexibilidade, exatidão e estética. Entretanto, eles são muito mais caros que os religadores (GÖNEN, 2014).

Os disjuntores são atuados através de relés que são previamente parametrizados para controlar a abertura do disjuntor. A partir disso, o disjuntor é capaz de coordenar os demais dispositivos de proteção do sistema elétrico. Os relés também executam funções de religamento.

Vários tipos de relés são utilizados para controlar disjuntores em redes de distribuição. Porém, os circuitos de rede de distribuição são quase sempre protegidos por relés de sobrecorrente os quais utilizam as características da curva de tempo inverso. Ou seja, quanto maior o valor da corrente medida pelo relé, menor será o tempo de operação em segundos (SHORT, 2004).

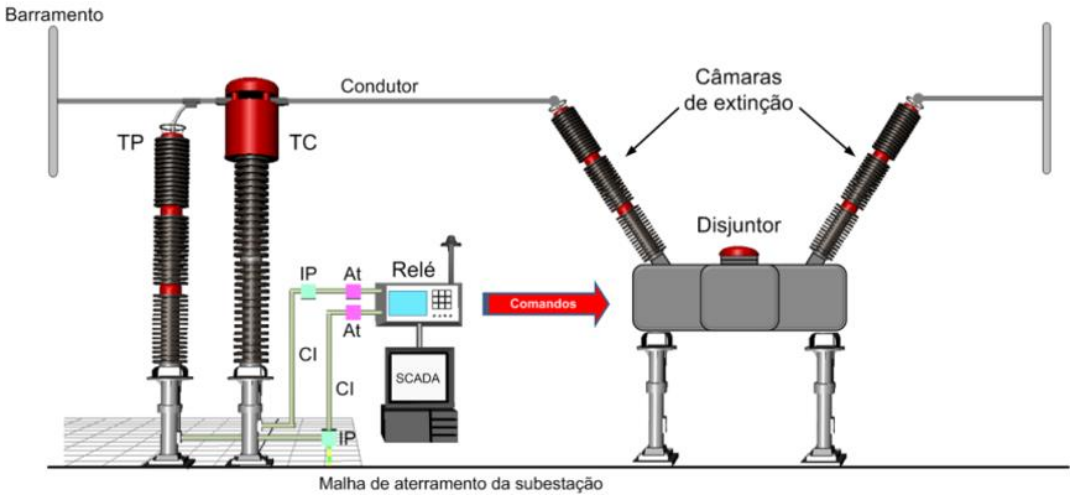


Figura 2.25 Disjuntor juntamente com os demais dispositivos de proteção.

3 METODOLOGIA

O presente estudo consiste numa pesquisa de caráter analítica, que visa entender a influência nos níveis da corrente de curto-circuito quando inserido geração distribuída como também conhecer o possível impacto dessa influência na proteção do sistema, especificamente nos relés de sobrecorrente. Para isso, foram realizadas simulações de dois sistemas de distribuição radiais distintos através do software DIgSILENT.

Nesse sentido, os resultados serão apresentados de forma quantitativa, a partir da coleta de informações de extraídas das simulações realizadas no software. Foram consideradas três situações distintas para a análise dos sistemas de distribuição, sendo elas apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Situações de Simulação (Autoria própria, 2022).

SITUAÇÃO 1	Sistema sem Geração Distribuída
SITUAÇÃO 2	Sistema com uma Geração Distribuída
SITUAÇÃO 3	Sistema com duas Gerações Distribuída

Todas as situações foram aplicadas nos sistemas de **53** e **135 barras**.

Escolhemos a norma IEC 60909 como padrão de cálculo para a corrente curto-circuito. Esta

norma é aplicável ao cálculo de correntes de curto-circuito em:

• Sistemas CA trifásicos de baixa tensão; e

• Sistemas CA trifásicos de alta tensão;

Operando a uma frequência nominal de 50 Hz ou 60 Hz.

3.1 SISTEMA DE 53 BARRAS

O sistema de **53 barras** e **61 ramos** possui **3** barras de **subestação**, **50 barras** de **carga** e tensão de 13,8 kV. Os 61 ramos possuem dispositivos de chaveamento alocados, portanto, o sistema está organizado em 50 seções de carga onde cada barra de carga corresponde a uma seção. Os dados físicos e operacionais desse sistema são apresentados no **Anexo I**. A configuração base desse sistema é apresentada na Figura 3.1. Em condições normais de operação (sem geração distribuída), o sistema atende a uma demanda de potência ativa de **46 MW** e a uma demanda de potência reativa de **22,58 MVAr**, equivalentes a **51,32 MVA**.

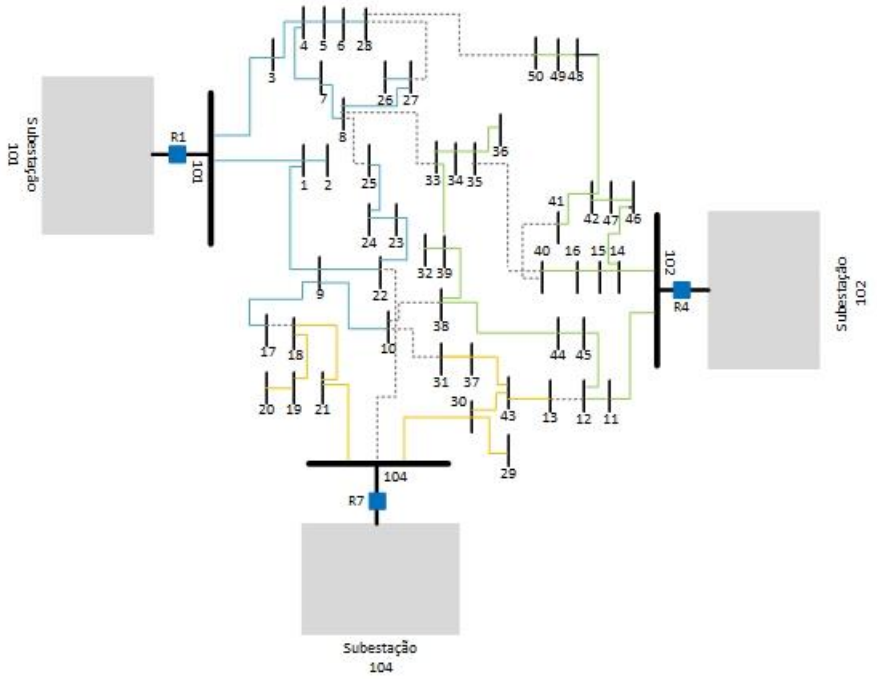


Figura 3.1 Sistema de Distribuição de 53 barras sem GD.

3.2 SISTEMA DE 135 BARRAS

O sistema de **135 barras** e **154 ramos**, possui **2 barras de subestação**, **133 barras** de **carga** e tensão de **13,8 kV**. Os **154** ramos possuem dispositivos de chaveamento alocados, portanto, o sistema está organizado em 108 seções de carga onde cada barra de carga corresponde a uma seção. Os dados físicos e operacionais desse sistema são apresentados no **Anexo II**. A

configuração base desse sistema é apresentada na Figura 3.2. Em condições normais de operação, o sistema atende a uma demanda de potência ativa de **18,64 MW** e a uma demanda de potência reativa de **8,63 MVAr**, equivalentes a **27,27 MVA**.

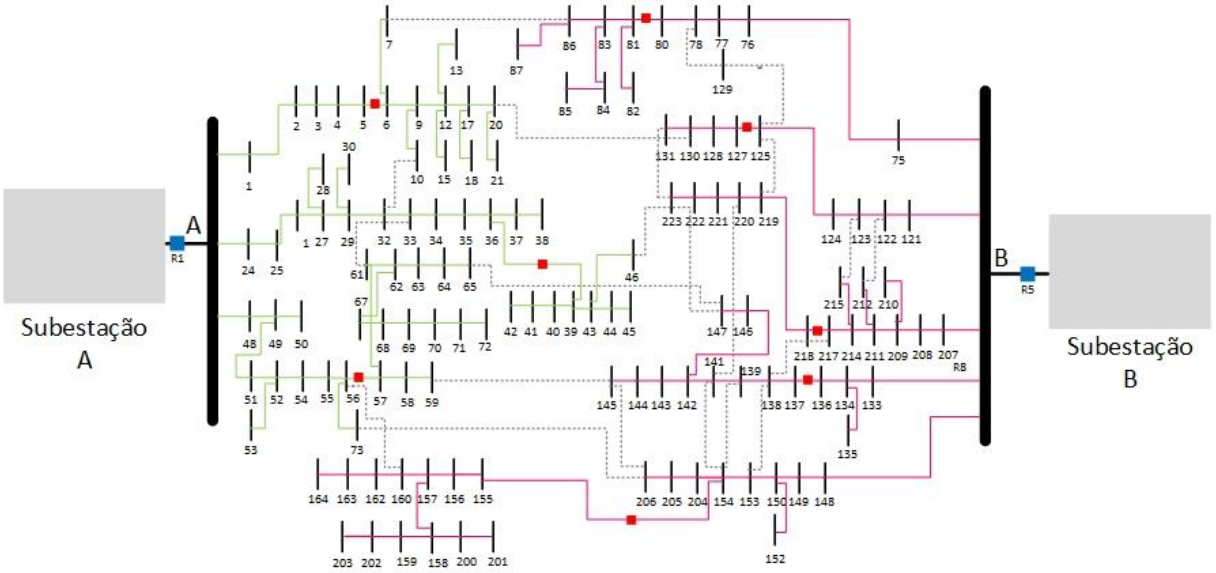


Figura 3.2 Sistema de Distribuição de 135 barras sem GD.

3.3 CARACTERISTICA DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA INSERIDA NOS SISTEMAS

Apesar de os recentes formatos de geração de energia elétrica terem despertado bastante interesse, como geradores de indução, células combustíveis de hidrogênio e células fotovoltaicas, ainda hoje a grande maioria dos sistemas de geração distribuída empregam máquinas síncronas, como é o caso da geração proveniente da biomassa e alguns sistemas de geração de energia eólica (JENKINS et al., 2000).

O modelo de geração distribuída utilizado em ambos os sistemas de distribuição desse trabalho é o **gerador síncrono**, devido a sua grande importância em sistemas de potência e a sua grande empregabilidade em sistemas de distribuição como fonte de geração de energia. Porém, essa massiva empregabilidade pode causar problemas ao sistema de proteção devido à alteração da corrente de curto-circuito do sistema.

No entanto, a instalação de geração distribuída em locais mais estratégicos da rede bem como um dimensionamento ideal, resultam num aumento da confiabilidade do sistema e redução de perdas ativas, o que acarreta benefícios, tal como redução de custos (ANDERSSON, 1999). Na Tabela 3.2 estão apresentadas as características dos geradores distribuídos que foram inseridos

nos sistemas de **135** e **53 barras**.

Tabela 3.2 Parâmetros do Gerador Síncrono.

Parâmetro	Valor
Potencia Ativa (MW)	5
Potencia Reativa (Mvar)	3.75
Ligação	YN
Tensão Nominal (kV)	13.8
Frequência Nominal (Hz)	60
Fator de Potencia	0.8

4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

O software utilizado para fins de simulação foi o DIgSILENT. Este é um software de engenharia utilizado como ferramenta para a análise de sistemas de transmissão, distribuição e sistemas elétricos industriais. O mesmo foi projetado como um pacote de software avançado integrado e interativo dedicado à análise de sistemas elétricos de potência e de dispositivos de proteção e controle para atingir os principais objetivos de planejamento e otimização da operação. “DIgSILENT” é um acrônimo para “DIgital SIMuLation of Electrical Networks”. Logo, o DIgSILENT pode executar todas as funções de simulação de potência num único ambiente de programa — funções como fluxo de carga, cálculo de curto-circuito, análise harmônica, coordenação de proteção, cálculo de estabilidade e análise modal.

Nesta seção, serão apresentados os resultados das simulações realizadas no software DIgSILENT. Com o sistema montado e configurado a partir das informações contidas nos **anexos I** e **II**, foi possível realizar o fluxo de potência e escolher barras mais carregadas do sistema como critério para inserção das unidades geradoras. Isso porque, o impacto dessas barras para o estudo do curto-circuito se torna mais interessante do ponto de vista da proteção. Logo, para os **sistemas de 53** e **135 barras** foram escolhidas as barras conforme a Tabela 4.1

Tabela 4.1 Localização da geração distribuída nos sistemas.

Localização GD	
Sistema 135 Barras	Sistema 53 Barras
5	4
32	14
56	20
139	24
125	30 e 39

4.1.1 Sistema 53 Barras

O **Sistema de 53 barras** integra 3 subestações principais, sendo elas, **Subestação 101**, **102** e **103** respectivamente. Nesse sistema, foram inseridos **6 geradores síncronos** distribuídos pelo sistema conectados nas barras **4, 14, 20, 24, 30** e **39**. Essas barras relacionam-se com cada subestação de forma diferente. Devido a isso, para cada subestação foi analisado a influência de dois geradores síncronos para diferentes tipos de curtos-circuitos. As Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6 mostram os resultados obtidos por simulação, para cada subestação.

Tabela 4.2 Dados do sistema de 53 barras na subestação 101.

SUBESTAÇÃO 101						
Quant. de GDs	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc monofásica (kA)**	**Icc Bifásica Fase B (kA)**	**Icc Bifásica Fase C (kA)**	**Icc trifásico (kA)**
0	Sem GD	0,826	0,1	10,86957	10,86957	12,55109
1	Barra 4	0,544	0,1326652	11,77325	11,77325	13,59431
1	Barra 24	0,676	0,1326498	11,70253	11,70253	13,50682
2	Barra 4 e 24	0,365	0,1492349	12,60616	12,60616	14,54994

Tabela 4.3 Dados do sistema de 53 barras na subestação 102.

