



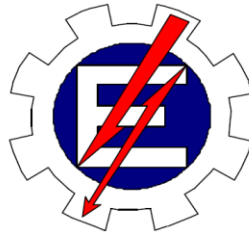
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA

**Bruno Gomes Rodrigues**

**Otimização da Proteção em Redes de  
Distribuição com Geração Distribuída**

Itajubá, maio de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA

**Bruno Gomes Rodrigues**

# **Otimização da Proteção em Redes de Distribuição com Geração Distribuída**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho

Itajubá, maio de 2021

---

## DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, João e Rosineide,  
que sempre foram os pilares da minha  
formação pessoal e profissional.*

---

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que me guia nos momentos de dificuldade e me torna capaz de vencer os obstáculos.

A minha mãe, Rosineide Gomes, por inspirar minhas conquistas.

Ao meu pai, João Rodrigues, por sempre incentivar meu desenvolvimento.

Ao meu irmão, Breno Rodrigues, pelo apoio, carinho e incentivo.

Ao meu orientador, Prof. José Maria, pela paciência e apoio no trabalho.

Aos colegas do QMAP, pelos laços de amizade e apoio nesta caminhada.



---

## SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	III
AGRADECIMENTOS.....	IV
SUMÁRIO.....	V
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XI
RESUMO.....	XIII
ABSTRACT.....	XV
<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2. RELEVÂNCIA DO TEMA.....	2
1.3. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO.....	4
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	5
<b>2. PROTEÇÃO CLÁSSICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>7</b>
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	7
2.2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONVENCIONAIS E SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	7
2.3. OCORRÊNCIAS NA DISTRIBUIÇÃO.....	10
2.4. SISTEMA DE PROTEÇÃO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS - DEFINIÇÕES.....	13
2.5. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	16
2.5.1. Chave Fusível/Elo Fusível.....	16
2.5.2. Conjunto relé e disjuntor.....	21
2.5.3. Religadores.....	24
2.5.4. Seccionalizadores.....	28
2.5.5. TripSavers e Fusesavers.....	30
2.6. METODOLOGIA CLÁSSICA DE DEFINIÇÃO DE AJUSTES DE PROTEÇÃO – FILOSOFIA SELETIVA.....	32
2.6.1. Premissas gerais.....	33
2.6.2. Premissas de cálculo das correntes de curto-circuito.....	33
2.6.3. Dimensionamento dos elos fusíveis dos ramais.....	34
2.6.4. Ajustes dos relés de saída dos alimentadores.....	35
2.6.5. Ajustes dos religadores.....	40
2.6.6. Ajustes dos seccionalizadores.....	40
2.7. METODOLOGIA CLÁSSICA DE DEFINIÇÃO DE AJUSTES DE PROTEÇÃO – FILOSOFIA COORDENADA.....	41
2.7.1. Premissas gerais.....	42
2.7.2. Ajustes dos equipamentos microprocessados.....	42
2.8. POLÍTICAS DE RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	44
2.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	45
<b>3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - CONCEITOS.....</b>	<b>47</b>



3.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	47
3.2.	HISTÓRICO E CONCEITOS INICIAIS	47
3.2.1.	Contexto mundial .....	47
3.2.2.	Contexto nacional .....	48
3.3.	TECNOLOGIAS	50
3.3.1.	EOL - Central Geradora Eólica .....	50
3.3.2.	UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica .....	51
3.3.3.	CGH - Central Geradora Hidroelétrica .....	52
3.3.4.	UTE - Central Geradora Termelétrica .....	52
3.4.	GD NO CONTEXTO ATUAL E PERSPECTIVAS FUTURAS	53
3.5.	ASPECTOS INSTITUCIONAIS E REGULATÓRIOS	57
3.5.1.	Critérios de proteção exigidos pelas concessionárias .....	58
3.6.	ILHAMENTO	64
3.7.	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	66
<b>4.</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - IMPACTOS PARA A PROTEÇÃO CONVENCIONAL DA DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>67</b>
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	67
4.2.	IMPACTOS GERAIS AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	67
4.2.1.	Controle de tensão .....	67
4.2.2.	Perdas na linha.....	68
4.2.3.	Segurança .....	68
4.3.	IMPACTOS SOBRE A PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE	69
4.3.1.	Alterações no nível de Curto-circuito.....	69
4.3.2.	Curto-circuito com GDs síncronas e não síncronas .....	73
4.3.3.	Religamentos automáticos .....	75
4.3.4.	Fluxo de potência.....	76
4.3.5.	Sobre e subalcançe da proteção .....	76
4.3.6.	Compartilhamento de <i>trip</i> .....	78
4.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
<b>5.</b>	<b>METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA .....</b>	<b>80</b>
5.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	80
5.2.	PREMISSAS GERAIS	80
5.3.	CONCEITOS	82
5.3.1.	Bidirecionalidade e Zonas de Proteção.....	82
5.3.2.	Corrente dinâmica.....	84
5.3.3.	Pontos críticos .....	88
5.3.4.	Pontos de mínimo para tempo definido .....	90
5.3.5.	Cenários operacionais.....	91
5.4.	PROTEÇÃO SELETIVA	91
5.4.1.	Ajuste dos equipamentos considerando possibilidade de operação ilhada da GD.....	93
5.4.2.	Ajuste dos equipamentos considerando GD sem possibilidade de operação ilhada.....	101
5.5.	PROTEÇÃO COORDENADA	104



5.5.1.	Ajuste dos equipamentos considerando a possibilidade de operação ilhada da GD .....	105
5.5.2.	Ajuste dos equipamentos considerando GD sem possibilidade de operação ilhada .....	112
5.6.	LOGICA DE RELIGAMENTOS .....	115
5.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	116
<b>6.</b>	<b>ESTUDO DE CASO E APLICAÇÃO .....</b>	<b>118</b>
6.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	118
6.2.	SISTEMA PROPOSTO .....	118
6.2.1.	Alimentador de distribuição .....	118
6.2.2.	Acessante .....	121
6.3.	MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 08 .....	122
6.3.1.	Software DistriView .....	122
6.3.2.	Sistema modelado .....	123
6.4.	SISTEMA DE PROTEÇÃO DO ALIMENTADOR – METODOLOGIA CLÁSSICA .....	127
6.4.1.	Premissas adotadas .....	127
6.4.2.	Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção seletiva .....	128
6.4.3.	Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção coordenada .....	129
6.4.4.	Definição das lógicas de religamentos automáticos .....	131
6.4.5.	Análise da proteção configurada .....	132
6.5.	IMPACTOS NA PROTEÇÃO APÓS A CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE .....	135
6.5.1.	Impactos para filosofia de proteção seletiva .....	135
6.5.2.	Impactos para filosofia de proteção coordenada .....	139
6.6.	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA .....	143
6.6.1.	Premissas adotadas .....	143
6.6.2.	Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção seletiva .....	143
6.6.3.	Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção coordenada .....	147
6.6.4.	Definição das lógicas de religamentos automáticos .....	155
6.7.	ANÁLISE DE RESULTADOS .....	156
6.7.1.	Análise da filosofia de proteção seletiva .....	161
6.7.2.	Análise da filosofia de proteção coordenada .....	164
6.8.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	170
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>172</b>
7.1.	CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES .....	172
7.2.	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....	173
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>175</b>
	<b>APÊNDICES .....</b>	<b>180</b>



## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - ALIMENTADOR URBANO TÍPICO.....	9
FIGURA 2.2- ALIMENTADOR RURAL TÍPICO .....	9
FIGURA 2.3-PRINCIPAIS CAUSAS DE OCORRÊNCIAS NA DISTRIBUIÇÃO COM MAIOR CARACTERÍSTICA RURAL .....	11
FIGURA 2.4- PRINCIPAIS CAUSAS DE OCORRÊNCIAS NA DISTRIBUIÇÃO COM MAIOR CARACTERÍSTICA URBANA .....	11
FIGURA 2.5- ZONAS DE PROTEÇÃO DE UM ALIMENTADOR TÍPICO (BLACKBURN E DOMIN, 2007).....	16
FIGURA 2.6 - CHAVE FUSÍVEL (CEMIG, 2017).....	17
FIGURA 2.7- ELO FUSÍVEL (ELETROFUSI, 2020).....	17
FIGURA 2.8- CURVAS TEMPO X CORRENTE DE ELOS FUSÍVEIS TIPO K (INDEL, 2020).....	19
FIGURA 2.9 - CHAVE FUSÍVEL RELIGADORA (INDEL, 2020).....	20
FIGURA 2.10 - LIGAÇÃO DO CONJUNTO TC X RELÉ DE PROTEÇÃO (CPFL, 2016).....	21
FIGURA 2.11 - CURVAS DE TEMPO DEPENDENTE IEC (RUSH, 2011).....	22
FIGURA 2.12 - DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO (BEGHIM, 2014).....	23
FIGURA 2.13 - VISTA INTERNA DE UM DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO (BEGHIM, 2014) .....	23
FIGURA 2.14 - RELIGADORES TRIFÁSICOS E MONOFÁSICOS .....	26
FIGURA 2.15 - RELIGAMENTO COM SUCESSO NA TERCEIRA TENTATIVA (FRAZÃO, 2019).....	27
FIGURA 2.16 - OSCIOGRAFIA DE RELIGAMENTO UTILIZANDO CURVA RÁPIDA (FRAZÃO, 2019) .....	28
FIGURA 2.17 - MODELO DE SECCIONALIZADOR MONOFÁSICO (INAEL, 2020).....	29
FIGURA 2.18- SEQUÊNCIA DE OPERAÇÕES DE RELIGADOR COM SECCIONALIZADOR A JUSANTE (CPFL, 2016) .....	30
FIGURA 2.19 – TRIPSAVER (S&C, 2020).....	31
FIGURA 2.20 – FUSESAVER (SIEMENS, 2020).....	32
FIGURA 2.21 - PONTO DE MÍNIMO .....	39
FIGURA 2.22 - INTERVALO DE SELETIVIDADE ENTRE EQUIPAMENTOS MICROPROCESSADOS .....	40
FIGURA 2.23 - COORDENAÇÃO COM ELO FUSÍVEL (CEMIG, 2017) .....	43
FIGURA 3.1 - EVOLUÇÃO DA GD NO BRASIL (ANEEL, 2020).....	54
FIGURA 3.2 - EVOLUÇÃO DAS CGHS NO BRASIL (ANEEL, 2020).....	54
FIGURA 3.3 - EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL (ANEEL, 2020) .....	54
FIGURA 3.4- EVOLUÇÃO DAS UTE'S NO BRASIL (ANEEL, 2020) .....	55
FIGURA 3.5- EVOLUÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL (ANEEL, 2020) .....	55
FIGURA 3.6 - PARTICIPAÇÃO DE CADA FONTE NA MATRIZ BRASILEIRA DE GD .....	55
FIGURA 3.7 - CONCENTRAÇÃO DAS GDS NO BRASIL, POR FONTE. ADAPTADO DE (ANEEL, 2020).....	56
FIGURA 3.8 - EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL POR FONTE (ABGD, 2020).....	56
FIGURA 3.9-PROTEÇÕES EXIGIDAS PARA CONEXÃO DE MINIGERAÇÃO À REDE DA CEMIG, ADAPTADO (CEMIG, 2018) .....	64
FIGURA 4.1 - ALIMENTADOR CONVENCIONAL COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (COSTER, 2010).....	69
FIGURA 4.2 - EQUIVALENTE DE REDE DO ALIMENTADOR (COSTER, 2010) .....	70
FIGURA 4.3 - EQUIVALENTE DE THEVENIN (COSTER, 2010) .....	71
FIGURA 4.4 - CONTRIBUIÇÃO DA REDE PARA UMA FALTA NA BARRA 3 DA FIGURA 4.1 (COSTER, 2010) .....	72
FIGURA 4.5 - SISTEMA 13 BARRAS IEEE MODIFICADO .....	73
FIGURA 4.6 - CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO PARA 40% DE PENETRAÇÃO DE GD SÍNCRONA NO SISTEMA .....	74
FIGURA 4.7 - CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO PARA 40% DE PENETRAÇÃO DE UFV .....	75
FIGURA 4.8 - PRINCÍPIO DE FALSO TRIP (COSTER, 2010) .....	78
FIGURA 5.1 - SENTIDO NORMAL DA CORRENTE DE CURTO, ONDE “G” É O GERADOR .....	82
FIGURA 5.2 - SENTIDO INVERSO DAS CORRENTES DE CURTO, ONDE “G” É O GERADOR .....	82
FIGURA 5.3 - CORRENTE DINÂMICA EM FUSÍVEL .....	85
FIGURA 5.4 - CURVA TOTAL CLEARING DE UM FUSÍVEL 25T .....	87
FIGURA 5.5 - RELAÇÃO CURVA RÁPIDA X PONTOS CRÍTICOS.....	89
FIGURA 5.6 - PONTOS DE MÍNIMO E CURVA LENTA DE TEMPO DEFINIDO.....	90
FIGURA 6.1 - ALIMENTADOR JFAU 08. ADAPTADO DE (BRAGA JR, 2017) .....	119
FIGURA 6.2 - CURVA DE CARGA TÍPICA DIÁRIA DO ALIMENTADOR JFAU 08. ADAPTADO DE (BRAGA JR, 2017) .....	120
FIGURA 6.3 - UNIFILAR DO ALIMENTADOR JFAU 08 ENTRE A SE E A CGH MONTE VERDE (BRAGA JR, 2017) .....	121
FIGURA 6.4 - DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR JFAU 08 E SEUS RELIGADORES. ADAPTADO DE (BRAGA JR, 2017) .....	123