SUBESTAÇÃO 102						
Quant. de GDs	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc monofásica (kA)**	**Icc Bifásica Fase B (kA)**	**Icc Bifásica Fase C (kA)**	**Icc trifásico (kA)**
0	Sem GD	0,855	0,1	10,8696	10,8696	12,55109
1	Barra 14	0,561	0,1326662	11,7777	11,7777	13,59976
1	Barra 39	0,569	0,1325878	11,7394	11,7394	13,55296
2	Barras 14 e 39	0,386	0,14921	12,6477	12,6477	14,60159

Tabela 4.4 Dados do sistema de 53 barras na subestação 104.

SUBESTAÇÃO 104						
Quant. de GDs	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc monofásica (kA)**	**Icc Bifásica Fase B (kA)**	**Icc Bifásica Fase C (kA)**	**Icc trifásico (kA)**
0	Sem GD	0,466	0,105	10,86957	10,86957	12,55109
1	Barra 20	0,409	0,1326525	11,72612	11,72612	13,53505
1	Barra 30	0,211	0,1326669	11,78038	11,78038	13,60307
2	Barras 20 e 30	0,171	0,1492394	12,63695	12,63695	14,58692

A corrente nominal (**Inominal**) vinda da **Subestação 101**, **102** e **104** e que flui pelo sistema em operação normal, está ressaltada pelo retângulo amarelo. Podemos observar que com o advento da inserção de geração distribuída no sistema a tendência dessa corrente é diminuir. Isto porque a corrente externa necessária para suprir as cargas do sistema em operação com a inserção de geração distribuída é menor, visto que a geração próxima à carga passa a suprir parte da corrente de operação demandada pelas cargas.

O caso mais critico de curto-circuito é o trifásico. O retângulo com borda vermelha nos

permite observar que com o advento da inserção de geração distribuída a corrente de **curto-circuito trifásico aumenta**. Está característica é recorrente para todas as simulações.

4.1.2 Sistema de 135 Barras

O **Sistema de 135 barras** contém duas subestações, sendo elas **Subestação A** e **B** respetivamente. Nas quais os relés de proteção estão distribuídos nos seus ramais para intervir em casos de falhas, estes foram projetados inicialmente a partir da operação sem geração distribuída e a sua **corrente de pick-up** foi projetada considerando o **sistema original**, ou seja, sem a influência de GDs.

A **Subestação A** recebe influência direta de várias barras conectadas no seu circuito. Entre essas barras estão as **5, 32** e **56**. Essas três barras receberam geradores síncronos em seus ramais, que são conectados de acordo com a necessidade dos nossos estudos. Foram realizados a análise para o curtos-circuitos **trifásicos**, **bifásicos** e **monofásicos** na Subestação à medida que foram conectados geradores síncronos nas barras.

A ordem de conexão e o resultado das análises feitas para essas barras estão apresentados na Tabela 4.5

Tabela 4.5 Dados do sistema de 135 barras na Subestação A.

SUBESTAÇÃO A						
Quant. de GDs	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc monofásica (kA)**	**Icc Bifásica Fase B (kA)**	**Icc Bifásica Fase C (kA)**	**Icc trifásico (kA)**
0	Sem GD	0,346	0,10	8,17355	8,17355	9,438003
1	Barra 5	0,106	0,1327555	8,898426	8,898426	10,26919
1	Barra 32	0,107	0,1327551	8,886796	8,886796	10,25569
1	Barra 56	0,106	0,1327557	8,905114	8,905114	10,27695
2	Barras 5 e 32	0,090	0,1493315	9,612575	9,612575	11,08828
2	Barras 32 e 56	0,096	0,1493318	9,61925	9,61925	11,09603

A **Subestação B** também recebe influência das demais barras conectadas ao seu circuito. Sendo assim, as barras que foram escolhidas para receberem geração distribuída são as barras **139 e 125**. A Tabela 4.6 mostra os resultados da análise de curto-circuito na Subestação B à medida que esta recebe a influência dos geradores síncronos no seu sistema.

Tabela 4.6 Dados do sistema de 135 barras para a Subestação B.

SUBESTAÇÃO B						
Quant de GDs	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc monofásica (kA)**	**Icc Bifásica Fase B (kA)**	**Icc Bifásica Fase C (kA)**	**Icc trifásico (kA)**
0	Sem GD	0,514	0,11	7,627537	7,627537	8,807521
1	Barra 125	0,270	0,1990467	8,280553	8,280553	9,555762
1	Barra 139	0,270	0,199044	8,268216	8,268216	9,541287
2	Barras 139 e 125	0,096	0,1990238	8,922333	8,922333	10,29115

A corrente nominal (**Inominal**) vinda da **Subestação A** e **B** e que flui pelo sistema em operação normal, está ressaltada pelo retângulo amarelo. Podemos observar que com o advento da inserção de geração distribuída no sistema a tendência dessa corrente é diminuir. Isto porque a corrente externa necessária para suprir as cargas do sistema em operação com a inserção de geração distribuída é menor, visto que a geração próxima à carga passa a suprir parte da corrente de operação demandada pelas cargas.

O caso mais crítico de **curto-circuito** é o **trifásico**. O retângulo com borda vermelha nos permite observar que com o advento da inserção de geração distribuída a corrente de curto-circuito trifásico aumenta. Está característica é recorrente para todas as simulações.

5 ANÁLISE DA CURVA 51 F DO RELÉ DE SOBRECORRENTE

Os relés de proteção de sobrecorrente foram projetados para emitir um comando de abrir/fechar aos disjuntores, quando o nível de corrente estiver acima de uma faixa específica de projeto. Inicialmente, todos os parâmetros foram dimensionados considerando o sistema sem a influência de geração distribuída no SEP. Com o advento da inserção de geradores síncronos no sistema, ocorre um aumento nos níveis da corrente curto-circuito o que impacta diretamente no projeto e ajuste dos relés.

5.1 RELÉS DO SISTEMA DE 53 BARRAS

O **Sistema de 53 Barras** é formado por três sistemas de distribuição distintos sem interligação entre si na sua configuração original. Por praticidade iremos analisar primeiramente o sistema que está ligado a **Subestação 101**, seguido pela **Subestação 102** e **Subestação 104**.

Foram inseridos também relés de sobrecorrente nos alimentadores os quais recebem geração distribuída, como mostra a Figura 5.1

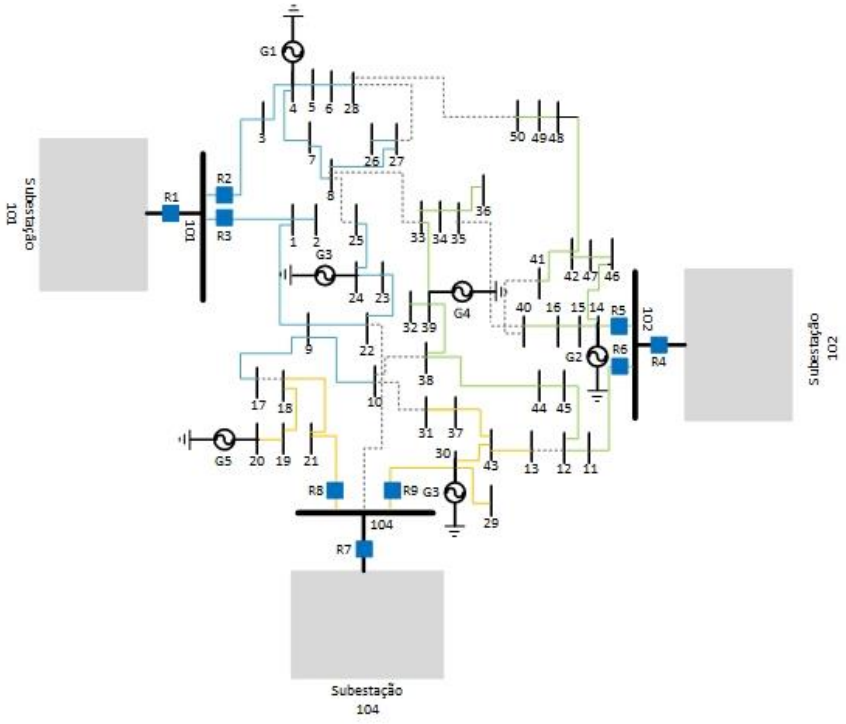


Figura 5.1 Sistema de 53 Barras.

5.1.1 Sistema Ligado a Subestação 101

O sistema ligado a **Subestação 101** recebeu o relé principal **R1** que está entre o sistema externo e a **Barra 101**, os alimentadores receberam os relés **R2** e **R3** os quais possuem geração distribuída em seus ramos. Os dados gerados em simulação referentes a esses dispositivos estão

apresentados nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

Tabela 5.1 Relé principal entre a Subestação 101 e a Barra 101

Relé 1							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 101 (kA)**	**Icc através R1 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Subestação 101	Barra 101	Sem GD	0,826	12,55109	12,55109	2,6
2	Subestação 101	Barra 101	Barra 4	0,544	13,59	12,55109	2,6
3	Subestação 101	Barra 101	Barra 24	0,676	13,5	12,55109	2,6
4	Subestação 101	Barra 101	Barra 4 e 24	0,385	14,55	12,55109	2,6

O **retângulo** na cor **verde** mostra que o tempo de atuação do Relé 1 permanece o mesmo para os 4 casos. Isto porque o mesmo está conectado ao **sistema de geração externo** que alimenta o SDEE. Devido a isto, a inserção de geração distribuída não possui influência neste dispositivo. Permanecendo o mesmo tempo de atuação mesmo após a inserção de geração distribuída.

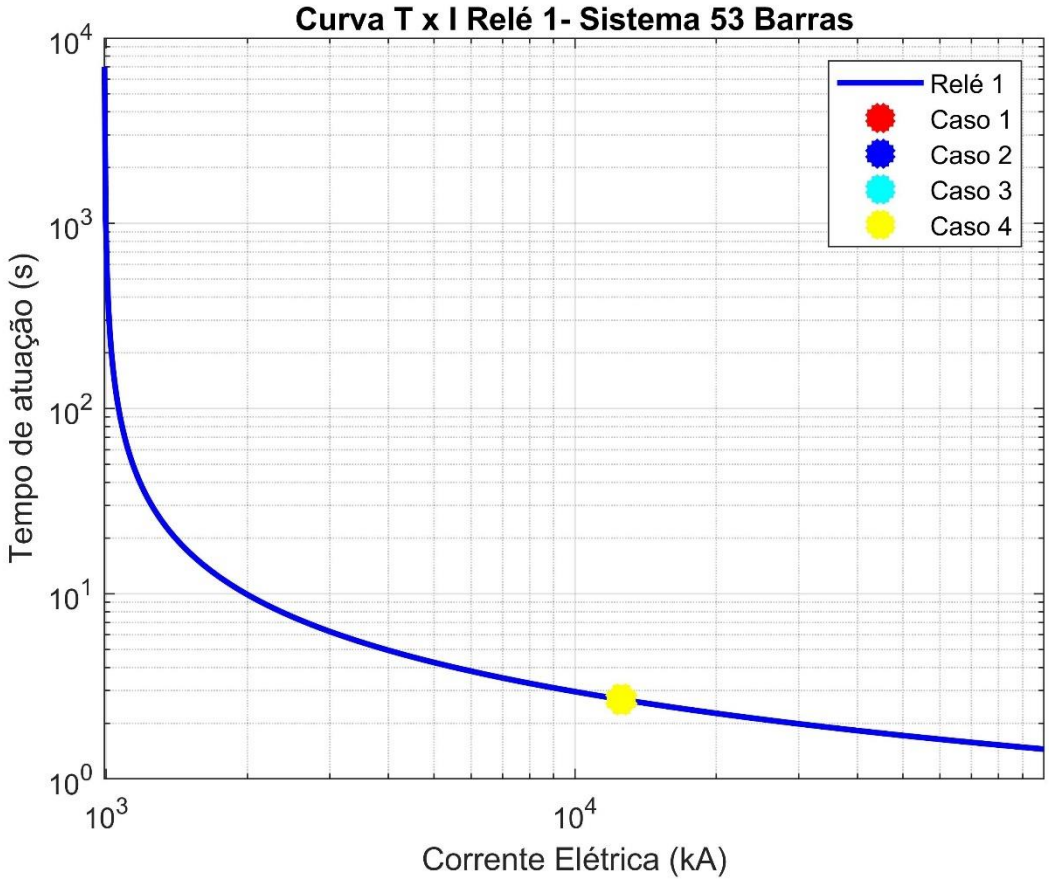


Figura 5.2 Curva T x I Relé 1 – Sistema 53 Barras.

Tabela 5.2 Relé 2 do Sistema de Distribuição de 53 Barras.

Relé 2							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 101 (kA)**	**Icc através R2 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra 101	Barra 3	Sem GD	0,371	12,55109	0	∞
2	Barra 101	Barra 3	Barra 4	0,148	13,59	1,043	8,1
3	Barra 101	Barra 3	Barra 4 e 24	0,148	14,55	1,043	8,1

Está destacado a caracteristica de tempo de atuação antes e após a inserção de geração distribuída. Neste caso **houve uma variação no tempo** de atuação após a inserção de GD no sistema. Isto porque o relé em questão faz parte do SDEE e sofre influência quando inserida geração distribuída no SEP. Podemos perceber que inicialmente o tempo de atuação está representado como “infinito”, isto porque o relé não atua visto que não existe corrente através desse relé no 1º caso. A partir no momento que existe GD no sistema o relé passa a ter atuação.

Mas como podemos perceber esse tempo é bem longo o que pode ser prejudicial para a proteção desejável do sistema.

Figura 5.3 apresenta a Curva T x I para o Relé 2.

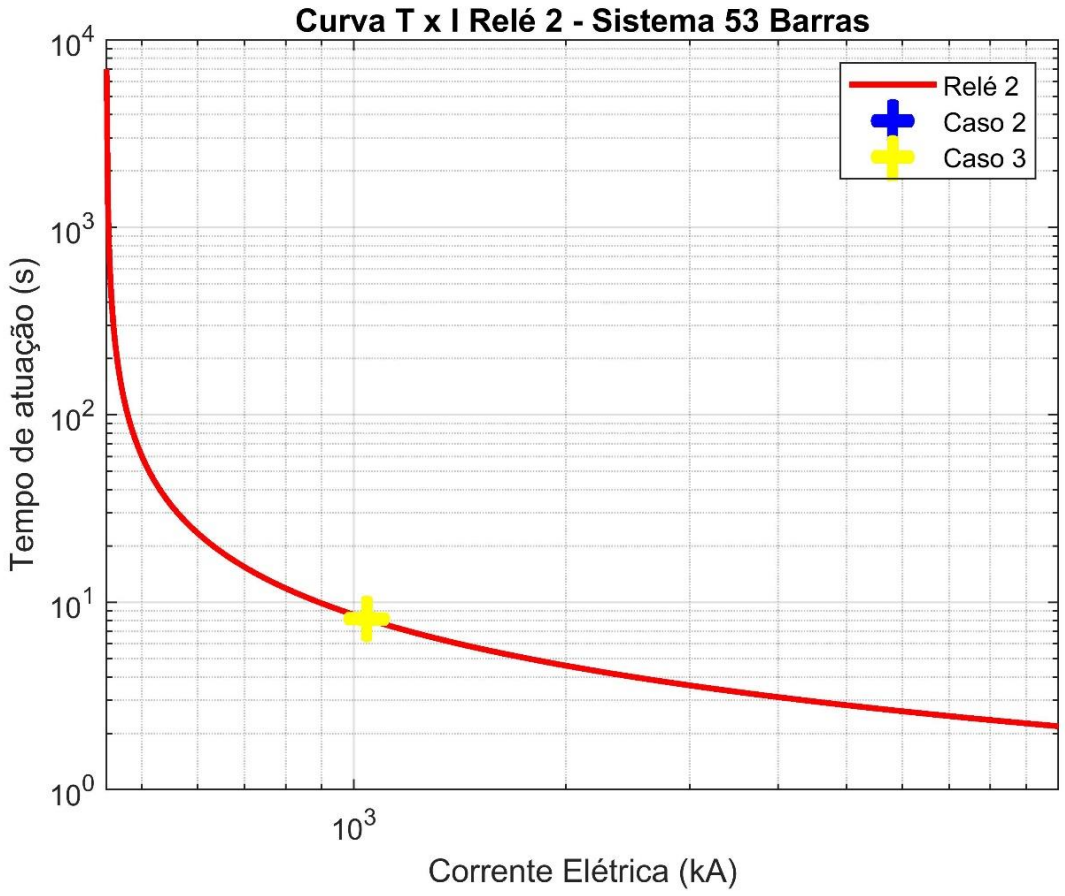


Figura 5.3 Curva T x I Relé 2 - Sistema 53 Barras.

Tabela 5.3 Relé 3 do Sistema de Distribuição de 53 Barras.

Relé 3							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 101 (kA)**	**Icc através R3 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra 101	Barra 1	Sem GD	0,455	12,55109	0	∞
2	Barra 101	Barra 1	Barra 24	0,322	13,5	0,959	12
3	Barra 101	Barra 1	Barra 4 e 24	0,322	14,55	0,959	12

O relé 3 apresenta a mesma caracteristica com relação ao tempo de atuação do relé 2.

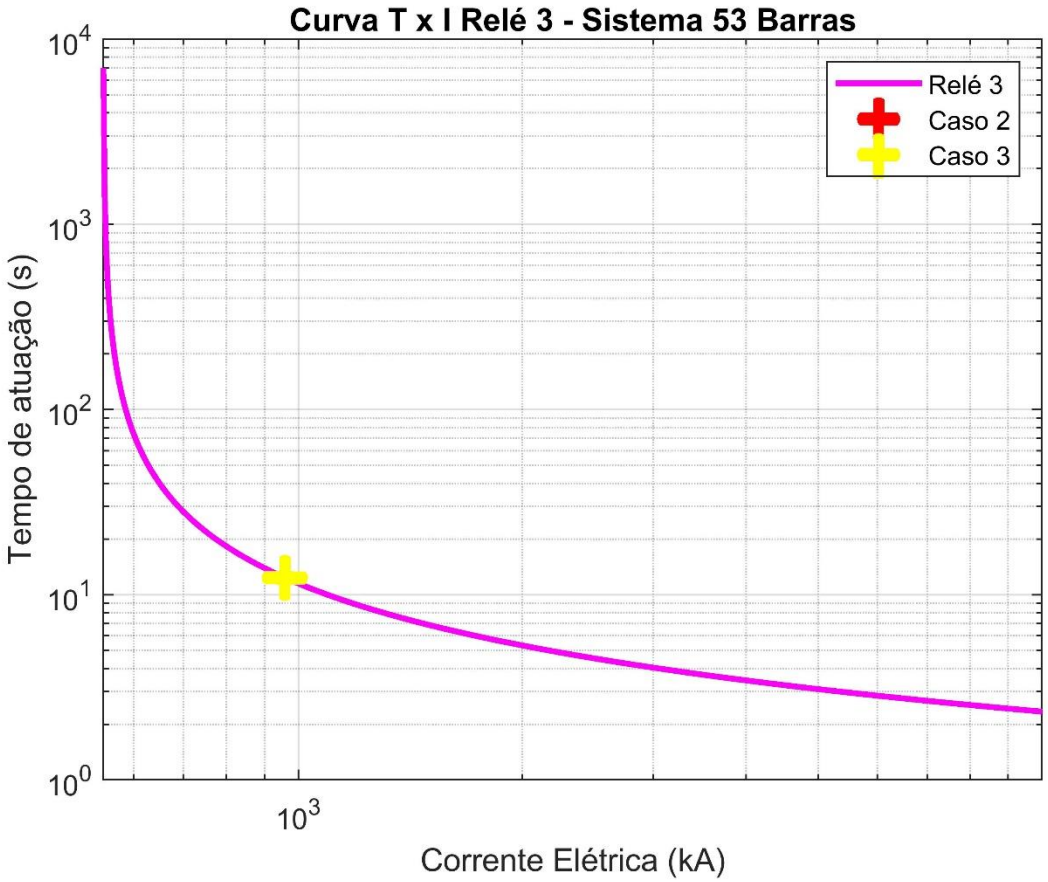


Figura 5.4 Curva T x I Relé 3 - Sistema 53 Barras.

O relé 3 apresenta as mesmas características mencionadas no relé 2, sendo assim o mesmo terá influência com o advento da inserção de geração distribuída no sistema, **alterando** assim o seu **tempo de atuação** para os **casos 2 e 3**.

5.1.2 Sistema Ligado a Subestação 102

O sistema ligado a **Subestação 102** recebeu o relé principal **R4** que está entre o sistema externo e a **Barra 102**, os alimentadores receberam os relés **R5** e **R6** os quais possuem geração distribuída em seus ramos. Os dados gerados em simulação referentes a esses dispositivos estão apresentados nas Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6.

Tabela 5.4 Relé principal entre a Subestação 102 e a Barra 102

Relé 4							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 102 (kA)**	**Icc através R4 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Subestação 102	Barra 102	Sem GD	0,855	12,55109	12,55109	2,72
2	Subestação 102	Barra 102	Barra 14	0,561	13,59976	12,55109	2,72
3	Subestação 102	Barra 102	Barra 39	0,569	13,55296	12,55109	2,72
4	Subestação 102	Barra 102	Barras 14 e 39	0,386	14,60159	12,55109	2,72

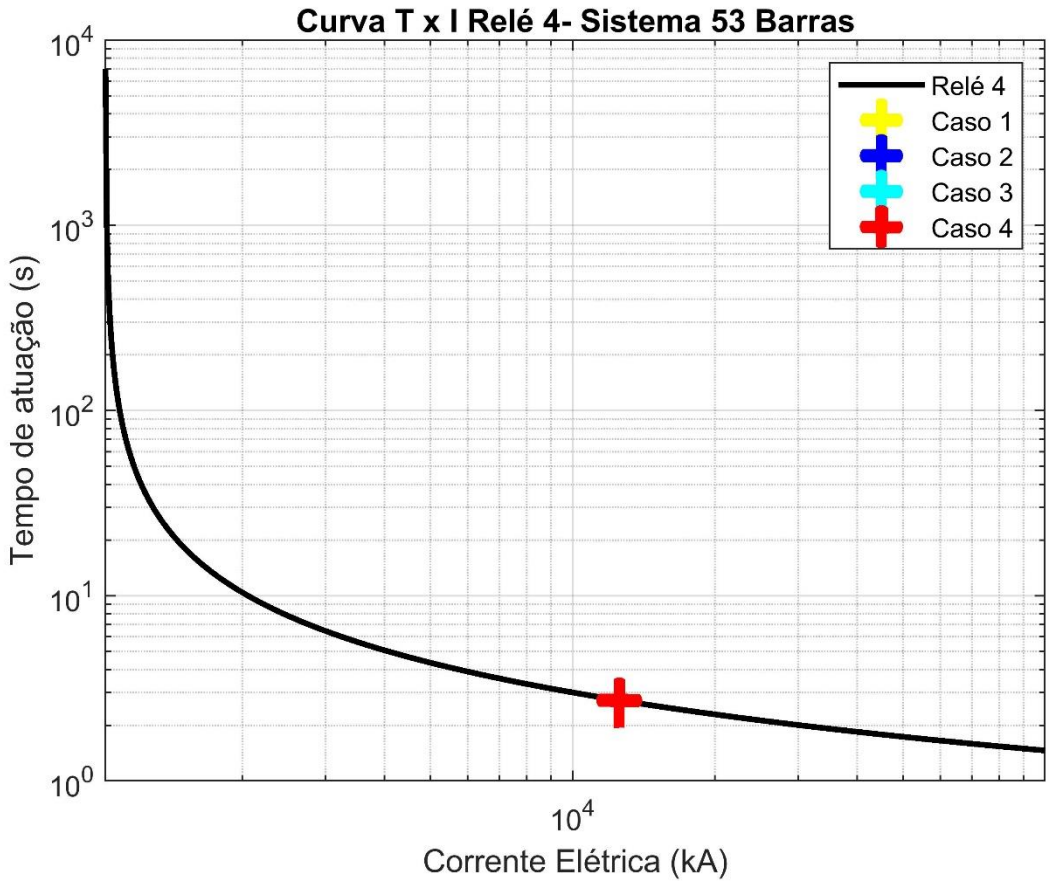


Figura 5.5 Curva T x I Relé 4 - Sistema 53 Barras.

Tabela 5.5 Relé 5 do Sistema de Distribuição de 53 Barras.

Relé 5							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 102 (kA)**	**Icc através R5 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra 102	Barra 14	Sem GD	0,414	12,55109	0	∞
2	Barra 102	Barra 14	Barra 14	0,207	13,59976	1,049	9,3
3	Barra 102	Barra 14	Barras 14 e 39	0,207	14,60159	1,049	9,3

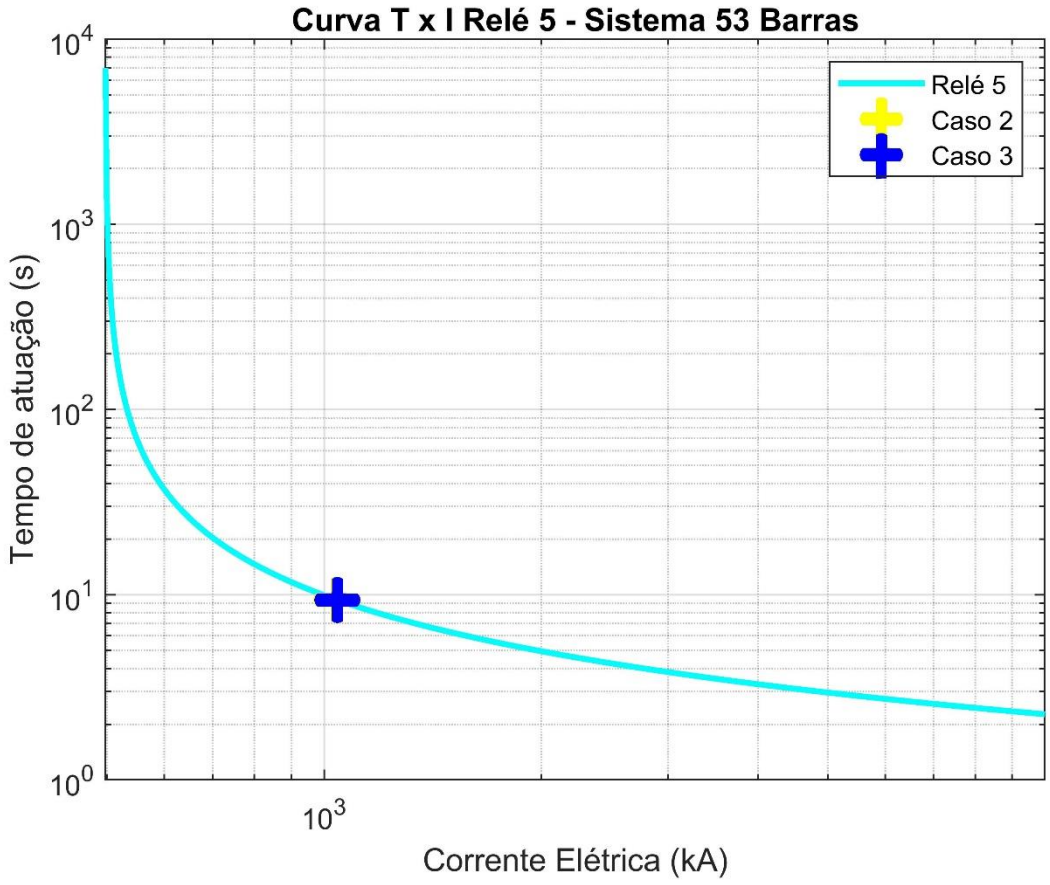


Figura 5.6 Curva T x I Relé 5 - Sistema 53 Barras.

Tabela 5.6 Relé 6 do Sistema de Distribuição de 53 Barras.