FIGURA 6.5 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA MODELADO NO DISTRIVIEW .....	125
FIGURA 6.6 - SISTEMA MODELADO COM CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	125
FIGURA 6.7 - SISTEMA MODELADO COMPLETO .....	127
FIGURA 6.8 - PROTEÇÃO DE FASE CONFIGURADA NO CASO SEM GD .....	132
FIGURA 6.9 - PROTEÇÃO DE TERRA CONFIGURADA NO CASO SEM GD .....	133
FIGURA 6.10 - ATUAÇÃO SELETIVA DAS PROTEÇÕES DO ALIMENTADOR SEM GD .....	134
FIGURA 6.11 - ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO COORDENADA PARA O SISTEMA SEM GD .....	135
FIGURA 6.12 - FALTA NA BARRA 18 SEM GD (A) E COM GD (B) .....	136
FIGURA 6.13 - ATUAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PARA O DEFEITO NA BARRA 11 .....	139
FIGURA 6.14 - CURVA RÁPIDA DE FASE DO RELIGADOR 312057 EM RELAÇÃO AOS PONTOS CRÍTICOS DOS FUSÍVEIS .....	148
FIGURA 6.15 - CURVA RÁPIDA DE TERRA DO RELIGADOR 312057 EM RELAÇÃO AOS PONTOS CRÍTICOS DOS FUSÍVEIS .....	149
FIGURA 6.16 - CURVA RÁPIDA DE FASE DO RELÉ DJFAU08 EM RELAÇÃO AOS PONTOS CRÍTICOS DE F2 .....	151
FIGURA 6.17 - CURVA RÁPIDA DE TERRA DO RELÉ DJFAU08 EM RELAÇÃO AOS PONTOS CRÍTICOS DE F2. ....	152
FIGURA 6.18 - CURVA RÁPIDA DE FASE DO RL57684, SENTIDO NORMAL, EM RELAÇÃO AOS PONTOS CRÍTICOS DOS FUSÍVEIS.....	153
FIGURA 6.19 - CURVA RÁPIDA DE TERRA DO RL57684, SENTIDO NORMAL, EM RELAÇÃO AOS PONTOS CRÍTICOS DOS FUSÍVEIS .....	154
FIGURA 6.20 - PROTEÇÕES DE FASE CONFIGURADAS PARA O SENTIDO NORMAL PELO MÉTODO PROPOSTO NO SISTEMA COM CGH .	157
FIGURA 6.21 - PROTEÇÕES DE TERRA CONFIGURADAS PARA O SENTIDO NORMAL PELO MÉTODO PROPOSTO NO SISTEMA COM CGH	158
FIGURA 6.22 - PROTEÇÕES DE FASE CONFIGURADAS PARA O SENTIDO INVERSO PELO MÉTODO PROPOSTO NO SISTEMA COM CGH .	159
FIGURA 6.23 - PROTEÇÕES DE TERRA CONFIGURADAS PARA O SENTIDO INVERSO PELO MÉTODO PROPOSTO NO SISTEMA COM CGH	160
FIGURA 6.24 - ZONAS DE PROTEÇÃO PARA ANÁLISE DA PROTEÇÃO SELETIVA E COORDENADA.....	161
FIGURA 6.25 – RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 10 CONSIDERANDO OPSS ...	161
FIGURA 6.26 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 14 CONSIDERANDO OPSS....	161
FIGURA 6.27 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 4 CONSIDERANDO OPGD.....	162
FIGURA 6.28 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 14 CONSIDERANDO OPGD...	162
FIGURA 6.29 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO, F1, TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 4 CONSIDERANDO OPGS	163
FIGURA 6.30 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO, F2, TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 10 CONSIDERANDO OPGS .....	163
FIGURA 6.31 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO, F3, TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 14 CONSIDERANDO OPGS .....	163
FIGURA 6.32 - RESPOSTA DINÂMICA COMPLETA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO NA ZONA 1 E CONFIGURAÇÃO OPGS .....	164
FIGURA 6.33 - DINÂMICA DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO PARA METODOLOGIA CONVENCIONAL (A) E PROPOSTA (B) .....	165
FIGURA 6.34 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 18 CONSIDERANDO OPGD...	166
FIGURA 6.35 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 16 CONSIDERANDO OPGD...	166
FIGURA 6.36 - RESPOSTA DINÂMICA PARA UM DEFEITO TRIFÁSICO (A) E MONOFÁSICO (B) NA BARRA 20 CONSIDERANDO OPGD...	166



---

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1- ESTATÍSTICAS DAS FALTAS NA DISTRIBUIÇÃO (PRÉVÉ, 2006).....	13
TABELA 2.2 - FATORES K PARA CURVA RÁPIDA (ENERGISA, 2017) .....	43
TABELA 3.1 - PROTEÇÕES MÍNIMAS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL, 2017) .....	59
TABELA 3.2 - PROTEÇÕES EXIGIDAS PELAS DISTRIBUIDORAS (CONTINUA) .....	60
TABELA 5.1 - TEMPOS DE ATUAÇÃO SIMULADOS COM CORRENTE DINÂMICA PARA FUSÍVEL 25T.....	88
TABELA 6.1 - CARACTERÍSTICAS DO ALIMENTADOR JFAU08 (BRAGA JR, 2017).....	119
TABELA 6.2 - FILOSOFIA DE RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS NO ALIMENTADOR JFAU 08 (BRAGA JR, 2017).....	120
TABELA 6.3 - MEDIÇÃO DE CORRENTE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR JFAU 08 (BRAGA JR, 2017) .....	121
TABELA 6.4 - DADOS DOS GERADORES DA CGH MONTE VERDE (BRAGA JR, 2017).....	121
TABELA 6.5 - DADOS DO TRANSFORMADOR DE CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE (BRAGA JR, 2017) .....	122
TABELA 6.6 - DADOS DE CURTO-CIRCUITO DO ALIMENTADOR JFAU 08 (BRAGA JR, 2017) .....	124
TABELA 6.7 - CURTO- CIRCUITO NOS PONTOS F1, F2 E F3 SEM CONTRIBUIÇÃO DA CGH (BRAGA JR, 2017) .....	124
TABELA 6.8 – NÍVEIS DE CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS PARA FALTAS APLICADAS COM PRESENÇA DE GD (BRAGA JR, 2017) .....	125
TABELA 6.9- CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA PARA FALTAS APLICADAS COM A PRESENÇA DA GD (BRAGA JR, 2017) .....	126
TABELA 6.10 - RESUMO DOS DADOS SIMULADOS NO MODELO DISTRIVIEW.....	126
TABELA 6.11 - LÓGICA DE RELIGAMENTOS DOS EQUIPAMENTOS. ADAPTADO DE (BRAGA JR, 2017).....	131
TABELA 6.12 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA F1 SEM GD .....	137
TABELA 6.13 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA F1 COM GD .....	137
TABELA 6.14 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA F2 SEM GD .....	137
TABELA 6.15 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA F2 COM GD .....	137
TABELA 6.16 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA F3 SEM GD .....	138
TABELA 6.17 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA F3 COM GD .....	138
TABELA 6.18 – RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS PARA FALTA NA BARRA 11 COM GD .....	140
TABELA 6.19 – IMPACTOS NA COORDENAÇÃO DE F2 APÓS CONEXÃO DA CGH .....	140
TABELA 6.20 – IMPACTOS NA COORDENAÇÃO DE F1 APÓS CONEXÃO DA CGH .....	141
TABELA 6.21 – IMPACTOS NA COORDENAÇÃO DE F3 APÓS CONEXÃO DA CGH .....	141
TABELA 6.22 – IMPACTOS NA COORDENAÇÃO DE F4 APÓS CONEXÃO DA CGH .....	141
TABELA 6.23 – IMPACTOS NA COORDENAÇÃO DE F5 APÓS CONEXÃO DA CGH .....	142
TABELA 6.24 - IMPACTOS NA COORDENAÇÃO DE F6 APÓS CONEXÃO DA CGH.....	142
TABELA 6.25 - LÓGICA DE RELIGAMENTOS CONFORME METODOLOGIA PROPOSTA.....	156
TABELA 6.26 – VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO PARA F2 NO SISTEMA OPGS COM METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA .....	167
TABELA 6.27 – VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO PARA F1 NO SISTEMA OPGS COM METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA .....	167
TABELA 6.28 – VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO PARA F3 NO SISTEMA OPGS COM METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA .....	168
TABELA 6.29 – VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO PARA F4 NO SISTEMA OPGS COM METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA .....	168
TABELA 6.30 – VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO PARA F5 NO SISTEMA OPGS COM METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA .....	168
TABELA 6.31 - VERIFICAÇÃO DA COORDENAÇÃO PARA F6 NO SISTEMA OPGS COM METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA.....	169
TABELA 6.32 – TAXA DE SUCESSO DA PROTEÇÃO SELETIVA EM PERCENTUAL DO TOTAL DE CASOS DE FALTAS SIMULADAS .....	170
TABELA 6.33 - TAXA DE SUCESSO DA PROTEÇÃO COORDENADA EM PERCENTUAL DO TOTAL DE CASOS DE FALTAS SIMULADAS.....	170



---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>ANSI</i>	<i>American National Standards Institute</i>
<i>ASPEN</i>	<i>Advanced Systems for Power Engineering, Inc</i>
CA	Corrente Alternada
CAA	Condutor de alumínio nu com alma de aço
CC	Corrente Contínua
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
<i>IEA</i>	<i>Agência Internacional de Energia</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
<i>MATLAB</i>	<i>Matrix Laboratory</i>
<i>MAPE</i>	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
NBR	Norma Brasileira
<i>NREL</i>	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
OPGD	Operação somente com GD
OPGS	Operação com GD e SED
OPSS	Operação somente com sistema
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição



REN	Resolução Normativa
S.A.	Sociedade Anônima
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SED	Subestação de distribuição
SE JFAU	Subestação de Energia Juiz de Fora Um
SF6	Hexafluoreto de enxofre
SR	<i>Speed Ratio</i>
TC	Transformador de corrente
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Central Geradora Termelétrica
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá



## RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica brasileiros têm vivenciado uma profunda mudança desde que foram normatizadas as condições para inserção de novas fontes de energia elétrica denominadas como mini e micro geração distribuída. Essas fontes, compostas por diferentes tipos de tecnologias tais como Centrais Geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Hidrelétricas e Termelétricas têm crescido a passos largos saindo de 6 conexões no ano de 2012 para mais de 300.000 em 2020.

Apesar dos benefícios do emprego da geração distribuída (GD) para o sistema elétrico, com a redução das perdas elétricas na distribuição, e para os consumidores, com a possibilidade de utilização dos créditos com excedentes gerados, a utilização destas diferentes tecnologias de geração trazem à tona discussões sobre seus impactos para o sistema.

Dentre os impactos, destacam-se os relacionados aos sistemas de proteção nas linhas de distribuição de média tensão que afetam diretamente a confiabilidade do fornecimento de energia para os consumidores podendo, inclusive, se traduzir em multas para as concessionárias.

No que diz respeito às metodologias clássicas de proteção das linhas de distribuição, consistindo nas filosofias de proteção seletivas e coordenadas, que levam em conta a sua configuração predominantemente radial, com a presença de uma única fonte, a presença da geração distribuída altera as dinâmicas dos eventos nestes sistemas e com isso tornam as metodologias atuais de proteção obsoletas, sendo necessária a aplicação de metodologias também dinâmicas e mais adaptáveis.

Considerando o supracitado, o presente trabalho propõe um estudo dos impactos da geração distribuída para a proteção clássica dos sistemas de distribuição de energia elétrica e a proposição de uma metodologia visando a otimização e correta atuação do sistema de proteção. A metodologia proposta tem por objetivo obter ajustes de proteção otimizados que atendam aos diferentes cenários de operação do sistema com GD, mantendo a seletividade e coordenação entre equipamentos e permitindo o aumento da confiabilidade do sistema.