Relé 6							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 102 (kA)**	**Icc através R6 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra 102	Barra 11	Sem GD	0,441	12,55109	0	∞
2	Barra 102	Barra 11	Barra 39	0,187	13,55296	1,2	7,6
3	Barra 102	Barra 11	Barras 14 e 39	0,187	14,60159	1,49	6,5

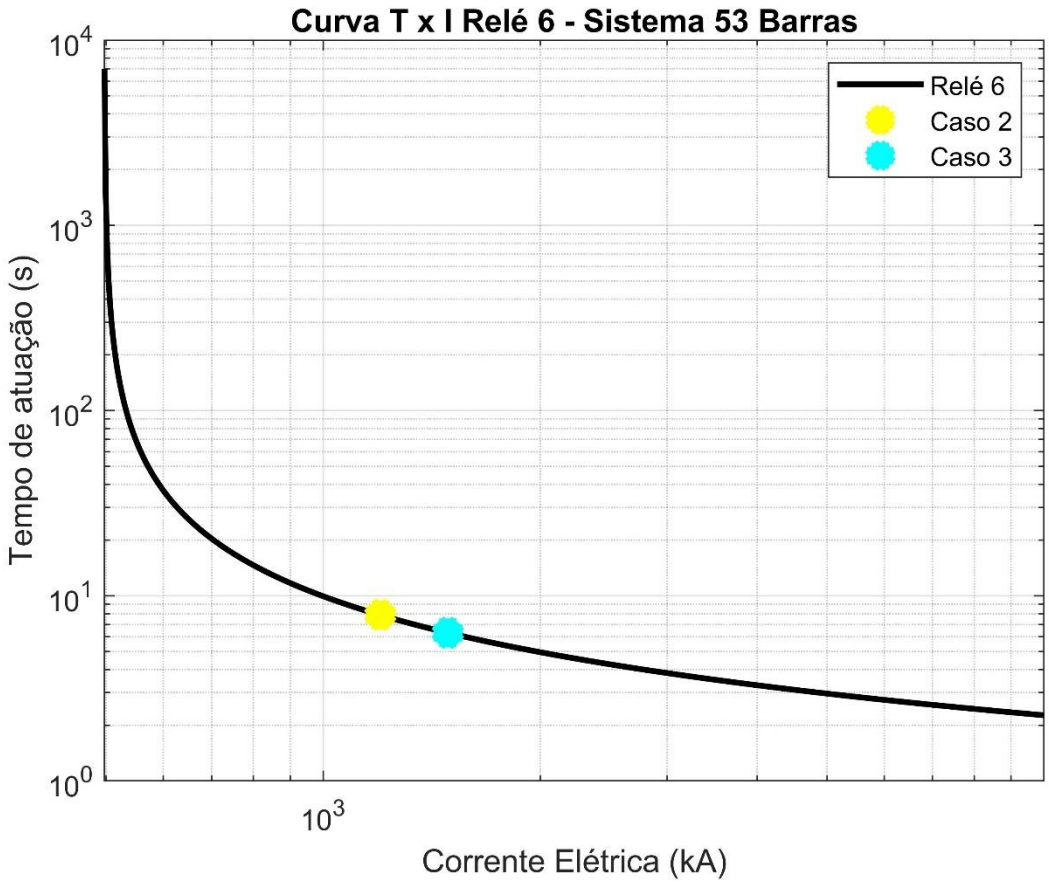


Figura 5.7 Curva T x I Relé 6 - Sistema 53 Barras.

5.1.3 Sistema Ligado a Subestação 104

O sistema ligado a **Subestação 104** recebeu o relé principal **R7** que está entre o sistema externo e a **Barra 104**, os alimentadores receberam os relés **R8** e **R9** os quais possuem geração distribuída em seus ramos. Os dados gerados em simulação referentes a esses dispositivos estão

apresentados nas Tabelas 5.7, 5.8 e 5.9.

Tabela 5.7 Relé principal entre a Subestação 104 e a Barra 104

Relé 7							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 104 (kA)**	**Icc através R7 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Subestação 104	Barra 104	Sem GD	0,466	12,55109	12,5511	2,18
2	Subestação 104	Barra 104	Barra 20	0,409	13,53	12,5511	2,18
3	Subestação 104	Barra 104	Barra 30	0,211	13,6	12,5511	2,18
4	Subestação 104	Barra 104	Barras 20 e 30	0,171	14,58	12,5511	2,18

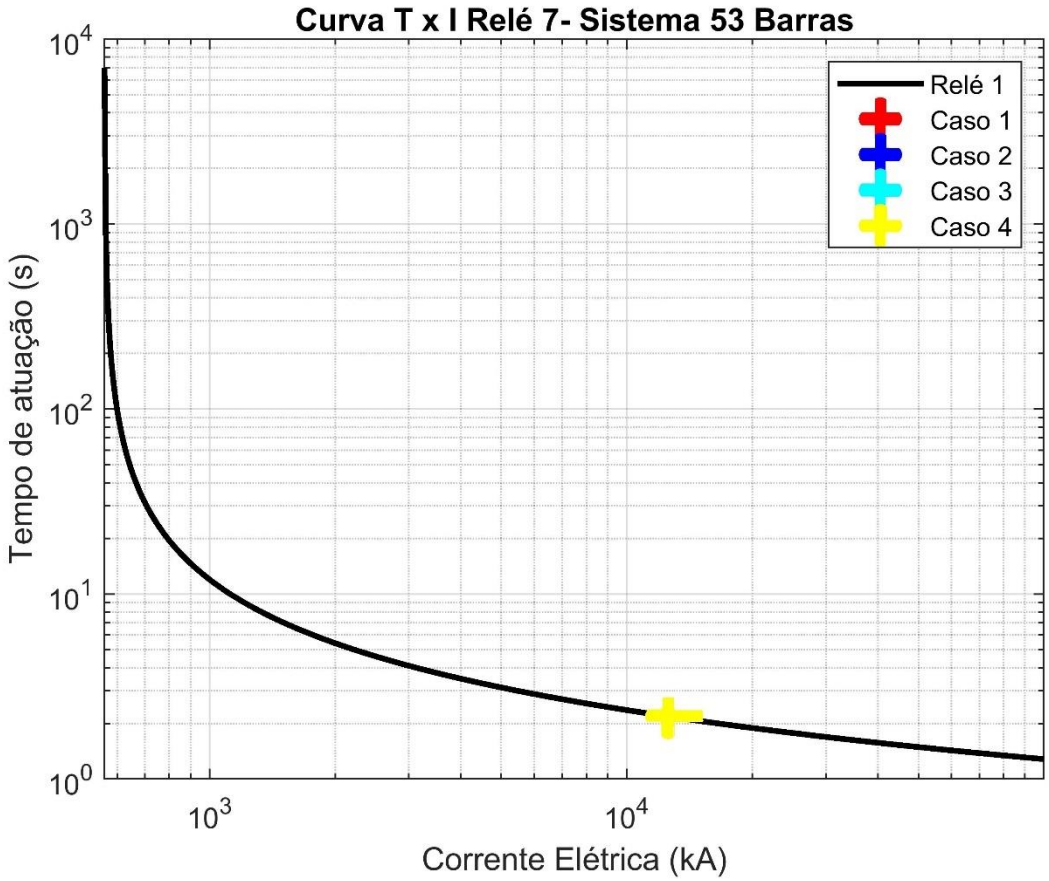


Figura 5.8 Curva T x I Relé 7 - Sistema 53 Barras.

Tabela 5.8 Relé 8 do Sistema de Distribuição de 53 Barras.

Relé 8							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 104 (kA)**	**Icc através R8 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra 104	Barra 21	Sem GD	0,168	12,55109	0	∞
2	Barra 104	Barra 21	Barra 20	0,168	13,53	0,986	4,3
3	Barra 104	Barra 21	Barras 20 e 30	0,168	14,58	0,986	4,3

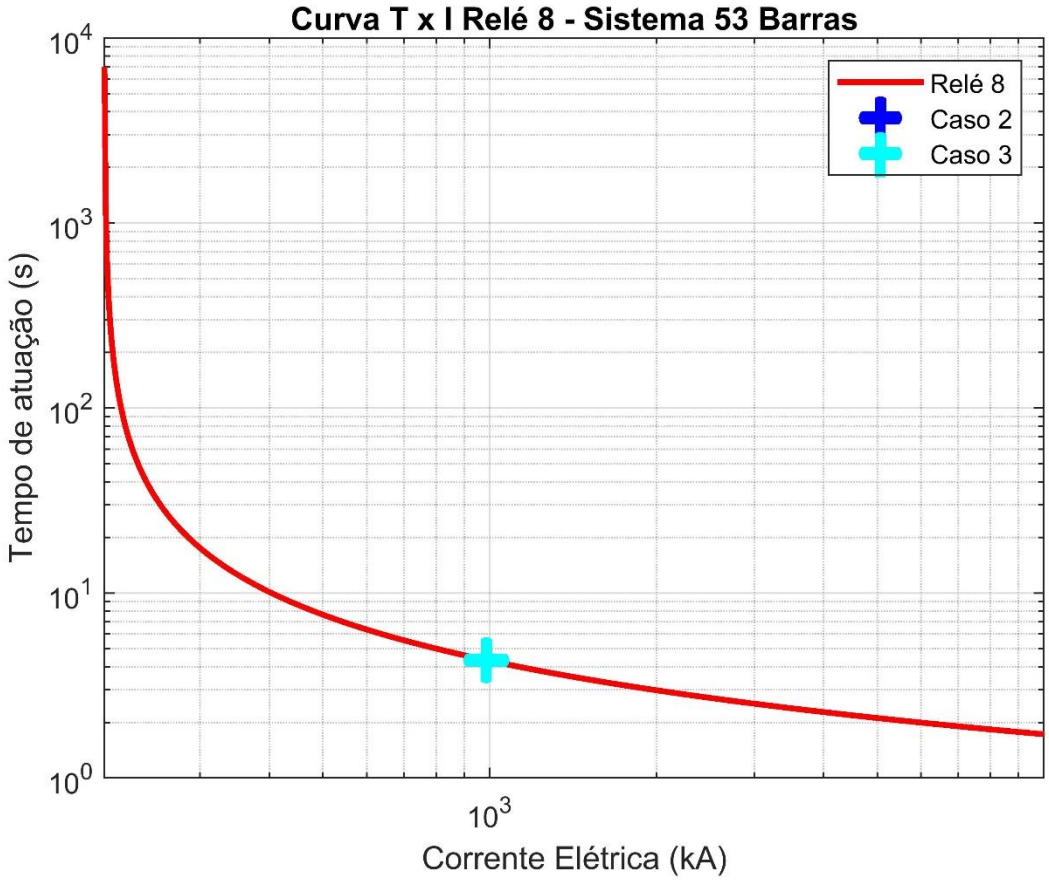


Figura 5.9 Curva T x I Relé 8 - Sistema 53 Barras.

Tabela 5.9 Relé 9 do Sistema de Distribuição de 53 Barras.

Relé 9							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra 104 (kA)**	**Icc através R9 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra 104	Barra 30	Sem GD	0,298	12,55109	0	∞
2	Barra 104	Barra 30	Barra 30	0,075	13,6	1,052	6,42
3	Barra 104	Barra 30	Barras 20 e 30	0,075	14,58	1,055	6,4

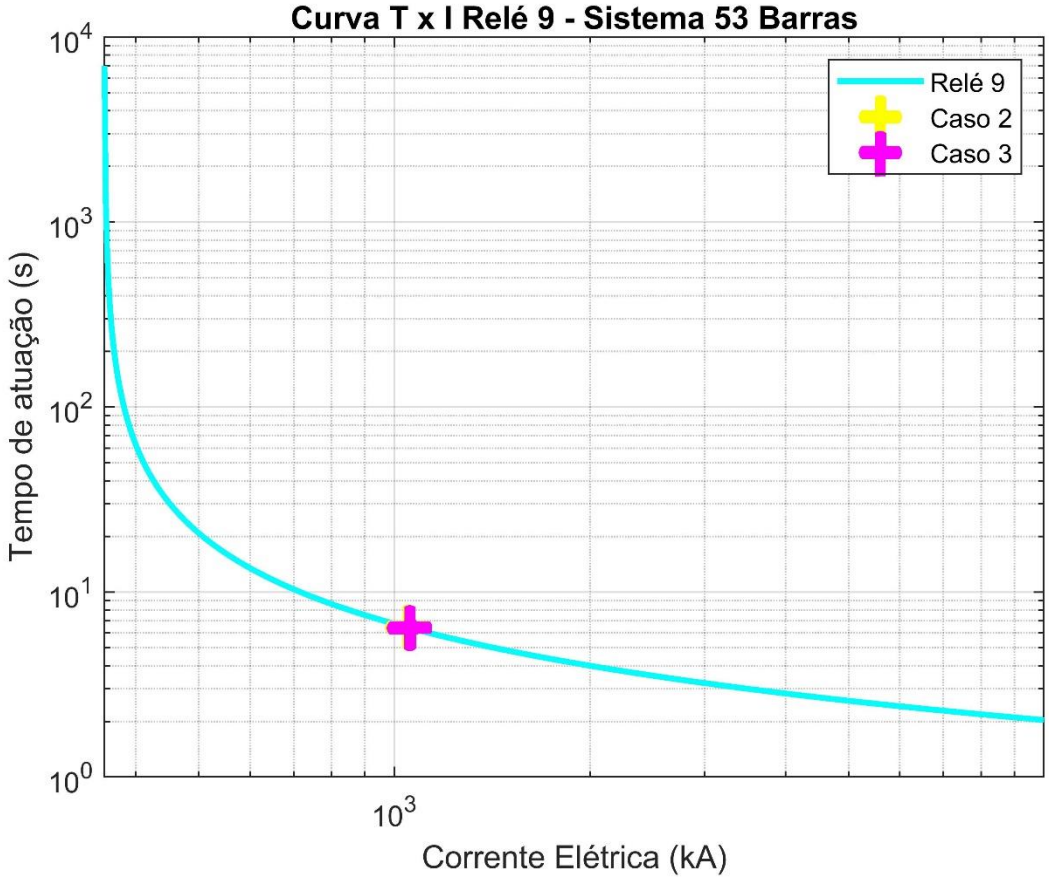


Figura 5.10 Curva T x I Relé 9 - Sistema 53 Barras.

5.2 RELÉS DO SISTEMA DE 135 BARRAS

O **Sistema de 135 Barras** é formado por dois sistemas de distribuição distintos sem interligação na sua configuração original. Devido a essa caracteristica, iremos analisar primeiramente o sistema que está ligado a **Subestação A**, seguido pelo da **Subestação B**.

Foram inseridos relés nos alimentadores que recebem em seus ramais geração distribuída,

como mostra a Figura 5.1

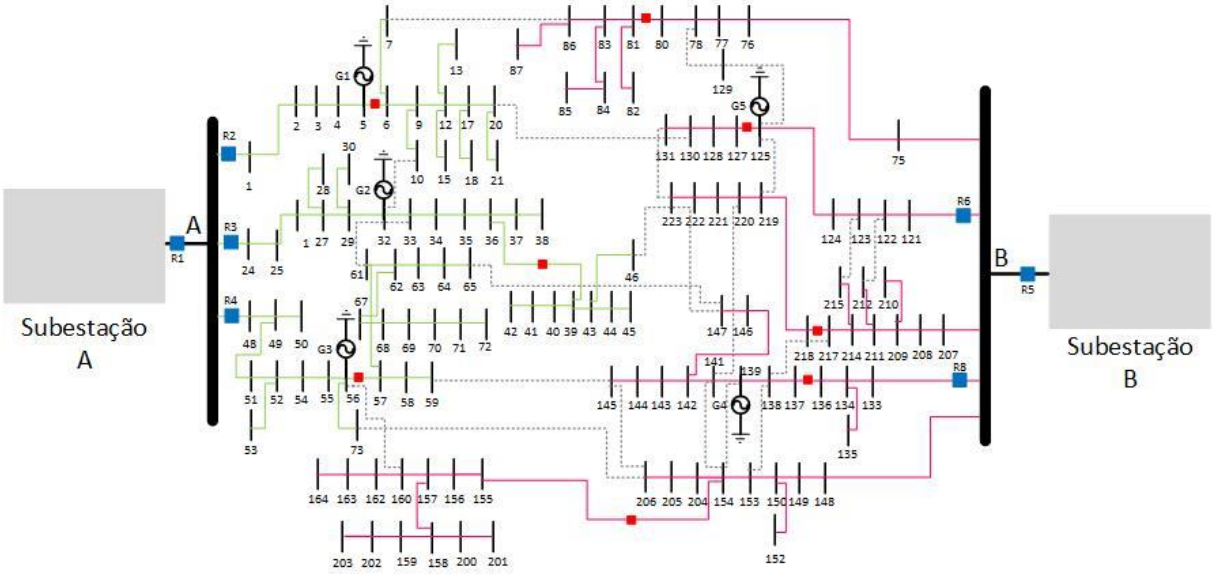


Figura 5.11 Sistema 135 Barra com Relés.

5.2.1 Sistema Ligado a Subestação A

O sistema ligado a **Subestação A** recebe um relé principal **R1** que está entre o sistema externo e a **Barra A**, e os alimentadores recebem os relés **R2**, **R3** e **R4** os quais possuem geração distribuída em seus ramos. Os dados gerados em simulação referentes a esses dispositivos estão apresentados nas Tabelas 5.10, 5.11, 5.12 e 5.13.

Tabela 5.10 Relé principal entre a Subestação A e a Barra A.

Relé 1							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra A (kA)**	**Icc através R1 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Subestação A	Barra A	Sem GD	0,346	9,43	9,43	2,17
2	Subestação A	Barra A	Barra 5	0,178	10,269	9,43	2,17
3	Subestação A	Barra A	Barra 32	0,183	10,25	9,43	2,17
4	Subestação A	Barra A	Barra 56	0,180	10,27	9,43	2,17
5	Subestação A	Barra A	Barra 5 e 32	0,182	11,08	9,43	2,17
6	Subestação A	Barra A	Barra 32 e 56	0,183	11,09	9,43	2,17

Para o Relé 1, em todos os casos (1, 2, 3, 4, 5 e 6) o tempo de atuação do relé é o mesmo. Isto porque, mesmo com a inserção de geração distribuída a corrente de curto-circuito que passa

por esse dispositivo será a mesma. Como mostra a Figura 5.12

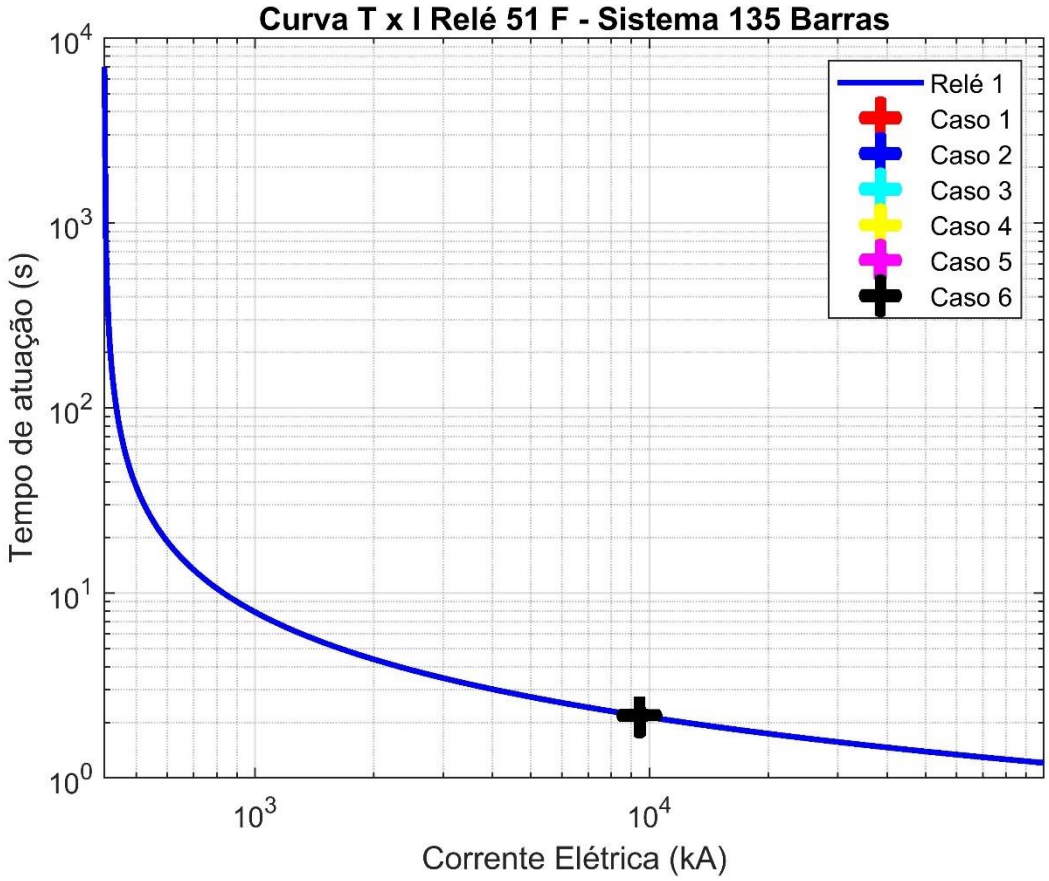


Figura 5.12 Curva T x I Relé 1 – Sistema 135 Barras

Tabela 5.11 Relé 2 do Sistema de Distribuição.

Relé 2							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra A (kA)**	**Icc através R1 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra A	Barra 1	Sem GD	0,119	9,43	0	∞
2	Barra A	Barra 1	Barra 5	0,110	10,269	0,84	3,88
3	Barra A	Barra 1	Barra 5 e 32	0,110	11,08	0,84	3,88

A Figura 5.13 mostra a curva temporizada do Relé 2.

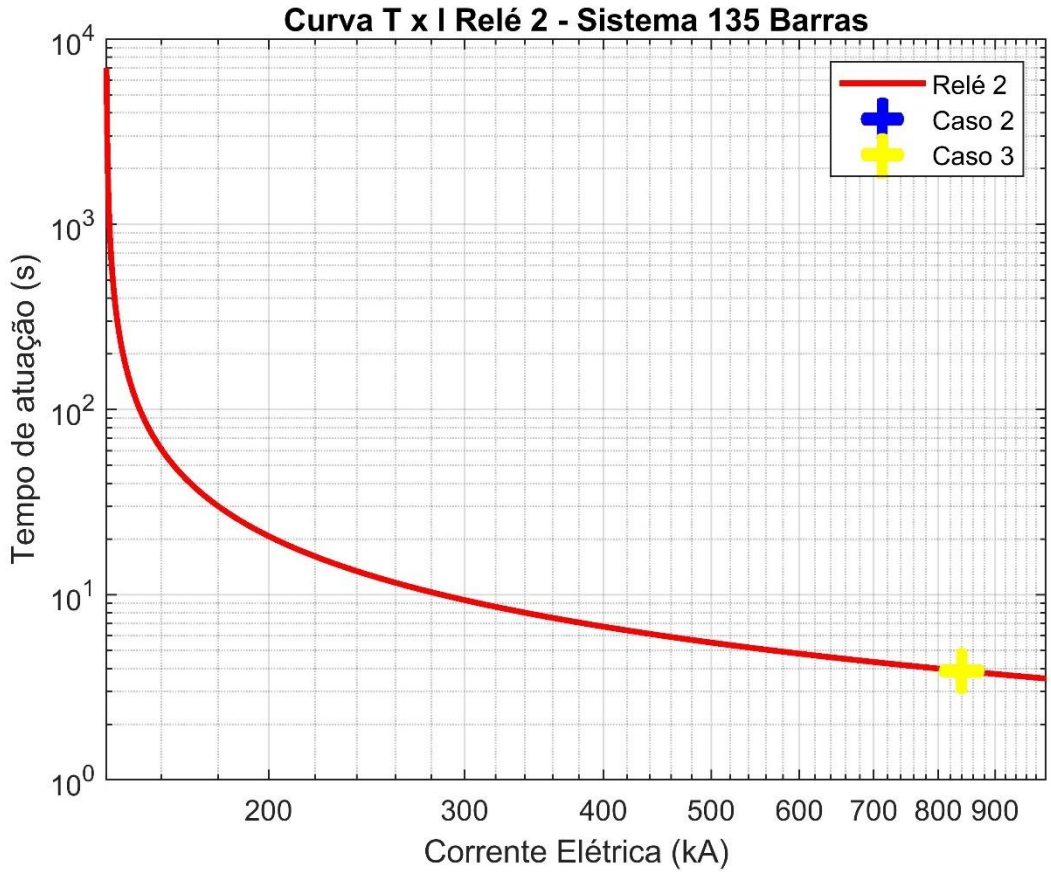


Figura 5.13 Curva T x I do Relé 2 – Sistema 135 Barras.

Tabela 5.12 Relé 3 do Sistema de Distribuição.

Relé 3							
Situação	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra A (kA)**	**Icc através R1 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra A	Barra 24	Sem GD	0,119	9,43	0	∞
2	Barra A	Barra 24	Barra 5	0,110	10,269	0,84	3,88
3	Barra A	Barra 24	Barra 5 e 32	0,110	11,08	0,84	3,88

Figura 5.14 mostra a Curva T x I do Relé 3

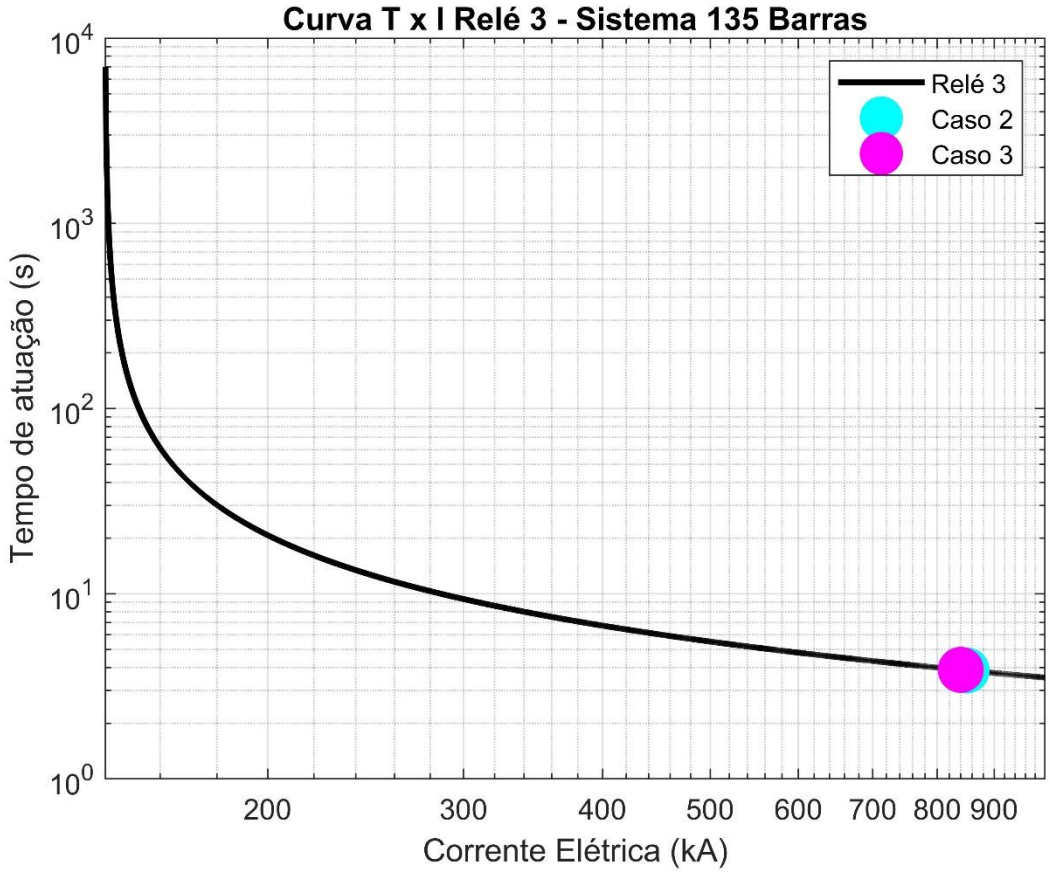


Figura 5.14 Curva T x I do Relé 3 – Sistema 135 Barras

Tabela 5.13 Relé 4 do Sistema de Distribuição.