Tal avaliação se dará através de estudo de caso, via software específico para estudos de proteção da distribuição, onde foram modeladas as características reais de um alimentador de uma importante concessionária brasileira que possui conexão com geração distribuída através de fonte hídrica.

O estudo desenvolvido evidencia a grande influência da GD nas proteções dos sistemas de distribuição, com impactos mais significativos para a filosofia de proteção coordenada. Além



disso, verifica-se que a aplicação de ajustes de proteção determinados através da metodologia proposta reduz em aproximadamente 49% os impactos da entrada da GD no sistema quando comparado ao sistema com metodologia de proteção convencional aplicada, mantendo ainda as filosofias seletiva e coordenada nos seus diferentes cenários de operação.

**Palavras-Chave:** geração distribuída, proteção de sistemas de distribuição, distribuição de energia elétrica.



## ABSTRACT

The Brazilian distribution systems have experimented a profound change since the conditions for inserting new sources of electric power in these systems called mini and micro distributed generation were standardized. These sources, composed of different types of technologies such as Wind Power, Photovoltaic, Hydroelectric and Thermolectric Power Plants have grown at a rapid pace from 6 connections in 2012 to more than 300,000 in 2020.

Despite the benefits of using distributed generation (DG) for the electrical system, with the reduction of electrical losses in distribution, and for customers, with the possibility of using credits with surpluses generated, the use of these different generation technologies unleashes discussions about its impacts on the system.

Among the impacts, we can emphasize those related to the protection systems in the distribution lines that directly affect the reliability of the energy supply to customers, and can even turn into fines for the utilities.

Regarding the classic methodologies for protecting distribution lines, consisting of selective and coordinated protection philosophies, which take into account their predominance of radial configuration, with the presence of a single source, the presence of the distributed generation changes the dynamics events in these systems and thereby make current protection methodologies obsolete, requiring the application of dynamic and more adaptable methodologies.

Considering the above, the present work proposes a study of the impacts of distributed generation for the classical protection of electrical power distribution systems and the proposal of a protection methodology aiming at the optimization and correct performance of the protection system. The proposed methodology aims to obtain optimized protection settings that attend to the different operating scenarios of the system with DG, maintaining selectivity and coordination among equipment and allowing the increase of system reliability.

This evaluation will be done through a case study, using specific software for distribution protection studies, where the real characteristics of a feeder from an important Brazilian Utility that has a connection with distributed generation through hydroelectric power were modeled.

The developed study evidences the significant influence of DG on the distribution systems protection, with more significant impacts in the coordinated protection philosophy.



Furthermore, it is verified that the application of the protection settings determined through the proposed methodology reduces the impacts of the entry of DG in the system by approximately 49% when compared to the system with conventional protection methodology applied, maintaining the selective and coordinated philosophies in the different operating scenarios.

**Keywords:** distributed generation, distribution systems protection, electric power systems.





# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Considerações iniciais

A estrutura do sistema elétrico brasileiro sempre se baseou na geração centralizada, onde a energia elétrica é gerada em grandes usinas espalhadas por todo território nacional, porém muito distantes dos centros de carga. Tal característica leva à necessidade de transmitir a energia por longas distâncias, com custo elevado, grande quantidade de perdas elétricas, com sistemas de distribuição projetados e operados para uma topologia radial sem a presença intermediária de fontes de energia, de tal modo que o fluxo de potência aconteça somente em uma direção (LOPES, FERNANDES e SAADE, 2013).

Aliado a uma crescente discussão sobre as mudanças climáticas, produção sustentável e a uma queda na produção de energia em hidrelétricas que, segundo o Balanço Energético Nacional – BEN, de 2011 até 2019 foi de 15,6%, o modelo de sistema elétrico onde há a presença de uma única fonte de energia está sendo rapidamente alterado (ANEEL, 2020). Desde 2012, quando a resolução normativa nº 482 da ANEEL entrou em vigor, consumidores de energia elétrica brasileiros têm a oportunidade de gerar sua própria energia e ainda fornecer o excedente para a rede de distribuição da concessionária local, são os chamados *prosumers* ou *prosumages*, que geram benefícios para o sistema elétrico como a redução dos impactos ambientais e das perdas elétricas nas redes (SILVA, 2014).

Apesar das vantagens, o emprego de GD traz também um aumento das perturbações para o sistema elétrico refletindo em impactos na operação acentuados pelas interferências nos ajustes do sistema de proteção. Quando se considera cada tipo de rede de distribuição, que convencionalmente são divididas em subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária, tem-se que os problemas da penetração de GDs são diferenciados principalmente no que diz respeito a seus sistemas de proteção, uma vez que as diferenças em suas topologias de rede geram a necessidade de adotar proteções com características distintas. Os principais impactos à proteção na subtransmissão estão relacionados ao subbalcance da proteção de distância e falsos *trips* devido a inversão de fluxo, elevando a dificuldade de identificação do local da falta. Já na baixa tensão os problemas estão relacionados à grande entrada de geração fotovoltaica, trazendo impactos à qualidade da energia no que diz respeito à qualidade do produto.

Nas redes de média tensão, foco deste trabalho, haja vista que a grande maioria dos defeitos são de natureza transitória, além do emprego da filosofia de proteção seletiva onde o objetivo está em isolar o defeito, faz-se necessário o emprego da filosofia de proteção



coordenada casando as curvas de religadores e fusíveis de forma a eliminar os defeitos transitórios sem afetar os índices de continuidade de serviço. Nestes sistemas, a penetração de GDs, ao aumentar o nível de curto-circuito e possibilitar fluxo inverso de corrente, gera a necessidade de redimensionamento de dispositivos, perda de seletividade dificultando a localização das faltas, impossibilidade de práticas de religamento automático, evolução de faltas transitórias para permanentes e inviabilização da filosofia de proteção coordenada.

De forma geral, os impactos das GDs são mais relevantes em decorrência do aumento das falhas do sistema de proteção e, ao tornar as características das redes mais dinâmicas, verifica-se a necessidade de uma nova abordagem na análise dessas proteções de forma a simplificar tal análise e ainda assim reduzir os impactos da inserção dessas fontes. Portanto, o presente trabalho dissertativo busca definir uma metodologia otimizada para definição dos ajustes da proteção de sistemas de distribuição com geração distribuída a fim de reduzir estes impactos e alcançar a sua replicabilidade para outros sistemas além do caso estudado. A proposta se dá através da análise dos impactos na filosofia clássica de proteção das redes de distribuição primárias, por meio de estudo de caso de um sistema de distribuição em média tensão real no qual há conexão de geração distribuída, modelado em software especializado para análise de proteção da distribuição (Distriview).

## **1.2. Relevância do tema**

De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios que podem ser divididos de acordo com as temáticas da sociedade, do meio ambiente e do sistema elétrico, dentre os quais se destacam a geração de empregos e estabilidade na produção pela indústria nacional gerando desenvolvimento econômico; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada; postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; e a diversificação da matriz energética (BARBOSA e AZEVEDO, 2013).

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição. Do lado dos consumidores, o tempo de amortização devido ao elevado custo dos sistemas de geração distribuída pode ser considerado uma desvantagem, porém, com o desenvolvimento das tecnologias, a tendência é a diminuição de custos e melhoria da performance (BARBOSA e AZEVEDO, 2013). Já do lado dos sistemas elétricos, há o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.



Levando-se em conta que os sistemas de distribuição foram concebidos para operação com fluxo unidirecional, percebe-se que a inserção de acessantes afeta a correta operação das proteções, sendo que o aumento significativo na penetração de geração distribuída pode levar a operação intempestiva da proteção quando esta é realizada através de metodologia tradicional (MAHAT, 2011). Conforme estudos através da análise direta de coordenogramas de proteção e de simulações computacionais que levaram em conta os cenários de operação das GDs em ilhamento, a penetração de acessantes afeta os sistemas de proteção das redes de distribuição em diferentes níveis no que diz respeito a interação entre os diferentes dispositivos da rede, desde simples fusíveis até entre relés microprocessados (BRAHMA, 2002; BRITTO, 2004; CHEUNG, 2009; GIRGIS e BRAHMA, 2001).

Em estudo realizado pela *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, concluiu-se que relações de 10 a 20% entre a geração de acessantes e a capacidade do sistema já podem ser consideradas como nível significativo de penetração, tendo em vista os impactos ocasionados (MILLER e YE, 2003). Atualmente tais níveis de penetração de geração distribuída tendem a ser facilmente alcançados, visto que há diversos incentivos a estes sistemas.

Os impactos na rede devido a uma unidade de geração distribuída de pequeno porte não são significantes, no entanto, a soma das contribuições de muitas unidades pequenas, ou poucas unidades grandes, pode alterar o nível de curto-circuito total, alterando, assim, a magnitude e a direção das correntes de falta detectadas pelos dispositivos de proteção, causando descoordenações e afetando a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição (KORRES, 2017). Um exemplo simples disso está no aumento dos danos aos condutores da rede durante uma falta devido ao acréscimo no tempo de atuação do sistema de proteção cujas parametrizações se deram via metodologia clássica quando há presença de geração distribuída (VIJITHA, SELVAN e RAJA, 2015).

Uma vez que a filosofia tradicional de proteção não se adapta facilmente às configurações dos sistemas de distribuição, caso novos ajustes nos relés e proteção sejam necessários, os mesmos provavelmente serão realizados manualmente. Além disso, o tempo de implantação e teste das novas configurações retardam as respostas às emergências e introduzem riscos de erro humano. Em alguns casos, chega-se a não alterar os ajustes de relés, pois este processo pode ser demorado ou complexo, comprometendo todo o sistema de proteção (PALUDO, 2010).

Este comprometimento vai de encontro ao objetivo do sistema de potência de gerar e fornecer energia elétrica para seus consumidores com qualidade, sendo que tanto a falha de operação quanto a operação incorreta de um dispositivo de proteção podem resultar em grandes distúrbios nos sistemas, envolvendo danos a equipamentos, riscos para pessoal, interrupção do



serviço, impondo consequências para a rotina da população, para a produção de uma indústria e para a economia de uma região. Diante da possibilidade de ocorrência desses eventos, alia-se ainda o elevado investimento demandado pelos sistemas de distribuição, o que enfatiza a necessidade da confiabilidade e da continuidade do fornecimento de energia através de sistemas de proteção que possam se adaptar à nova realidade dos sistemas de distribuição. A integração da funcionalidade do controle de proteção, quando utilizada em sua capacidade máxima, não apenas leva a uma redução dos custos fixos de capital, mas pode permitir, por meio de funções avançadas disponíveis (qualidade de serviço, registro de perturbações e monitoramento das instalações), um ganho de desempenho do sistema e instalações, elevando a sua disponibilidade (RUSH, 2011).

Métodos eficientes de adaptação dos ajustes das proteções às novas condições do sistema têm sido largamente pesquisados de forma a aumentar a eficiência do sistema como um todo e obter maior retorno dos investimentos. Como exemplo, pode-se citar a metodologia de divisão do sistema de distribuição em zonas de proteção, a desconexão de geradores distribuídos durante uma falta no sistema, a reconfiguração automática do sistema utilizando análise heurística, o uso de relés direcionais de sobrecorrente, proteção baseada em componentes simétricos, proteção diferencial de corrente e a proteção adaptativa, sendo esta última, ainda hoje, a melhor solução para superar todos os problemas associados às redes de distribuição com GDs (GUTIERRES, 2012; MELLO, 2014; KUMAR, SHANKAR e NAGARAJU, 2013; YU, KANG, *et al.*, 2020).

Apesar dessas variadas possibilidades para mitigar os problemas da penetração de GDs na distribuição, normalmente não é levado em conta que as implementações de tais soluções para as redes de distribuição podem ser inviáveis ou até não replicáveis dado o alto investimento que as concessionárias teriam que realizar para implementá-las. Usualmente os sistemas de distribuição primária são dotados de proteções de sobrecorrente que, apesar de sofrerem com os impactos da inserção de GDs, podem ser trabalhados de forma que seja possível mitigá-los e, para isso, é necessário abandonar as velhas práticas de definição de parâmetros de proteção e buscar novos métodos mais otimizados para que seja garantida a coordenação, a seletividade e a sensibilidade do sistema de proteção.