Relé 4							
Situação	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico Barra A (kA)**	**Icc através R4 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra A	Barra 48	Sem GD	0,119	9,43	0	∞
2	Barra A	Barra 48	Barra 56	0,113	10,27	0,848	3,85
3	Barra A	Barra 24	Barra 5 e 32	0,110	11,08	0,84	3,88

A Figura 5.16 mostra a Curva T x I do Relé 4.

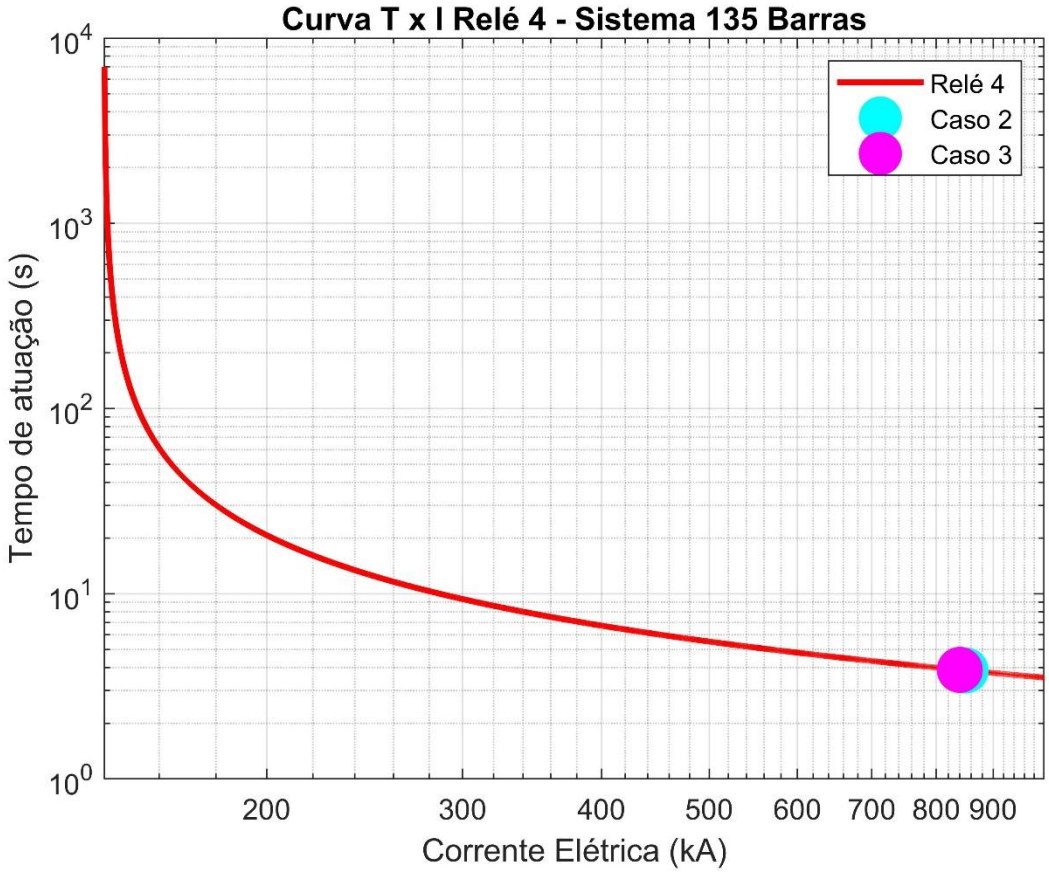


Figura 5.15 Curva T x I do Relé 4 – Sistema 135 Barras.

5.2.2 Sistema Ligado a Subestação B

O sistema ligado a **Subestação B** recebe um relé principal **R5** que está entre o sistema externo e a **Barra B**, e os alimentadores recebem os relés **R6** e **R7** os quais possuem geração distribuída em seus ramos. Os dados gerados em simulação referentes a esses dispositivos estão apresentados nas Tabelas 5.14, 5.15 e 5.16.

Tabela 5.14 Relé principal entre a Subestação B e a Barra B.

Relé 5							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico (kA)**	**Icc através R5 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Subestação B	Barra B	Sem GD	0,514	8,808	8,808	2,56
2	Subestação B	Barra B	Barra 125	0,362	9,55	8,808	2,56
3	Subestação B	Barra B	Barra 139	0,361	9,54	8,808	2,56
4	Subestação B	Barra B	Barra 125 e 139	0,291	10,29	8,808	2,56

Para o Relé 5, o tempo de atuação para todos os casos (1, 2, 3 e 4) é o mesmo. Isto porque mesmo com a inserção de geração distribuida a corrente que passa pelo dispositivo durante o curto-circuito é a mesma. A Figura 5.16 mostra a Curva T x I temporizada.

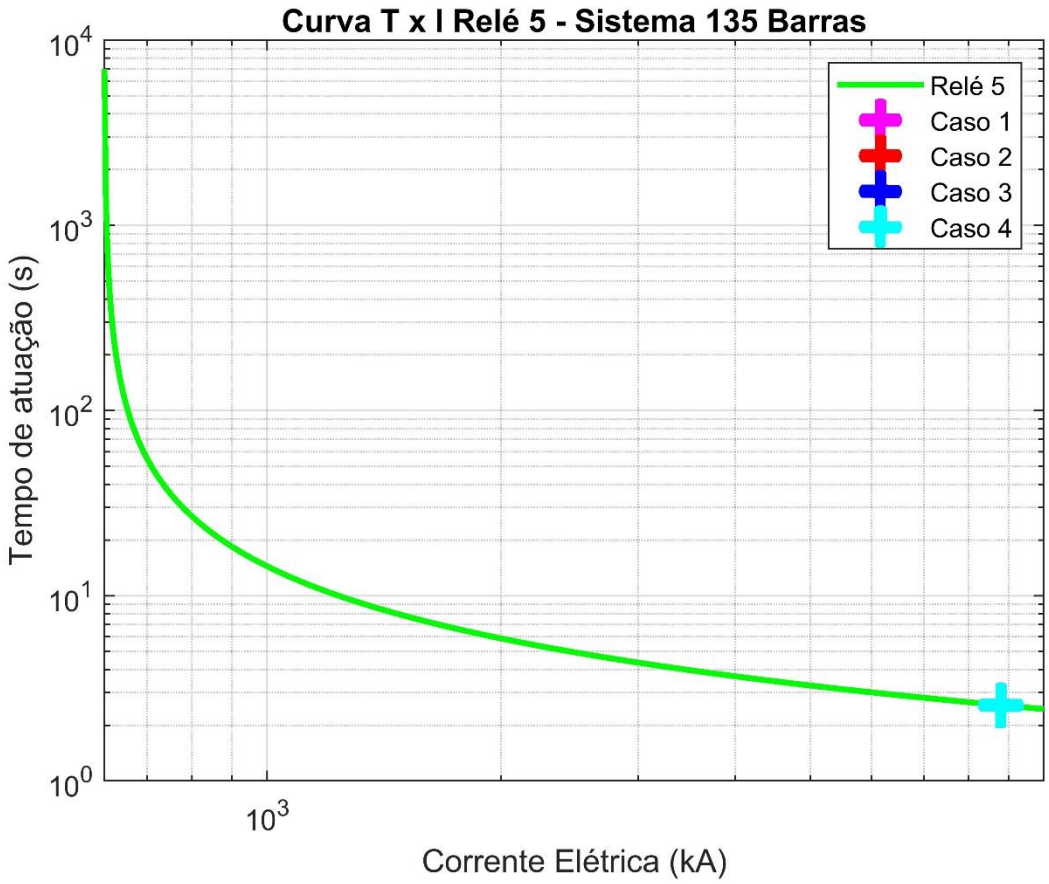


Figura 5.16 Curva T x I Ralé 5 – Sistema 135 Barras.

Tabela 5.15 Relé 6 do Sistema de Distribuição 53 Barras.

Relé 6							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico (kA)**	**Icc através R6 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra B	Barra 121	Sem GD	0,076	8,808	0	∞
2	Barra B	Barra 121	Barra 125	0,074	9,55	0,759	3,23
3	Barra B	Barra 121	Barra 125 e 139	0,074	10,29	0,76	3,22

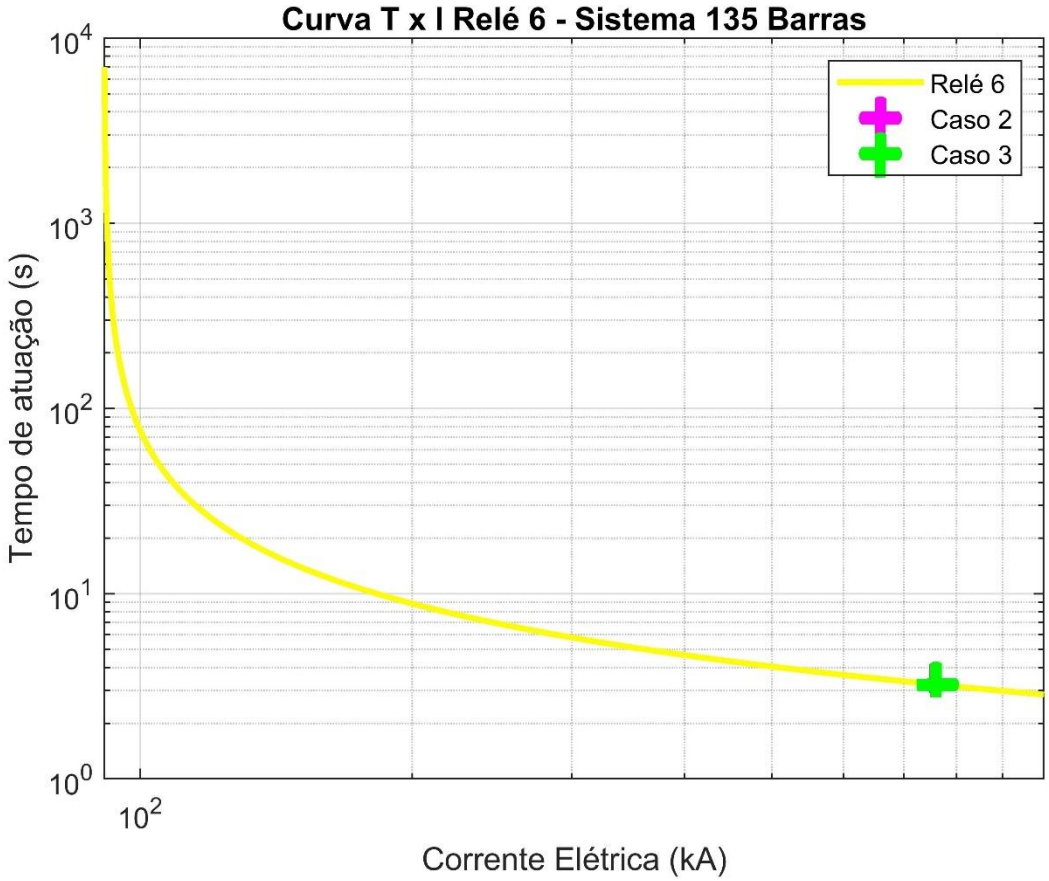


Figura 5.17 Curva T x I do Relé 6– Sistema 135 Barras

Tabela 5.16 Relé 7 do Sistema de Distribuição 135 Barras

Relé 7							
Caso	**De**	**Para**	**Localização das GDs**	**Inominal (kA)**	**Icc Trifásico (kA)**	**Icc através R7 (kA)**	**Tempo de Atuação (s)**
1	Barra B	Barra 133	Sem GD	0,128	8,808	0	∞
2	Barra B	Barra 133	Barra 139	0,124	9,54	0,746	4,3
3	Barra B	Barra 133	Barra 125 e 139	0,124	10,29	0,746	4,3

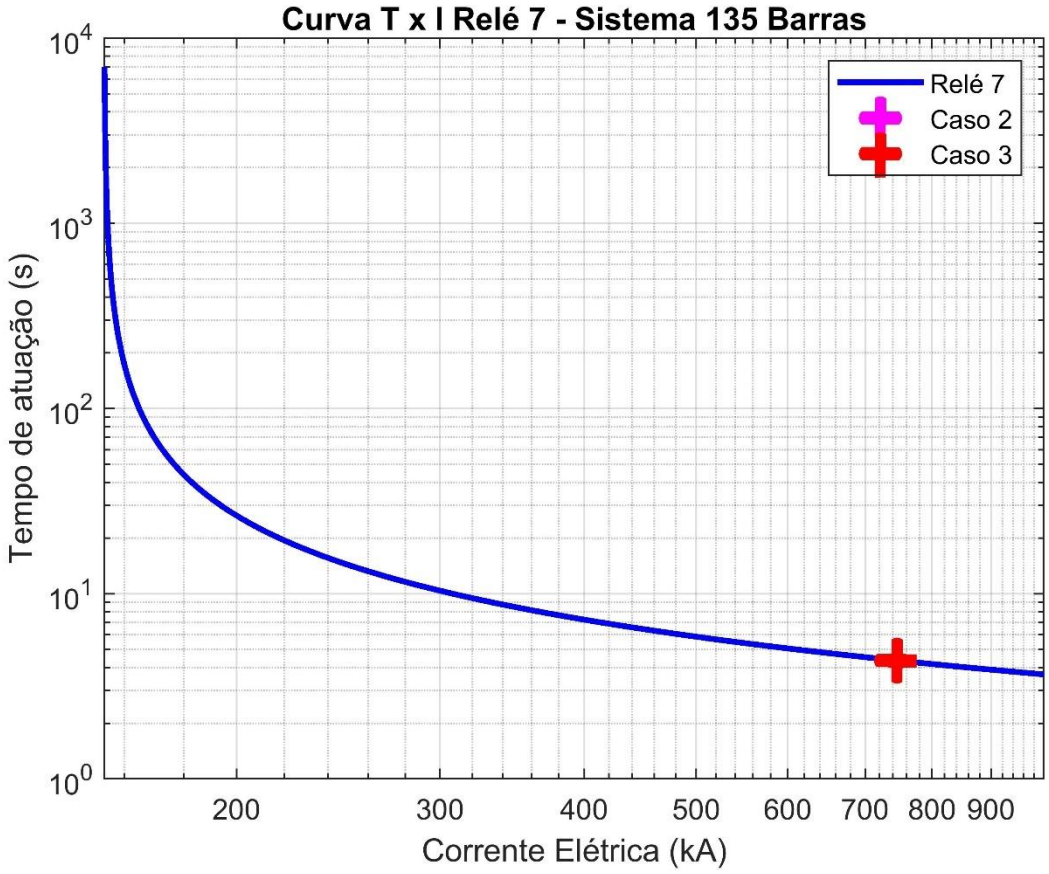


Figura 5.18 Curva T x I do Relé 7 – Sistema 135 Barras.

Os **retângulos** representados na cor **verde** mostram que o **tempo de atuação** dos Relés conectados diretamente as **Subestações externas** permanece o mesmo para os **4 casos** apresentados nas tabelas. Isto porque o mesmo está conectado ao **sistema de geração externo** que alimenta o SDEE. Devido a isto, a inserção de geração distribuída não possui influência neste dispositivo. Permanecendo o mesmo tempo de atuação mesmo após a inserção de geração distribuída.

Entretanto, os **retângulos** representados na cor **vermelha** mostram que os relés que fazem parte do SDEE têm o tempo de atuação alterado após a inserção de geração distribuída no sistema. Neste caso **houve uma variação no tempo** de atuação após a inserção de GD no sistema. Isto porque estes fazem parte do SDEE e sofrem influência quando inserida geração distribuída no SEP. Podemos perceber que inicialmente o tempo de atuação está representado como “infinito”, isto porque os relés não atuam visto que não existe corrente através destes no 1º caso. A partir no momento que existe GD no sistema os relés passam a ter atuação. Mas como podemos perceber esse tempo é bem longo o que pode ser prejudicial para a proteção desejável do sistema.

6. CONCLUSÃO

Nas últimas décadas a geração descentralizada tem se tornado cada vez mais comum na matriz energética brasileira. Com o advento da diminuição dos recursos naturais os quais são essenciais para a geração de energia convencional, a diversificação da matriz energética nacional evidencia a sua importância no cenário energético nacional. A Geração Distribuída (GD) alcançou a marca de 14 GW de capacidade instalada no Brasil em outubro do ano de 2022, sendo essa a mesma potência instalada da usina de Itaipu, maior hidrelétrica em operação e responsável por cerca de 10% da energia consumida no país. Entre as fontes dos sistemas de mini e microgeração de eletricidade, a energia solar é a mais presente, representando 98,3% do total; seguida por biomassa e biogás (1%), central geradora hidrelétrica (0,5%) e eólica (0,1%).

O Ministério de Minas e Energia lançou no ano de 2022 o plano Decenal de Expansão de Energia, o qual estima que no segmento de Micro e Minigeração distribuída no Brasil alcançará 37 GW de potência instalada em 2031. Esses dados revelam o grande potencial do Brasil nesse segmento, é necessário que o sistema elétrico de potência esteja preparado para essa realidade.

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) deve ser projetado para enfrentar condições anormais de operação, principalmente os curtos-circuitos. Nessas condições os equipamentos devem suportar elevadas correntes e interrompe-las, caso seja necessário, além disso, o sistema deve ser planejado para um rápido restabelecimento, de tal forma que a interrupção de energia seja o mais breve possível (SATO, 2015).

Para possibilitar o perfeito ajuste dos dispositivos de proteção, em especial os relés de sobrecorrente é necessário o conhecimento prévio dos valores das correntes de curtos-circuitos em locais estratégicos do sistema de potência sob análise, que se consegue através da modelagem conveniente dos componentes elétricos e simulações adequadas.

Para realizar o estudo dos impactos na proteção devido à inserção de geração distribuída no sistema, utilizamos o relé comercial do fabricante **General Electric**. As curvas T x I foram levantas considerando a curvatura do tipo **Inversa IEC — A (BS142).**

Os dados obtidos por meio da simulação neste trabalho, mostram que a inserção de geração distribuída ocasiona um aumento da corrente de curto-circuito no local da falta. A contribuição da corrente de falta vindo do sistema externo até o local do curto-circuito permanece a mesma, para todas as situações (situação 1, 2 e 3) analisadas. Isto porque mesmo com a inserção de geração distribuída nos sistemas, esses geradores não são capazes de interferir nos níveis de curto-circuito do sistema externo ao SDEE estudado. Para o caso dos relés que

receberam nos seus ramais a influência de geração distribuída e integram o SDEE analisado, os níveis da corrente de curto-circuito e a contribuição para a corrente de falta aumentaram para a situação 2 (com uma GD) e situação 3 (com duas GDs) isto quando comparado a situação inicial onde não existe GD inserida no sistema (situação 1).

As curvas T x I plotadas para cada relé mostram o tempo de atuação para a corrente de curto-circuito. Refletindo que os relés projetados para esse sistema atuam de forma muito demorada para as correntes de curto-circuito após a inserção de geração distribuída. O que nos leva a entender a importância de um novo ajuste considerando as novas condições do sistema, para assim garantir a segurança e confiabilidade do fornecimento de energia aos consumidores finais.

Com relação ao fluxo de corrente entre a subestação externa e o SDEE, ao serem inseridas GDs nos sistemas (situação 2 e 3) a tendência do fluxo de corrente é decair. Isto porque as unidades geradoras que passam a integrar o SDEE fornecem potência as cargas gerando uma menor demanda de potência da subestação externa.

A expansão do sistema elétrico de potência é uma realidade, por isto, a importância do planejamento da diversificação da matriz energética brasileira. Sabemos que a demanda de energia do mundo moderno é crescente, porém para atender esse grande número de consumidores é necessário garantir que a proteção do sistema instalado seja capaz de exercer a sua finalidade, assegurando que as propriedades da confiabilidade, seletividade, coordenação e velocidade sejam mantidas.

Conforme apresentado ao longo do trabalho, é possível reforçar a importância do estudo de curto-circuito quando inserido geração distribuída no sistema elétrico de potência, visto que a inserção massiva de geração distribuída afeta diretamente nos níveis de curto-circuito. O mesmo pode impactar fortemente na proteção dos reles de sobrecorrente que fazem parte do sistema de distribuição de energia elétrica.

As informações e dados apresentados neste trabalho contribuem de forma significativa o campo de estudo de proteção redes de distribuição, podendo ser estendido a situações reais. Sendo assim os conteúdos aqui apresentados demonstram que muitas outras pesquisas ainda podem ser realizadas sobre a influência da geração distribuída na proteção à medida que novas tecnologias vão sendo desenvolvidas é necessário entender o seu impacto, para assim garantir a continuidade dos serviços.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. (2021). *ABRADEE* - **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. Fonte: ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica: https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/

ABSOLAR. (10 de Outubro de 2017). *ABSOLAR*. Fonte: **A Geração Distribuída E A Matriz Energética Brasileir**a: https://www.absolar.org.br/noticia/a-geracao-distribuida-e-a-matriz-energetica-brasileira/

ABSOLAR. (28 de Abril de 2021). **Energia solar como ferramenta de transformação social no Brasil.** Fonte: ABSOLAR: https://www.absolar.org.br/artigos/artigo-energia-solar-como-ferramenta-de-transformacao-social-no-brasil/

ABSOLAR. (08 de Agosto de 2021). **Energia solar: um a vacina para a bandeira vermelha e para o risco do racionamento.** Fonte: ABSOLAR: https://www.absolar.org.br/artigos/energia-solar-uma-vacina-para-a-bandeira-vermelha-e-para-o-risco-do-racionamento-2/

ANDERSON, P. M. (1999). **Power System Protection. Piscataway**. IEEE Press Editorial Board.

ANEEL. (2012). **Agência Nacional de Energia Elétrica.** Fonte: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida

BARRADAS, H. (2018). **Analise do impacto da inserção massiva de geração distribuida fotovoltaica nos niveis de curto-circuito em redes de distribuição de energia elétrica**. Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira.

BROWN, R. E. (2002). **Electric Power Distribution Reliability**. Raleigh, North Carolina: Marcel Dekker.

ELETROBRÁS. (1982). **Proteção de Sistemas Aeréos de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus.

EPRITR-111489. (1998). **Integration of Distributed Resources in Electric Utility Systems: Current Practice and Unified Approach**. Palo Alto, CA: Electric Power Research

Institute.

EPRITR-111490. (1998). **Integration of Distributed Resources in Electric Utility Distribution Systems: Distribution System Behavior Analysis for Suburban Feeder**. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.

FILHO, J., & MAMEDE, D. (2011). **Proteção de sistemas elétricos de Potência**. Rio de Janeiro, Brasil: LTC—Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda.

GRAINGER, J., & STEVENSON, W. (1994). **Power System Analysi***s*. International Editions: McGraw-Hill.

JENKINS, N. e. (2000). **Embedded generations***.* Institution of Electrical Engineers.

KINDERMANN, G. (1997). **Curto-circuito**. Porto Alegre, Brasil: 2º edição SAGRA LUZZATTO.

Kindermann, G. (2005). **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis.

Martins, D. d. (2021). **Análise de Curto-Circuito Probabilístico em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída.**

Matriz energética tem expansão de 4,5% diante da retomada econômica pós-Covid 19. (23 de Agosto de 2022). Fonte: Ministério de Minas e Energia: https: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/matriz-energetica-tem-expansao-de-4-5-diante-da-retomada-e

SATO, F. F. (2015). **Analise de curto-circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica: Fundamentos e Práticas.** Rio de Janeiro, Brasil: Elsevier Editora Ltda,.

SHORT, T. (2004). **Electric power distribution handbook**. Florida: CRC Press LLC.

SHORT, T. A. (2004). **Electric Power Distribution Handbook**. *Electric Power Engineering Series.*

SIEMES. (1979**). Corrente de Curto-Circuito em Redes Trifásicas**. São Paulo: E.P.U: Editora Pedagógica e Universitária Ltda.

STEVENSON, W., & GRAINGER, J. (1994). **Power system Analysi***s*. New York: McGraw-Hill.

VIEIRA, R. (2022). **Incorporação de Restrições de Proteção ao Problema da Restauração de Serviço em Redes Radiais de Distribuição de Energia**. *Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica).* Belém, Brasil: Universidade Federal do Pará, Campus Universitário do Guamá.

ANEXO I – DADOS DO SISTEMA DE 53 BARRAS E 61 RAMOS

Tabela 0.1 Dados dos cabos (condutores) do sistema de 53 barras

Tamanho	Resistência (Ω/Km)	Reatância (Ω/Km)	Corrente máxima (A)
1	0,3655	0,2520	150
2	0,2359	0,2402	250
3	0,1827	0,1260	350
4	0,1460	0,1233	400
5	0,1180	0,1201	500
6	0,0966	0,1201	600

Fonte: Pereira Junior et al. (2012)

Tabela 0.2 Dados das linhas do sistema de 53 barras

Ramo i – j		Cabo	Distância (m)	Ramo i – j		Cabo	Distância (m)	Ramo i – j		Cabo	Distância (m)
Barra	Barra			Barra	Barra			Barra	Barra		
101	**1**	6	562	**104**	**21**	4	500	**39**	**38**	5	686
101	**3**	6	436	**104**	**22**	2	750	**32**	**39**	1	812
4	**3**	6	624	**22**	**9**	2	936	**33**	**39**	2	562
7	**4**	6	500	**23**	**22**	1	686	**8**	**33**	2	936
5	**4**	2	624	**24**	**23**	1	562	**34**	**33**	1	374
8	**7**	6	624	**25**	**24**	1	436	**35**	**34**	1	436
6	**5**	2	500	**8**	**25**	1	562	**36**	**35**	1	436
9	**1**	6	686	**27**	**8**	2	750	**40**	**41**	1	750
2	**1**	2	624	**26**	**27**	1	686	**16**	**40**	1	500
10	**9**	2	1436	**28**	**27**	1	624	**42**	**41**	1	750
102	**14**	6	750	**28**	**6**	1	1000	**48**	**42**	1	500
15	**14**	2	750	**104**	**30**	6	562	**49**	**48**	1	750
16	**15**	2	562	**29**	**30**	1	624	**50**	**49**	1	436
102	**11**	6	562	**43**	**30**	2	812	**47**	**42**	4	624
12	**11**	6	624	**37**	**43**	1	500	**46**	**47**	2	624
13	**12**	1	874	**31**	**37**	1	374	**14**	**46**	4	686
20	**19**	1	624	**10**	**31**	1	624	**35**	**40**	1	356
19	**18**	1	500	**43**	**13**	4	750	**10**	**38**	1	500
18	**17**	1	812	**45**	**12**	6	500	**28**	**50**	1	308
17	**9**	4	860	**44**	**45**	6	436				
21	**18**	2	624	**38**	**44**	6	624				

Fonte: Pereira Junior et al. (2012)

Tabela 0.3 Dados de capacidade de carregamento das subestações no sistema de 53 barras

Subestação	Potência nominal (kVA)
101	33.400,00
102	30.000,00
104	22.000,00

Fonte: Pereira Junior et al. (2012)