### **1.3. Objetivos e Contribuições da Dissertação**

#### **1.3.1. Objetivo Geral**

Tendo em vista que a metodologia clássica de proteção de alimentadores de distribuição atualmente adotada nas concessionárias nacionais não são eficazes quando da presença de



geração distribuída, o presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento, teste e validação de uma nova metodologia para a definição de ajustes da proteção de alimentadores de distribuição com GDs síncronas, que seja simples, de baixo custo e replicável, de forma a manter o desempenho das filosofias de proteção seletiva e coordenada, contemplando diferentes cenários operacionais.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

- a) Identificar os efeitos positivos e negativos da penetração de geração distribuída síncronas e não síncronas em um sistema de distribuição;
- b) Levantar o estado da arte das tecnologias e metodologias de proteção de sistemas elétricos de distribuição;
- c) Identificar os impactos das GDs na coordenação e seletividade em unidades de sobrecorrente dos sistemas de proteção tradicional;
- d) Realizar estudo e propor sistema de proteção por sobrecorrente que se adapte às condições operacionais de um sistema de distribuição com geração distribuída de sorte a mitigar seus impactos;
- e) Realizar análise comparativa de desempenho do sistema de proteção do alimentador quando da aplicação das metodologias de proteção tradicional e proposta.

### **1.3.3. Contribuições**

Como contribuição principal deste trabalho pode-se citar o desenvolvimento de nova metodologia otimizada para estabelecimento de ajustes da proteção em alimentadores de distribuição com presença de GD síncrona. Visto que a metodologia desenvolvida tem como base a proteção de sobrecorrente e a utilização de funções de proteção presentes nos equipamentos comumente utilizados pelas distribuidoras, a mesma tem a vantagem de ser facilmente replicável sem a necessidade de custos adicionais com aquisição de equipamentos.

## **1.4. Estrutura da Dissertação**

Para que o conteúdo seja apresentado de forma clara e objetiva, o presente trabalho está dividido em 7 capítulos.

O presente capítulo aborda os conceitos iniciais do tema onde são abordados aspectos da inserção de geração distribuída em redes de distribuição, quais as vantagens e desvantagens de sua aplicação assim como seu crescimento nos últimos anos, também são apresentados os objetivos e as contribuições deste trabalho.



No capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos de sistemas de proteção aplicados a alimentadores de distribuição, que são o foco deste trabalho, abordando os equipamentos e funções de proteção mais utilizadas assim como aspectos regulatórios adotados pelas concessionárias.

No capítulo 3 é realizada uma revisão geral sobre o tema de geração distribuída, abordando as principais tecnologias aplicadas, qual seu grau de inserção no cenário nacional, os aspectos regulatórios de conexão e proteção utilizadas nas diferentes tecnologias.

No capítulo 4 são abordados os impactos da inserção de geração distribuída para os sistemas de proteção com o objetivo de tornar mais claros os desafios em torno do tema, onde são abordados os problemas mais comuns ocasionados nos sistemas de subtransmissão e distribuição, além de um estudo comparativo dos impactos de GDs síncronas e não síncronas para estes sistemas.

No capítulo 5 é proposta uma metodologia para o estabelecimento de ajustes da proteção aplicáveis a redes de distribuição, de forma a minimizar os problemas ocasionados pela inserção de GDs.

No capítulo 6 é desenvolvido um estudo de caso considerando alguns cenários de utilização de GDs em redes de distribuição aplicando a metodologia proposta e realizando análise dos resultados.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões a respeito do trabalho, abordando os ganhos da metodologia proposta assim como os desafios encontrados para sua implementação e pontos a serem melhorados com sugestões de desenvolvimento de pesquisas futuras.

Na sequência apresenta-se as referências utilizadas como base teórica deste trabalho, as quais auxiliaram no aprofundamento do tema e deram o devido direcionamento à pesquisa.

Por fim, são apresentados os apêndices que contém os resultados das simulações desenvolvidas neste trabalho.



## **2. PROTEÇÃO CLÁSSICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

### **2.1. Considerações Iniciais**

Neste capítulo serão apresentadas as filosofias de proteção de sistemas de distribuição primários e as metodologias clássicas de definição dos parâmetros de proteção de cada filosofia. Será abordado ainda sobre os tipos de falta e os equipamentos mais utilizados pelas concessionárias para proteção de seus alimentadores.

### **2.2. Redes de distribuição convencionais e sistemas de proteção**

As redes de distribuição formam uma parte muito importante dos sistemas de potência podendo ser definidas como o conjunto de linhas, subestações e demais equipamentos associados, necessários à interligação elétrica entre o sistema de transmissão ou geração e as instalações dos consumidores finais, operando sob concessão do estado a fim de atender as demandas de energia de uma localidade com qualidade e segurança. De modo geral, os sistemas de distribuição são compostos por uma subestação principal que recebe a energia da rede básica e, através de linhas de subtransmissão, alimentam as subestações de distribuição - SEDs. As SEDs convertem as tensões para níveis de distribuição e, por meio de alimentadores primários, levam o fluxo de potência até os transformadores de distribuição. Por fim, estes transformadores convertem a tensão para níveis adequados para o consumidor final através das redes de distribuição secundárias ou de baixa tensão (GONEN, 2014).

Dentro da estrutura das redes de distribuição se destacam os alimentadores primários que podem ser divididos em troncos de alimentador e ramais de derivação. O tronco do alimentador é a parte principal de um alimentador de média tensão, deriva diretamente da subestação de distribuição e se caracteriza por ter a maior seção de condutores e atender a maior parcela ou ao total da carga do alimentador. Já os ramais de derivação são a parte de um alimentador de média tensão que deriva do tronco e, na maioria das vezes, caracteriza-se por condutores de seções inferiores.

Em sua maioria os alimentadores são compostos de redes aéreas, porém em alguns centros urbanos são também encontrados alimentadores subterrâneos. As redes aéreas podem ainda ser divididas em redes convencionais constituídas de cabos de alumínio nu dos tipos CA (Condutor de alumínio) ou CAA (Condutor de alumínio com alma de aço), ou em redes de distribuição protegidas, também chamadas compactas, cujo material consiste num cabo de alumínio com



revestimento externo em camada de polietileno reticulado.

De forma geral, os alimentadores primários têm características predominantemente radiais podendo ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos com diferentes padrões de tensões entre fases nos níveis de 11,4; 13,8; 22 e 34,5 kV dependendo do padrão adotado pela distribuidora. Em alimentadores com características mais urbanas a densidade de carga é elevada e são menos extensos, os com características mais rurais normalmente são mais extensos e menos carregados possuindo baixa densidade de carga. Existem ainda os alimentadores de característica mista com características rurais e urbanas possuindo uma densidade de carga mediana, pois ao mesmo tempo que alimentam muitos transformadores de distribuição em centros urbanos também possuem muitos consumidores rurais distribuídos ao longo de uma grande extensão de rede.

Considerando o padrão construtivo das redes de distribuição e sua disposição ao tempo é correto afirmar que estas estão sujeitas a defeitos. Em contrapartida, os clientes industriais, residenciais, comerciais e rurais, exigem cada vez mais das distribuidoras em relação à qualidade do serviço e do produto e com isso o projetista do sistema de proteção deverá decidir, em função das configurações operacionais, do recurso humano operacional disponível e do tipo de cliente predominante em determinado alimentador ou trecho deste, o melhor conjunto de ajustes dos diversos equipamentos de proteção que atenderá aos níveis de qualidade de energia exigidos tanto pelos clientes quanto pelos órgãos reguladores.

Qualquer que seja o tipo ou padrão construtivo do alimentador, se rural ou urbano, convencional ou compacta, todos os trechos deverão possuir seu equipamento de proteção de forma a isolar os possíveis defeitos naquele trecho. As figuras 2.1 e 2.2 apresentam o unifilar com as proteções de alimentadores de distribuição com características típicas urbanas e rurais respectivamente, sendo que o primeiro possui extensão de rede de 8 km e o segundo 762 km.



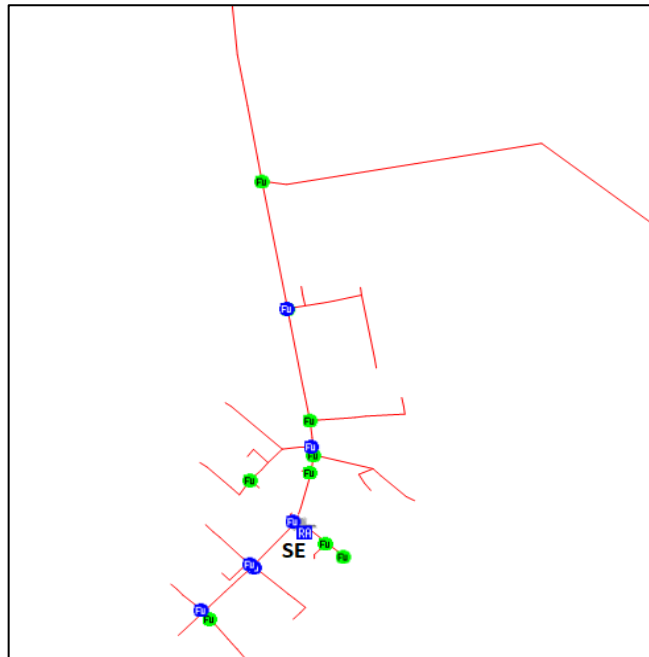


Figura 2.1 - Alimentador urbano típico

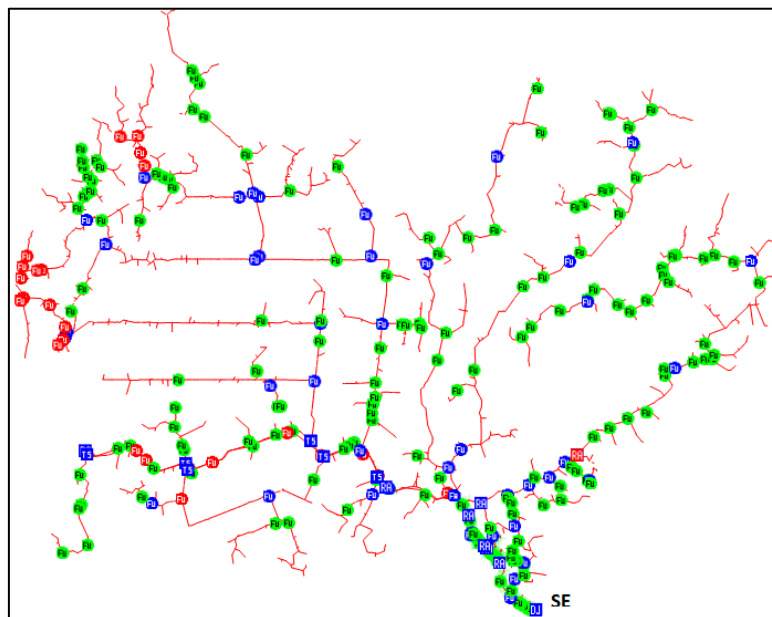


Figura 2.2- Alimentador rural típico

Qualquer que seja o tipo de defeito, seja de origem transitória ou permanente, os equipamentos de proteção devem ser selecionados, dimensionados e parametrizados de tal forma que protejam o sistema nas diversas condições de defeitos. Para isso é necessário levar em consideração algumas informações básicas sobre a rede a ser estudada, tais como (ENERGISA, 2017):



- a) Topografia e topologia do sistema;
- b) Níveis cerâmicos a que o sistema está sujeito;
- c) Levantamento da localização da vegetação que pode interferir no sistema;
- d) Classe predominante de cliente: residencial, comercial, industrial, rural;
- e) Tipo de atividade e/ou processo de fabricação dos clientes industriais que necessitam de especial atenção;
- f) Disponibilidade de equipamentos de proteção;
- g) Equipamentos de proteção instalados no sistema;
- h) Trechos com maior probabilidade de defeitos;
- i) Principais clientes e/ou cargas e suas características e necessidades no fornecimento de energia elétrica;
- j) Manobras para atendimento de contingências;
- k) Recurso humano e logístico disponível para o atendimento.

De posse dessas informações o projetista de proteção poderá desenvolver um projeto adequado à rede considerada, frisando ainda que, para que seja garantida a confiabilidade do sistema de proteção, é importante considerá-lo ainda nas fases iniciais de projeto das redes de distribuição.

### **2.3. Ocorrências na distribuição**

As ocorrências, caracterizadas por eventos adversos na distribuição, podem se dar por diversas causas, levando a impactos operacionais e causando a indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Dentre os tipos de ocorrências mais comuns encontram-se os curtos-circuitos e as sobrecargas. A Figura 2.3 apresenta o resultado de uma pesquisa realizada em uma distribuidora brasileira que possui baixa densidade de carga, com 80% da extensão de sua rede possuindo característica rural, na qual foram estratificadas as principais causas dos defeitos em seus alimentadores primários de distribuição e que levaram aos maiores impactos para seus indicadores de qualidade. Já a Figura 2.4 apresenta os resultados da mesma pesquisa, porém analisando apenas os alimentadores com características predominantemente urbanas.