Tabela 0.4 Dados de impedância e de corrente máxima no sistema de 53 barras

Ramo i – j		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)	Ramo i – j		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)
Barra	Barra				Barra	Barra			
101	**1**	0,0543	0,0675	600	**28**	**6**	0,3655	0,2520	150
101	**3**	0,0421	0,0524	600	**104**	**30**	0,0543	0,0675	600
4	**3**	0,0603	0,0749	600	**29**	**30**	0,2281	0,1572	150
7	**4**	0,0483	0,0600	600	**43**	**30**	0,1916	0,1950	250
5	**4**	0,1472	0,1499	250	**37**	**43**	0,1828	0,1260	150
8	**7**	0,0603	0,0749	600	**31**	**37**	0,1367	0,0942	150
6	**5**	0,1179	0,1201	250	**10**	**31**	0,2281	0,1572	150
9	**1**	0,0663	0,0824	600	**43**	**13**	0,1095	0,0925	400
2	**1**	0,1472	0,1499	250	**45**	**12**	0,0483	0,0600	600
10	**9**	0,3388	0,3449	250	**44**	**45**	0,0421	0,0524	600
102	**14**	0,0725	0,0901	600	**38**	**44**	0,0603	0,0749	600
15	**14**	0,1769	0,1802	250	**39**	**38**	0,0809	0,0824	500
16	**15**	0,1326	0,1350	250	**32**	**39**	0,2968	0,2046	150
102	**11**	0,0543	0,0675	600	**33**	**39**	0,1326	0,1350	250
12	**11**	0,0603	0,0749	600	**8**	**33**	0,2208	0,2248	250
13	**12**	0,3194	0,2202	150	**34**	**33**	0,1367	0,0942	150
20	**19**	0,2281	0,1572	150	**35**	**34**	0,1594	0,1099	150
19	**18**	0,1828	0,1260	150	**36**	**35**	0,1594	0,1099	150
18	**17**	0,2968	0,2046	150	**40**	**41**	0,2741	0,1890	150
17	**9**	0,1256	0,1060	400	**16**	**40**	0,1828	0,1260	150
21	**18**	0,1472	0,1499	250	**42**	**41**	0,2741	0,1890	150
104	**21**	0,0730	0,0617	400	**48**	**42**	0,1828	0,1260	150
104	**22**	0,1769	0,1802	250	**49**	**48**	0,2741	0,1890	150
22	**9**	0,2208	0,2248	250	**50**	**49**	0,1594	0,1099	150
23	**22**	0,2507	0,1729	150	**47**	**42**	0,0911	0,0769	400
24	**23**	0,2054	0,1416	150	**46**	**47**	0,1472	0,1499	250
25	**24**	0,1594	0,1099	150	**14**	**46**	0,1002	0,0846	400
8	**25**	0,2054	0,1416	150	**35**	**40**	0,1301	0,0897	150
27	**8**	0,1769	0,1802	250	**10**	**38**	0,1828	0,1260	150
26	**27**	0,2507	0,1729	150	**28**	**50**	0,1126	0,0776	150
28	**27**	0,2281	0,1572	150					

Fonte: Pereira Junior et al. (2012)

Tabela 0.5 Dados de demanda de carga nas barras do sistema de 53 barras

Barra	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Barra	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Barra	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Barra	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)
101	0,00	0,00	**12**	1.247,40	604,14	**26**	831,60	402,78	**40**	970,20	469,85
102	0,00	0,00	**13**	762,30	369,22	**27**	1.039,50	503,42	**41**	623,70	302,07
104	0,00	0,00	**14**	693,00	335,64	**28**	485,10	234,93	**42**	831,60	402,79
1	2.910,60	1.409,64	**15**	970,20	469,85	**29**	970,20	469,85	**43**	900,90	436,36
2	1.039,50	503,43	**16**	1.316,70	637,71	**30**	1.801,80	872,64	**44**	970,20	469,85
3	485,10	234,93	**17**	485,10	234,93	**31**	485,10	234,93	**45**	554,40	268,50
4	762,30	369,22	**18**	831,60	402,79	**32**	1.178,10	570,57	**46**	1.247,40	604,14
5	1.801,80	872,64	**19**	970,20	469,85	**33**	2.009,70	973,36	**47**	693,00	335,64
6	485,10	234,93	**20**	554,40	268,50	**34**	831,60	402,79	**48**	554,40	268,50
7	693,00	335,64	**21**	1.247,40	604,14	**35**	623,70	302,07	**49**	346,50	167,78
8	1.316,70	637,71	**22**	762,30	369,22	**36**	207,90	100,72	**50**	554,40	268,50
9	831,60	402,79	**23**	693,00	335,64	**37**	1.455,30	704,86			
10	2.009,70	973,36	**24**	346,50	167,78	**38**	762,30	369,21			
11	207,90	100,72	**25**	623,70	302,07	**39**	693,00	335,64			

Fonte: Pereira Junior et al. (2012)

ANEXO II – DADOS DO SISTEMA DE 135 BARRAS E 154 RAMOS

Nº. da Chave	*Noi*	*Nof*	*R (Ohm)*	*X (Ohm)*	*P (kW)*	*Q (kVAr)*
1	0	1	0,33205	0,76653	000,000	000,000
2	1	2	0,00188	0,00433	047,780	019,009
3	2	3	0,22324	0,51535	042,551	016,929
4	3	4	0,09943	0,22953	087,022	034,622
5	4	5	0,15571	0,35945	311,310	123,855
6	5	6	0,16321	0,37677	148,869	059,228
7	6	7	0,11444	0,26417	238,672	094,956
8	6	9	0,05675	0,05666	062,299	024,786
9	9	10	0,52124	0,27418	124,598	049,571
10	9	12	0,10877	0,10860	140,175	055,768
11	12	13	0,39803	0,20937	116,813	046,474
12	12	15	0,91744	0,31469	249,203	099,145
13	12	17	0,11823	0,11805	291,447	115,952
14	17	18	0,50228	0,26421	303,720	120,835
15	17	20	0,05675	0,05666	215,396	085,695
16	20	21	0,29379	0,15454	198,586	079,007
17	0	24	0,33205	0,76653	000,000	000,000
18	24	25	0,00188	0,00433	000,000	000,000
19	25	26	0,22324	0,51535	000,000	000,000
20	26	27	0,10881	0,25118	030,127	014,729
21	27	28	0,71078	0,37388	230,972	112,920
22	27	29	0,18197	0,42008	060,256	029,458
23	29	30	0,30326	0,15952	230,972	112,920
24	29	32	0,02439	0,05630	120,507	058,915
25	32	33	0,04502	0,10394	000,000	000,000
26	33	34	0,01876	0,04331	056,981	027,857
27	34	35	0,11823	0,11805	364,665	178,281
28	35	36	0,02365	0,02361	000,000	000,000
29	36	37	0,18954	0,09970	124,647	060,939
30	37	38	0,39803	0,20937	056,981	027,857
31	36	39	0,05675	0,05666	000,000	000,000
32	39	40	0,09477	0,04985	085,473	041,787
33	40	41	0,41699	0,21934	000,000	000,000
34	41	42	0,11372	0,05982	396,735	193,960
35	39	43	0,07566	0,07555	000,000	000,000
36	43	44	0,36960	0,19442	181,152	088,563

37	44	45	0,26536	0,13958	242,172	118,395
38	43	46	0,05675	0,05666	075,316	036,821
39	0	48	0,33205	0,76653	000,000	000,000
40	48	49	0,11819	0,27283	001,254	000,531
41	49	50	2,96288	1,01628	006,274	002,660
42	49	51	0,00188	0,00433	000,000	000,000
43	51	52	0,06941	0,16024	117,880	049,971
44	52	53	0,81502	0,42872	062,668	026,566
45	52	54	0,06378	0,14724	172,285	073,034
46	54	55	0,13132	0,30315	458,556	194,388
47	55	56	0,06191	0,14291	262,962	111,473
48	56	57	0,11444	0,26417	235,761	099,942
49	57	58	0,28374	0,28331	000,000	000,000
50	58	59	0,28374	0,28331	109,215	046,298
51	57	61	0,04502	0,10394	000,000	000,000
52	61	62	0,02626	0,06063	072,809	030,865
53	62	63	0,06003	0,13858	258,473	109,570
54	63	64	0,03002	0,06929	069,169	029,322
55	64	65	0,02064	0,04764	021,843	009,260
56	62	67	0,10881	0,25118	000,000	000,000
57	67	68	0,25588	0,13460	020,527	008,702
58	68	69	0,41699	0,21934	150,548	063,819
59	69	70	0,50228	0,26421	220,687	093,552
60	70	71	0,33170	0,17448	092,384	039,163
61	71	72	0,20849	0,10967	000,000	000,000
62	56	73	0,13882	0,32047	226,693	096,098
63	0	75	0,00750	0,01732	000,000	000,000
64	75	76	0,27014	0,62362	294,016	116,974
65	76	77	0,38270	0,88346	083,015	033,028
66	77	78	0,33018	0,76220	083,015	033,028
67	78	80	0,32830	0,75787	103,770	041,285
68	80	81	0,17072	0,39409	176,408	070,184
69	81	82	0,55914	0,29412	083,015	033,028
70	81	83	0,05816	0,13425	217,917	086,698
71	83	84	0,70130	0,36890	023,294	009,267
72	84	85	1,02352	0,53839	005,075	002,019
73	83	86	0,06754	0,15591	072,638	028,899
74	86	87	1,32352	0,45397	405,990	161,523
75	0	121	0,01126	0,02598	000,000	000,000
76	121	122	0,72976	1,68464	100,182	042,468
77	122	123	0,22512	0,51968	142,523	060,417
78	123	124	0,20824	0,48071	096,042	040,713
79	124	125	0,04690	0,10827	300,454	127,366
80	125	127	0,61950	0,61857	141,238	059,873
81	127	128	0,34049	0,33998	279,847	118,631
82	128	129	0,56862	0,29911	087,312	037,013
83	128	130	0,10877	0,10860	243,849	103,371
84	130	131	0,56862	0,29911	247,750	105,025
85	0	133	0,01126	0,02598	000,000	000,000
86	133	134	0,41835	0,96575	089,878	038,101
87	134	135	0,10499	0,13641	1137,280	482,108
88	134	136	0,43898	1,01338	458,339	194,296
89	136	137	0,07520	0,02579	385,197	163,290
90	137	138	0,07692	0,17756	000,000	000,000
91	138	139	0,33205	0,76653	079,608	033,747
92	139	141	0,08442	0,19488	087,312	037,013
93	141	142	0,13320	0,30748	000,000	000,000
94	142	143	0,29320	0,29276	074,001	031,370
95	143	144	0,21753	0,21721	232,050	098,369
96	144	145	0,26482	0,26443	141,819	060,119
97	142	146	0,10318	0,23819	000,000	000,000
98	146	147	0,13507	0,31181	076,449	032,408
99	0	148	0,00938	0,02165	000,000	000,000

100	148	149	0,16884	0,38976	051,322	021,756
101	149	150	0,11819	0,27283	059,874	025,381
102	150	152	2,28608	0,78414	009,065	003,843
103	150	153	0,45587	1,05236	002,092	000,887
104	153	154	0,69600	1,60669	16,735	007,094
105	154	155	0,45774	1,05669	1506,522	638,634
106	155	156	0,20298	0,26373	313,023	132,694
107	156	157	0,21348	0,27737	079,831	033,842
108	157	158	0,54967	0,28914	051,322	021,756
109	158	159	0,54019	0,28415	000,000	000,000
110	157	160	0,04550	0,05911	202,435	085,815
111	160	162	0,47385	0,24926	060,823	025,784
112	162	163	0,86241	0,45364	045,618	019,338
113	163	164	0,56862	0,29911	000,000	000,000
114	158	200	0,77711	0,40878	157,070	066,584
115	200	201	1,08038	0,56830	000,000	000,000
116	159	202	1,09933	0,57827	250,148	106,041
117	202	203	0,47385	0,24926	000,000	000,000
118	154	204	0,32267	0,74488	069,809	029,593
119	204	205	0,14633	0,33779	032,072	013,596
120	205	206	0,12382	0,28583	061,084	025,894
121	0	207	0,01126	0,02598	000,000	000,000
122	207	208	0,64910	1,49842	094,622	046,260
123	208	209	0,04502	0,10394	049,858	024,375
124	209	210	0,52640	0,18056	123,164	060,214
125	209	211	0,02064	0,04764	078,350	038,304
126	211	212	0,53071	0,27917	145,475	071,121
127	211	214	0,09755	0,22520	021,369	010,447
128	214	215	0,11819	0,27283	074,789	036,564
129	214	217	0,13882	0,32047	227,926	111,431
130	217	218	0,04315	0,09961	035,614	017,411

131	218	219	0,09192	0,21220	249,295	121,877
132	219	220	0,16134	0,37244	316,722	154,842
133	220	221	0,37832	0,37775	333,817	163,199
134	221	222	0,39724	0,39664	249,295	121,877
135	222	223	0,29320	0,29276	000,000	000,000
136	7	86	0,13132	0,30315		
137	10	32	0,26536	0,13958		
138	20	130	0,14187	0,14166		
139	46	223	0,08512	0,08499		
140	33	61	0,04502	0,10394		
141	59	145	0,14187	0,14166		
142	65	147	0,14187	0,14166		
143	73	206	0,03940	0,09094		
144	78	125	0,12944	0,29882		
145	125	219	0,01688	0,03898		
146	131	223	0,33170	0,17448		
147	139	154	0,14187	0,14166		
148	138	217	0,07692	0,17756		
149	138	153	0,07692	0,17756		
150	141	154	0,07692	0,17756		
151	141	220	0,07692	0,17756		
152	145	206	0,26482	0,26443		
153	160	56	0,49696	0,64567		
154	212	122	0,17059	0,08973		
155	215	123	0,05253	0,12126		
156	223	147	0,29320	0,29276		