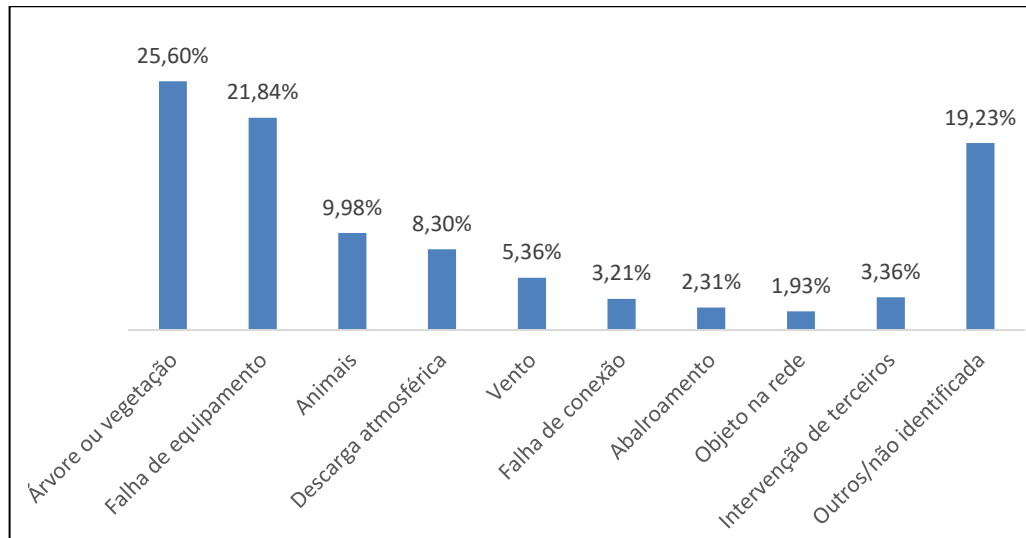


Figura 2.3-Principais causas de ocorrências na distribuição com maior característica rural

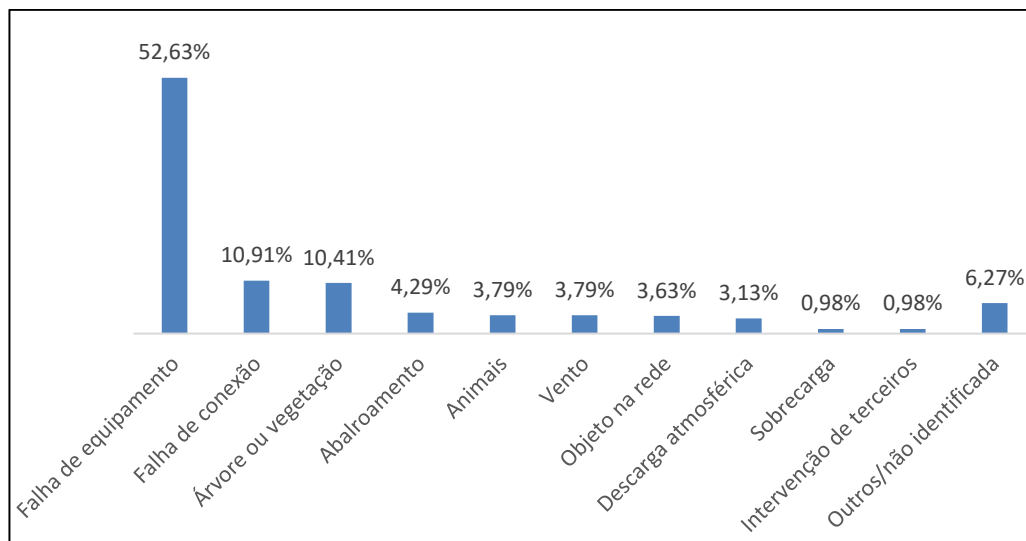


Figura 2.4- Principais causas de ocorrências na distribuição com maior característica urbana

As causas dependem bastante das características de rede de um alimentador. Verifica-se que em alimentadores com características mais urbanas as falhas de materiais ou equipamentos são as principais, sendo que em alimentadores onde a influência rural é maior as causas relacionadas ao meio ambiente se tornam mais evidentes.

Durante um curto-circuito, surgem correntes de intensidades elevadas, que podem resultar em efeitos térmicos e mecânicos indesejáveis sobre os elementos do sistema causando sua deterioração em caso de permanência por tempo prolongado. Os efeitos mecânicos dizem respeito ao surgimento de forças que podem deformar os condutores, romper materiais isolantes e inclusive influenciar o surgimento de outros defeitos em pontos diferentes da rede. Já os efeitos térmicos estão ligados ao tempo de permanência da falta e ao valor eficaz da corrente, podendo produzir um aquecimento excessivo dos materiais condutores e isolantes, com sua consequente deterioração (FRAZÃO, 2019).



O afundamento de tensão no momento de um curto-circuito provoca graves transtornos aos consumidores. O torque dos motores é proporcional ao quadrado da tensão, portanto, no momento de um curto-circuito o funcionamento destes equipamentos pode ser seriamente comprometido. Cargas como sistemas de iluminação, sistemas computacionais e sistemas de controle em geral são particularmente sensíveis a estes afundamentos (SATO e FREITAS, 2015).

As faltas podem ser classificadas, de acordo com a sua duração, em permanentes, temporárias ou intermitentes. As faltas permanentes são aquelas causadas por contato permanente ou duradouro, entre fases ou entre fase e terra, que exige reparos imediatos e provoca interrupções prolongadas para a recomposição do sistema. As faltas transitórias são as faltas que se extinguem com a atuação da proteção, sucedido de um religamento com sucesso, não havendo assim a necessidade de reparos imediatos no sistema. Já as faltas intermitentes são as que se extinguem automaticamente com a atuação da proteção, sucedido de um religamento com sucesso, reaparecendo no mesmo local, em intervalos de tempo, provocando o mesmo tipo de interrupção (ENERGISA, 2017).

Uma vez que normalmente as redes de distribuição são expostas ao tempo, as faltas transitórias são as mais recorrentes, com cerca de 70 a 90% das estatísticas, e as causas mais comuns desses tipos de defeitos são (GERS e HOLMES, 2011):

- a) Descargas atmosféricas;
- b) Contato de galhos de árvores com a rede;
- c) Contatos momentâneos entre condutores;
- d) Abertura de arco elétrico;
- e) Materiais sem isolamento adequada.

Eventualmente, uma falta temporária pode se transformar em uma falta permanente caso não haja uma operação adequada dos dispositivos de proteção e/ou caso não haja nenhuma intervenção de manutenção na rede.

Na prática, um sistema elétrico está sujeito a cinco tipos de curtos-circuitos. Primeiro, pode ocorrer a situação dos três condutores de um sistema trifásico se conectarem eletricamente, caracterizando um curto-circuito trifásico. Segundo, apenas dois condutores se conectam eletricamente, o que consiste em uma falta bifásica. Terceiro, dois condutores estão eletricamente conectados à terra, assim, temos uma falta bifásica à terra. Quarto, um único condutor está eletricamente conectado à terra, nesse caso, temos uma falta monofásica. Por último os três condutores podem se conectar simultaneamente à terra configurando uma falta trifásica à terra.



Estatisticamente os tipos de faltas podem ocorrer no sistema de distribuição nas proporções apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1- Estatísticas das faltas na distribuição (PRÉVÉ, 2006)

<b>Tipos de Faltas</b>	<b>Percentual</b>
Fase – Terra	70%
Bifásica	15%
Bifásica-Terra	10
Trifásica	5%

## **2.4. Sistema de proteção em alimentadores de distribuição radiais - definições**

A proteção nos sistemas elétricos de potência pode ser definida como a arte de aplicar e configurar relés para fornecer a máxima sensibilidade às faltas e condições indesejáveis, além de evitar sua operação em todas as condições permitidas ou toleráveis (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

Dentre os objetivos do sistema de proteção, podem ser citados como principais (HOSSEINZADEH, 2008):

- a) A redução do tempo de falta;
- b) A redução do número de consumidores atingidos por um defeito ou qualquer condição anormal na rede por meio do isolamento do trecho atingido de forma a melhorar a confiabilidade do sistema como um todo;
- c) A proteção dos equipamentos do sistema e das pessoas eliminando os riscos tão rápido quanto possível;
- d) A redução dos custos operacionais e de manutenção.

Apesar de existirem numerosas funções de proteção padronizadas, conforme norma IEEE C37.2, na proteção da distribuição são comumente utilizadas apenas as funções referentes a proteção de sobrecorrente como proteção principal. Dada a característica radial das redes de distribuição, a busca pela simplicidade na realização dos estudos de proteção e o adequado custo benefício para sua implementação, verifica-se a proteção de sobrecorrente, funções ANSI 51/51N e 50/50N, como sendo adequada para garantir o correto desempenho do sistema no que diz respeito a eliminação da maioria dos defeitos em redes de distribuição radiais.

Outra função de proteção comumente utilizada na proteção de alimentadores primários é



a função ANSI 79, a qual corresponde ao religamento automático. Conforme apontado anteriormente a maior parte dos defeitos das redes de distribuição podem ser classificados como transitórias, portanto, para reduzir os impactos destes tipos de defeitos e garantir a disponibilidade de fornecimento de energia elétrica para os consumidores, faz-se o uso dos religamentos automáticos juntamente com a proteção de sobrecorrente.

Neste sentido, nos sistemas de distribuição são utilizadas duas filosofias de proteção: a filosofia de proteção seletiva, quando o ajuste da proteção de retaguarda é feito de maneira a permitir que o dispositivo de proteção mais próximo da falta opere, para faltas a jusante deste, e a filosofia de proteção coordenada em que o ajuste dos relés de retaguarda é feito de maneira a eliminar as faltas transitórias, por meio de seu religamento automático sem que haja a operação do dispositivo de proteção local, ou de maneira a eliminar o defeito caso o dispositivo de proteção local, mais próximo da falta, falhe na atuação (LUIZ, 2012).

Para conseguir atender aos objetivos supracitados é necessário que o sistema de proteção seja dotado de alguns requisitos básicos quanto ao seu desempenho, tais como (ELEKTRO, 2014):

- a) Sensibilidade: a proteção deve ser suficientemente sensível a defeitos que ocorram no sistema;
- b) Velocidade: após o instante da ocorrência do defeito a proteção deve detectar e desligar o trecho no menor tempo possível, obedecendo a um intervalo de tempo preestabelecido;
- c) Seletividade: o sistema de proteção deve ter a capacidade de selecionar as condições em que devem operar ou não operar, sendo seletivo para faltas permanentes;
- d) Coordenação: os equipamentos de proteção dispostos em série devem estar coordenados, ou seja, atuando segundo uma sequência de operação preestabelecida;
- e) Confiabilidade: o sistema de proteção não deve falhar por dimensionamento inadequado, no caso de defeitos na rede, ou atuar indevidamente sob condições normais de operação e energização;
- f) Compatibilidade de custo: o sistema de proteção deve possuir equipamentos que garantam o custo-benefício operacional do sistema explorando filosofias de proteção que sejam compatíveis com tais equipamentos.

Além destes requisitos, é necessário que o projetista de proteção tenha conhecimento de conceitos básicos comumente explorados ao realizar estudos de proteção de sobrecorrente,



sendo estes:

- a) Dispositivo Protetor: é todo equipamento de proteção localizado imediatamente a montante do ponto onde ocorre a falta, considerando o barramento da SED como origem;
- b) Dispositivo Protegido ou de Retaguarda: É todo equipamento de proteção localizado a montante do dispositivo protetor, considerando o barramento da SED como origem;
- c) Montante: Pontos do circuito situados anterior a qualquer entidade de rede (referencial), considerando a SED como referência;
- d) Jusante: Pontos do circuito situados posterior a qualquer entidade de rede (referencial), considerando a SED como referência;
- e) Zona de Proteção: é o trecho de uma rede de distribuição protegido por um equipamento de proteção;
- f) Zona de Proteção Principal: é o trecho compreendido entre dois equipamentos de proteção de uma rede de distribuição;
- g) Zona de Proteção de Retaguarda: é a sobreposição da zona de proteção principal de um equipamento promovida por outro instalado a montante. Esta sobreposição é determinada em função do tipo do equipamento de proteção;

A Figura 2.5 mostra o unifilar de um alimentador convencional onde podem ser verificadas as seguintes zonas de proteção para cada equipamento:

- i. Relé na fonte
  - Zona de proteção primária: entre o disjuntor, fusível M e religador;
  - Zonas de retaguarda: fusível M até a barra da carga M (não mostrada); Entre o religador R e os fusíveis P, S e W.
- ii. Religador “R”
  - Zona de proteção primária: Entre o religador R e os fusíveis P, S e W.
  - Zonas de retaguarda: Entre os fusíveis P, S e W e as barras de suas respectivas cargas.
- iii. Fusíveis
  - Zona de proteção primária: Entre os fusíveis M, P, S e W e as barras de suas respectivas cargas.

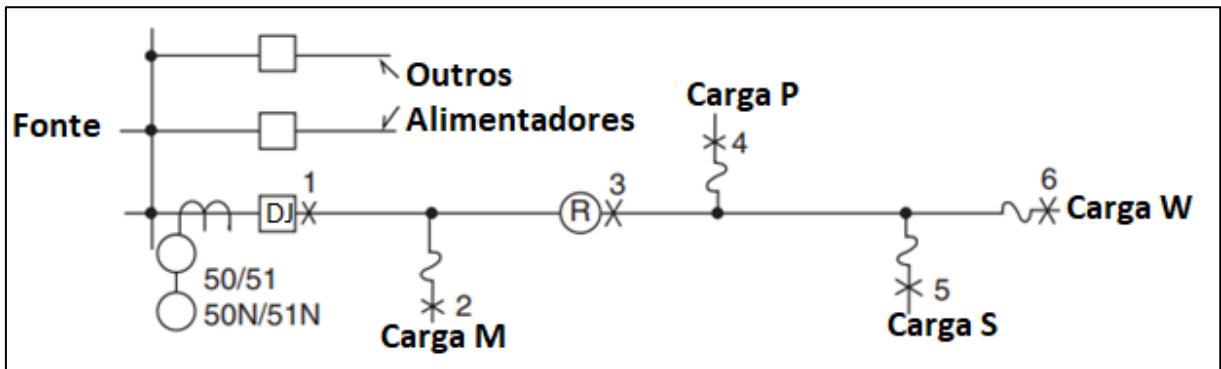


Figura 2.5- Zonas de proteção de um alimentador típico (BLACKBURN e DOMIN, 2007)

- h) Intervalo de seletividade: é o intervalo entre as curvas dos equipamentos protetor e protegido para o qual os equipamentos atuarão de forma seletiva, ou seja, respeitando a sequência de atuação do equipamento protetor para o equipamento protegido respectivamente, sendo que o equipamento protegido só deverá atuar em caso de falha do equipamento protetor.

## 2.5. Equipamentos de Proteção de Redes de Distribuição

Tradicionalmente os sistemas de distribuição primários convencionais têm os seus sistemas de proteção de sobrecorrentes constituídos por chaves fusíveis, religadores, relés com disjuntor secundário e seccionalizadores.

### 2.5.1. Chave Fusível/Elo Fusível

As chaves fusíveis são os dispositivos de proteção mais empregados na rede de distribuição devido ao seu baixo custo. São utilizadas na proteção de derivações de ramais de alimentadores, bancos de capacitores, transformadores de distribuição e nas cabines primárias das subestações dos consumidores.

A Figura 2.6 apresenta uma chave fusível típica e seus elementos. Sua estrutura é projetada para a conexão de um cartucho, que é uma peça facilmente substituível, contendo em seu interior um elo fusível que é o elemento principal e está representado na Figura 2.7.



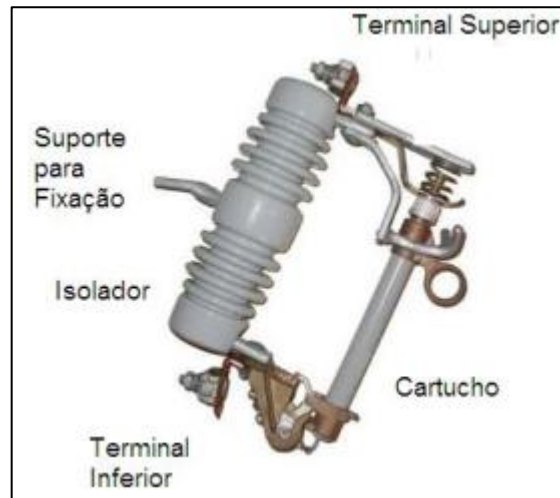


Figura 2.6 - Chave fusível (CEMIG, 2017)



Figura 2.7- Elo fusível (ELETROFUSI, 2020)

As chaves fusíveis são dimensionadas para 100A de capacidade nominal e os cartuchos devem ter capacidade de interrupção superior à máxima corrente de curto-circuito assimétrico disponível no ponto de sua instalação, sendo que normalmente são utilizados cartuchos com



capacidade de interrupção de 10 kA assimétrico.

A maioria dos elos fusíveis encontrada nas redes primárias funciona segundo o princípio denominado de expulsão, isto é, o filamento é envolto por um tubo revestido internamente com uma fibra de ionização, assim, na presença de uma elevação de corrente acima dos valores de operação contínua admitidos pelos fusíveis, seja um curto-circuito ou sobrecarga, o elemento fusível se funde devido ao efeito térmico, interrompendo o circuito, a alta temperatura do arco elétrico provoca a queima e a decomposição parcial do revestimento interno do tubo, gerando gases que interrompem o arco no instante em que a corrente passa por zero.

O elo fusível é classificado segundo a sua taxa de velocidade ( $SR$  – *speed ratio*), também conhecida como relação de rapidez. Por convenção o  $SR$  é dado pela razão entre a corrente mínima de fusão do elo, em 0,1 s, e a corrente mínima de fusão em 300 s. Com base nesse parâmetro, os elos são comumente classificados como rápidos, lentos e muito lentos, designados pelas siglas K, T e H, respectivamente (FRAZÃO, 2019).

Algumas características destes elos fusíveis são (MAMEDE FILHO e MAMEDE, 2020):

- a) Tipo K: elos fusíveis rápidos com  $SR$  variando entre 6 e 8. Possuem capacidade de sobrecarga de 50% do seu valor nominal e, em geral, são aplicados na proteção de transformadores e ramais de derivação de alimentadores;
- b) Tipo T: elos fusíveis lentos com  $SR$  variando entre 10 e 13. Assim como o tipo K, os elos fusíveis tipo T também suportam uma sobrecarga de 50% e são igualmente aplicados na proteção de transformadores e ramais, porém menos utilizados que os tipo K;
- c) Tipo H: denominados fusíveis de alto surto, estes também suportam sobrecarga de 50%, apresentam tempo de atuação lento e são utilizados somente na proteção de transformadores de distribuição. A característica de atuação lenta é necessária para que não operem durante a energização do transformador devido à corrente de surto ou corrente de *inrush*. Sua relação de rapidez varia entre 11,4 para elos fusíveis de corrente de 0,5 A, a 36,4 para fusíveis de 5 A.

Os elos fusíveis tipos K e T são segregados, conforme sua corrente nominal, em dois diferentes tipos: elos fusíveis preferenciais e elos fusíveis não preferenciais. Essa classificação torna-se necessária para indicar ao usuário que somente há seletividade entre os elos fusíveis listados dentro de um mesmo grupo. Os elos fusíveis de grupos diferentes não são seletivos. Os elos fusíveis preferenciais são fabricados com as seguintes correntes nominais: 6 – 10 – 15 – 25

– 40 – 65 – 100 – 140 – 200 A. Já os elos fusíveis não preferenciais são fabricados com as seguintes correntes nominais: 8 – 12 – 20 – 30 – 50 – 80 A.

Os elos fusíveis são dispositivos que atuam por efeito térmico, ou seja, acumulam calor até atingir a sua temperatura de fusão. O tempo que o dispositivo demora para operar é uma função da intensidade da corrente de falta que circula por ele sendo que, devido à dependência de fatores térmicos para sua correta atuação, estes equipamentos são considerados de baixa precisão quando comparados a outros dispositivos de proteção mais modernos. Tal característica se torna mais evidente quando se verifica às suas curvas de atuação, nas quais pode-se observar uma variação no tempo de atuação desse dispositivo para uma mesma corrente. A Figura 2.8 apresenta as características tempo x corrente para fusíveis tipo K de diversos valores de corrente nominal com a curva preta representando o tempo mínimo de fusão (*minimum melting*) do elo fusível, enquanto a curva verde representa o tempo máximo de eliminação da falta (*total clearing*).

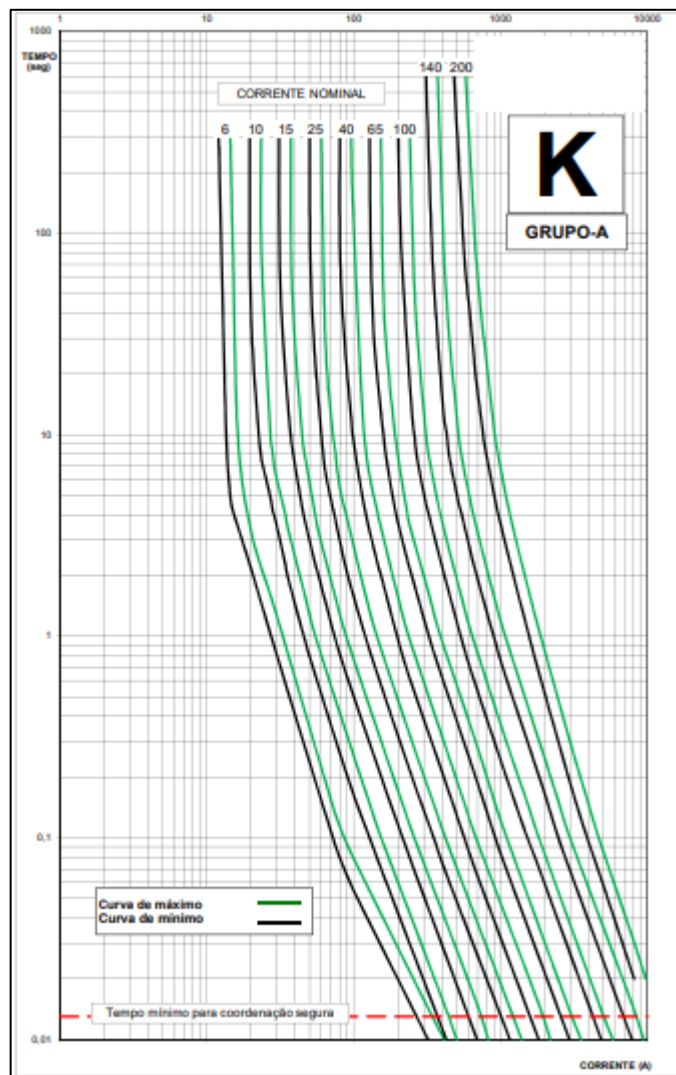


Figura 2.8- Curvas tempo x corrente de elos fusíveis tipo K (INDEL, 2020)

Uma desvantagem das chaves fusíveis é que elas operam para qualquer tipo de defeito na rede, seja ele transitório ou permanente, causando a interrupção do fornecimento de energia elétrica em situações muitas vezes desnecessárias, principalmente considerando a taxa muito maior de defeitos transitórios em redes de distribuição. Quando ocorre atuação do dispositivo, é necessário realizar a substituição do elo, fazendo com que os consumidores interrompidos tenham que esperar a equipe de operação intervir no defeito. A situação torna-se ainda mais agravante quando o defeito ocorre em regiões da rede onde o acesso para as equipes de operação é precário, fazendo com que os consumidores fiquem sem energia por tempo muito maior.

Pensando nas situações de abertura do circuito por defeitos transitórios, uma das soluções adotadas pelas empresas é a utilização de chaves repetidoras, as quais são compostas por duas ou três chaves fusíveis, uma ao lado da outra numa mesma estrutura, sendo interligadas mecânica e eletricamente, como mostra a Figura 2.9. Apenas uma das chaves do conjunto conduz a corrente do circuito e, quando ocorre a queima do seu elo, a queda dessa chave provoca o acionamento de um mecanismo que transfere o circuito para outra chave do conjunto, realizando uma espécie de “religamento automático”. Se pelo menos umas das chaves não atuar, tem-se a vantagem de restabelecer os consumidores sem a necessidade de substituição dos elos queimados, o que pode ser feito depois em um momento oportuno.



Figura 2.9 - Chave fusível religadora (INDEL, 2020)

## 2.5.2. Conjunto relé e disjuntor

Originalmente, todos os relés de proteção eram do tipo eletromecânico, porém na década de 1960 surgiram os relés eletrônicos do tipo analógico que usam componentes eletrônicos discretos. Nos últimos anos, ocorreu o desenvolvimento dos relés eletrônicos baseados em microprocessadores e estes estão sendo aplicados a uma taxa crescente. Tais relés são algumas vezes referidos como relés de tipo numérico, uma vez que as entradas analógicas são convertidas em números digitais que são então processados dentro do relé (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

Os relés de proteção numéricos, também denominados *Intelligent Electronic Devices* (IED) possuem sua operação baseada em algoritmos, em que os dados analógicos como corrente e tensão são convertidos em informações numéricas e comparados com valores de ajustes. Mesmo considerados como IED, os relés não são capazes de agir por conta própria e todas as suas ações são tomadas com base em ajustes previamente definidos (SILVA, 2014).

Estes dispositivos são atualmente os equipamentos de proteção mais usados nas saídas dos alimentadores fazendo as funções de proteção de sobrecorrente de fase (50/51) e neutro (50N/51N) com religamento automático feito através de relé de religamento (ANSI 79). A função 79 nos relés de proteção tem característica de funcionamento semelhante aos religadores automáticos, podendo ser parametrizados ciclos de religamento com curvas rápidas e lentas independentes com o objetivo de limpar faltas transitórias. Através de transformadores de corrente, os relés recebem os sinais de corrente convertidos dos alimentadores, em valores secundários, por meio de ligação convencional conforme Figura 2.10.

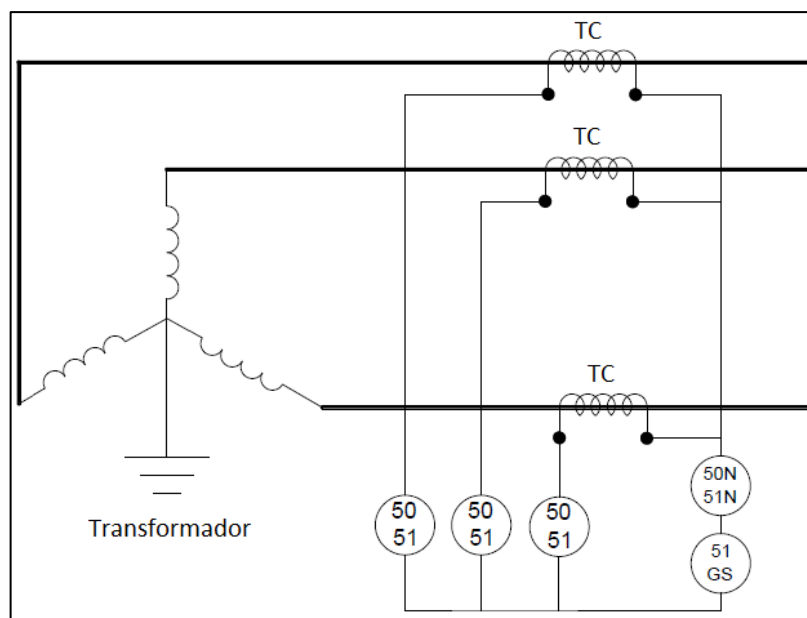


Figura 2.10 - Ligação do conjunto TC x Relé de proteção (CPFL, 2016)

Os relés são equipamentos com grau de precisão elevada, principalmente os da geração atual, microprocessados. As proteções de sobrecorrentes nos relés atuam conforme característica de curvas de tempo dependente, definidas pelas normas IEC e ANSI que possuem equações predefinidas com variáveis que dependem da corrente de curto-circuito, da corrente de ajuste do relé e de uma constante multiplicadora de tempo, e curvas de tempo independente normalmente utilizadas como a unidade instantânea. A Figura 2.11 apresenta curvas padrão IEC de tempo dependente e tempo definido para exemplificação.

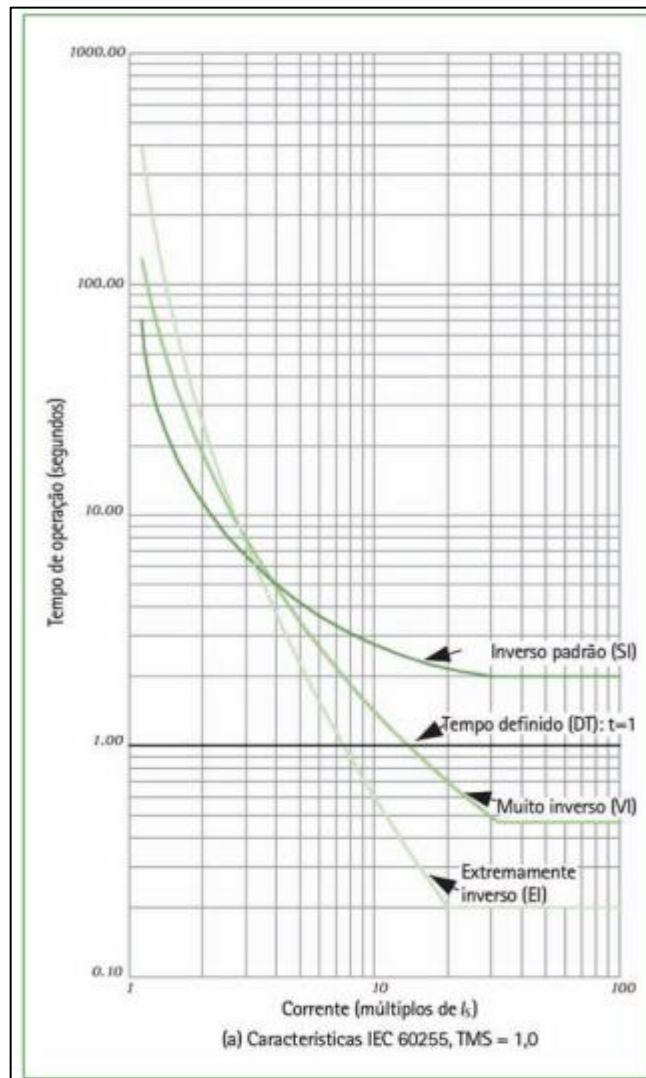


Figura 2.11 - Curvas de tempo dependente IEC (RUSH, 2011)

Após uma atuação de proteção de um relé, o mesmo envia um comando de *trip* para a bobina de abertura de um disjuntor, interrompendo o circuito. Os disjuntores de média tensão são dispositivos de atuação eletromecânica cuja finalidade principal é interromper correntes de curto-circuito de modo a assegurar o completo isolamento do equipamento e/ou de partes do sistema dentro de sua zona de proteção. A Figura 2.12 apresenta um disjuntor de média tensão



a vácuo com ênfase nos seus componentes de seccionamento, já a Figura 2.13 apresenta a vista interna deste disjuntor com a indicação de seus componentes principais.

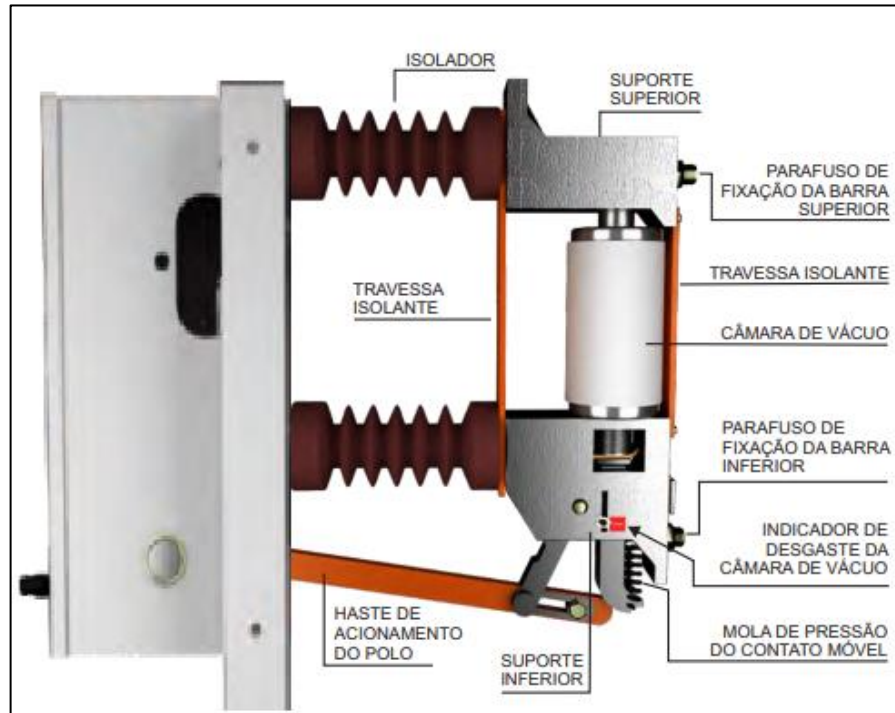


Figura 2.12 - Disjuntor de média tensão (BEGHIM, 2014)

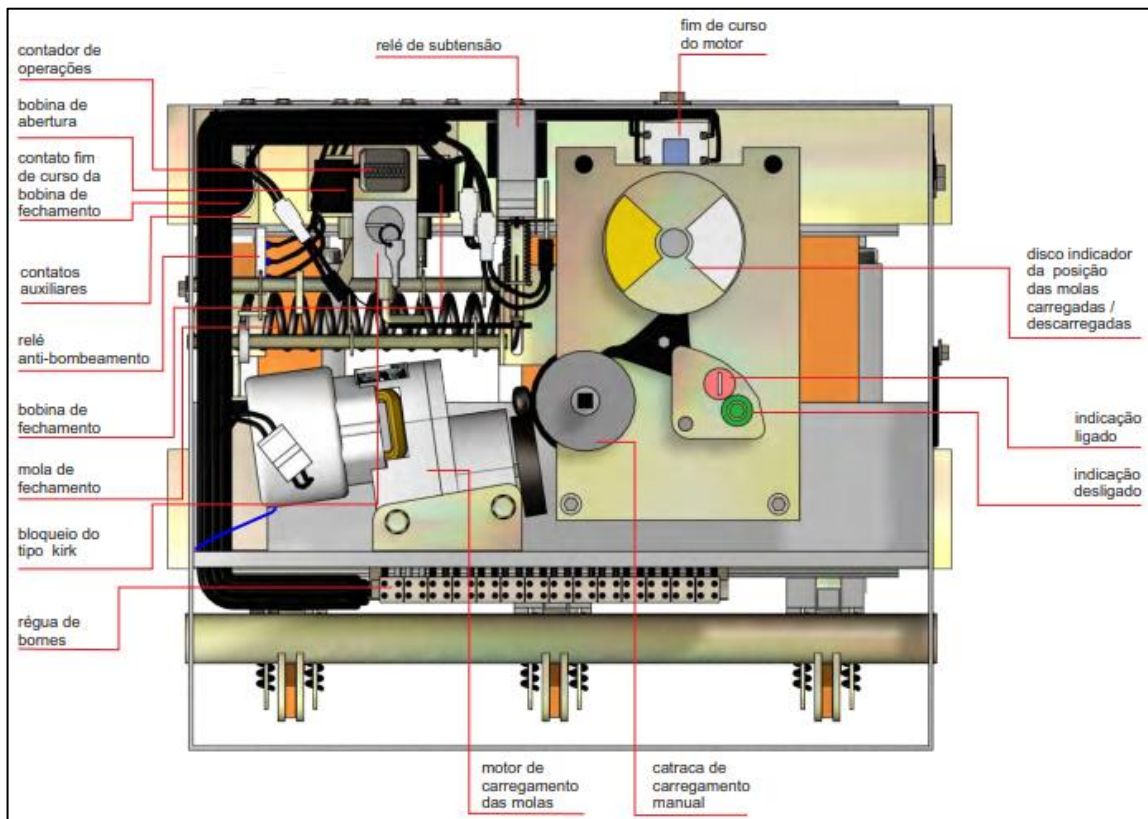


Figura 2.13 - Vista interna de um disjuntor de média tensão (BEGHIM, 2014)

A interrupção da corrente ocorre quando o relé envia um sinal de comando que ativa as bobinas de abertura e fechamento do mecanismo de ruptura alocado dentro das câmaras de extinção do disjuntor. Esse mecanismo é operado mecanicamente por um sistema de molas altamente tensionadas, tais quais os mostrados na Figura 2.13, por um sistema hidráulico ou por um sistema pneumático. Independente do mecanismo, devido à intensidade das correntes de falta a serem interrompidas, perigosos arcos elétricos surgem nas câmaras de extinção que recebem esse nome justamente pelo fato de extinguir o arco elétrico usando meios isolantes.

A caracterização de um disjuntor se dá pela forma como o arco elétrico é extinto dentro de suas câmaras. Portanto, os principais tipos de disjuntores são: a óleo, a ar comprimido, a gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) e a vácuo, sendo este último o tipo mais utilizado em saídas de alimentadores de média tensão. No disjuntor a óleo, como o próprio nome indica, os contatos são imersos em óleo isolante que é utilizado tanto na extinção do arco quanto meio isolante entre os contatos e a estrutura do disjuntor. No disjuntor a ar comprimido, o ar é o meio isolante e um jato de ar altamente pressurizado é disparado, em geral, transversalmente ao arco para extingui-lo o mais rápido possível. O princípio de operação do disjuntor a gás é similar ao de ar comprimido, contudo, o meio isolante é o gás SF<sub>6</sub> devido às suas melhores propriedades isolantes (inerte, inodoro, não inflamável e quimicamente estável). No disjuntor a vácuo há a interrupção da corrente elétrica dentro de uma estrutura chamada de ampola de vácuo, as quais são isoladas e, graças a isso, permitem que tenham uma alta taxa de vácuo em seu interior promovendo a extinção do arco elétrico (DUFOURNET, 2017).

### **2.5.3. Religadores**

Os religadores são equipamentos muito utilizados nas redes de distribuição. Versáteis, estes equipamentos podem ser utilizados na proteção da saída de alimentadores, ao longo do tronco dos alimentadores para reduzir quantidade de clientes afetados durante um evento adverso e na proteção de derivações ou ramais, ao longo do alimentador. Da mesma forma que os disjuntores, os religadores possuem unidades para proteção de fase e terra independentes.

Os religadores são equipamentos capazes de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos em condições de falta, podendo efetuá-las por um número pré-determinado de vezes, dependendo das condições operativas avaliadas pelo projetista de proteção. Podem ser programados para realizar 1, 2, 3 ou 4 aberturas, definindo o que se chama ciclo de operação. Todas as aberturas, exceto a última, são seguidas de religamento e o tempo decorrido entre uma abertura e um religamento é chamado de tempo morto.

O objetivo da realização de religamentos automáticos é a execução de testes de recomposição do circuito após sua interrupção devido à uma condição de defeito na rede. Na





condição de defeito dentro da zona de proteção do religador este deverá atuar e iniciar seu ciclo de operação. Se a falta for permanente, o ciclo será completado e o religador abrirá o circuito de forma definitiva, condição chamada de *lockout*, só podendo ser religado manualmente via comando local ou por telecomando. Nos casos de falta temporária, são executadas operações de aberturas e religamentos, mas o ciclo de operações programado não chega a ser completado (não vai a *lockout*), mantendo assim, a continuidade do serviço.

Apesar do conjunto relé-disjuntor possibilitar a prática de religamentos automáticos, a utilização dos religadores em substituição aos disjuntores para proteção de saída dos alimentadores nas subestações é uma alternativa a ser avaliada técnica e economicamente sempre que o projeto da subestação permitir. Enquanto nas subestações em que o padrão construtivo utiliza cubículos de média tensão o seccionamento é realizado através de disjuntores, em subestações com padrão construtivo ao tempo costuma-se utilizar religadores. Em subestações de pequeno porte a utilização de religadores está se tornando cada vez mais comum, visto que pode representar uma redução significativa de custos, no entanto deve-se atentar para as características de curto-circuito e coordenação de isolamento dos equipamentos na tomada de decisão do tipo a ser utilizado.

Embora apresentem características semelhantes, os dois equipamentos possuem especificações e normas técnicas distintas. Normalmente, ao contrário dos disjuntores, os religadores são fornecidos com seus circuitos de controle e proteção completos e integrados, possibilitando a intercambiabilidade do equipamento (MORAES, 2009).

Os religadores podem ser trifásicos, conforme Figura 2.14, onde é necessário o bloqueio das três fases simultaneamente, ou monofásicos utilizados para proteção de linhas monofásicas ou ramais de alimentadores trifásicos onde as cargas são predominantemente monofásicas. Quanto ao polo, elemento do religador responsável pelo seccionamento do circuito, pode possuir método de extinção a óleo ou a vácuo com o mesmo princípio dos disjuntores, sendo este último mais comum.

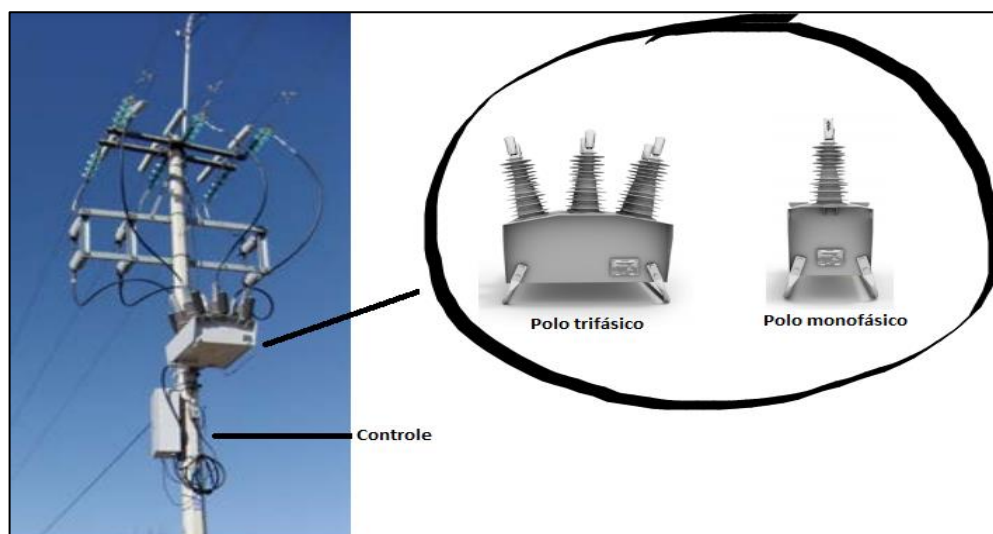


Figura 2.14 - Religadores trifásicos e monofásicos

O controle dos religadores, unidade responsável pela tomada de decisão nestes equipamentos, podem ser do tipo eletrônico, hidráulico ou microprocessado. No controle hidráulico a corrente é detectada por uma bobina de disparo conectada em série com a linha. Quando a corrente detectada é maior que seu *pickup*, o núcleo de ferro da bobina é puxado para dentro dela, fazendo com que os contatos se abram. O contato é fechado por uma mola de fechamento ou por uma bobina de fechamento energizada pela tensão do alimentador. Nos equipamentos com controle eletrônico há uma maior flexibilidade e facilidade para ajustes e ensaios, além de maior precisão quando comparados aos religadores com controle hidráulico (CEMIG, 2017).

Com o advento da tecnologia digital microprocessada, os religadores com acionamento hidráulico e eletrônico tornaram-se rapidamente obsoletos. Atualmente, é comum a substituição de equipamentos com controles cada vez mais próximos aos relés de proteção em distribuidoras de energia elétrica para atender a projetos de modernização da rede. Os religadores microprocessados possuem diversas outras funções de proteção, além das funções de sobrecorrente, com possibilidade de gravação de registros de operações, oscilografias e demais características da rede que auxiliam não apenas os engenheiros de proteção em seus estudos, mas também as demais áreas de operação, manutenção e planejamento do sistema elétrico possibilitando a realização de ações que aumentam da confiabilidade do sistema como um todo.

Em relação a sua característica de atuação, os religadores microprocessados se assemelham aos relés, possuindo curvas de operação a tempo dependente e tempo definido para fase e terra, com ampla escolha de curvas, incluindo-se aquelas definidas pelas normas IEC, ANSI e as curvas tradicionais Kyle, as quais são curvas da fabricante COOPER incorporadas

pelos demais fabricantes para compatibilidade. Os dispositivos mais modernos incluem também uma unidade sensível de terra com curvas independentes da unidade normal de terra.

Ainda dentro da característica de operação, o religador atua segundo uma sequência escolhida de religamentos, sendo que em cada operação da sequência ele pode utilizar uma curva diferente. Cada fabricantes têm sua estratégia: embora alguns fabricantes permitam curvas diferentes para cada operação, outros fabricantes permitem apenas que uma curva seja selecionada para a primeira operação e outra curva para as operações subsequentes. Geralmente, para a primeira operação, utiliza-se uma curva com um tempo de operação curto (chamada de curva rápida) e, para as operações subsequentes, é utilizada uma curva com um tempo de operação mais longo (chamada de curva lenta). Com estas possibilidades, uma das grandes vantagens dos religadores fica em evidência, que é evitar que o fusível queime por uma falta temporária, metodologia chamada de *fuse saving* (CPFL, 2016).

Considerando a utilização das curvas rápidas e lentas, as operações de um religador de quatro operações podem ser combinadas em sequências, tais como: uma rápida e três lentas; duas rápidas e duas lentas; três rápidas e uma lenta; todas lentas; todas rápidas. A Figura 2.15 ilustra a sequência de operação com apenas curvas lentas e considerando defeito transitório com religamento com sucesso na terceira tentativa. A Figura 2.16 apresenta a análise oscilográfica da sequência de operações de um religador com a primeira operação pela curva rápida, realizando três sequências de religamento sendo a última com sucesso. Na figura 2.16 é ainda possível verificar uma prática comum das concessionárias, que é a utilização de um tempo morto mais curto na primeira tentativa.

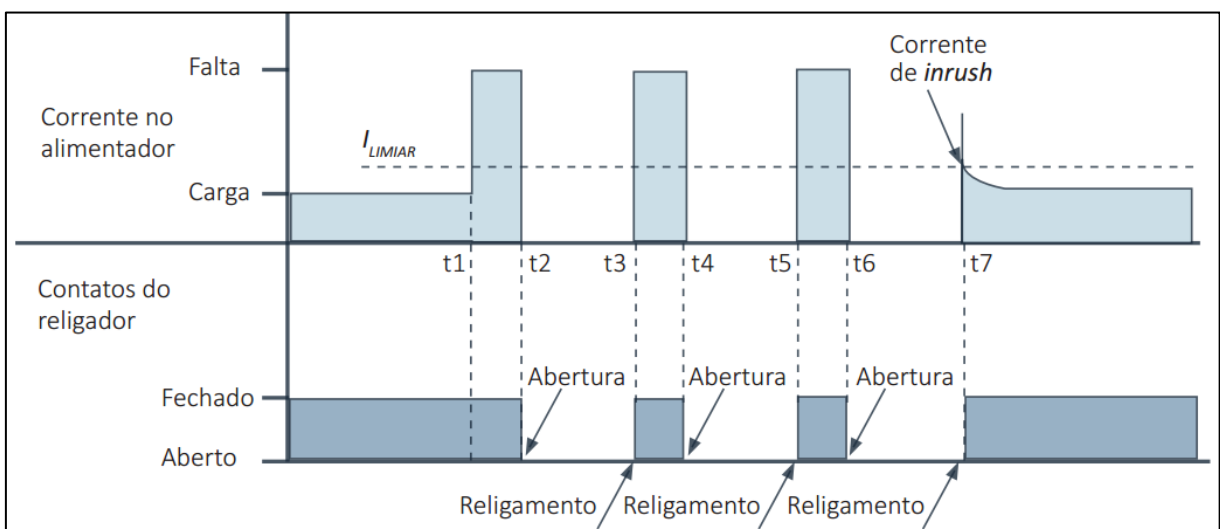


Figura 2.15 - Religamento com sucesso na terceira tentativa (FRAZÃO, 2019)



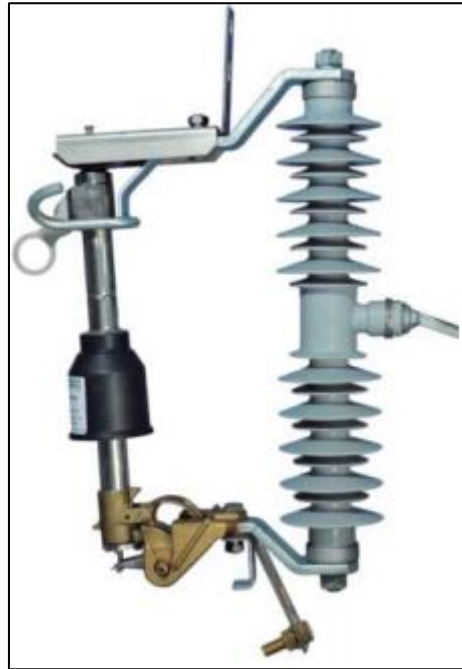


Figura 2.17 - Modelo de seccionizador monofásico (INAEL, 2020)

Atualmente, os modelos trifásicos não são mais utilizados pelas distribuidoras em função da redução do custo de um religador trifásico e suas vantagens, não compensando o uso deste dispositivo (BRAGA JR, 2017). Entretanto, os modelos monofásicos eletrônicos são amplamente utilizados em redes rurais, com grande eficácia se instalados após religadores ajustados para operação com um ou duas curvas rápidas.

Em essência, o seccionizador conta o número de operações do religador durante condições de falta. Ao circular uma corrente de curto-circuito, o seccionizador é sensibilizado e se prepara para contar caso esta corrente exceda o seu *pickup*. Esta corrente também deverá sensibilizar o equipamento de retaguarda (religador), que abrirá o circuito. O seccionizador notará a abertura do equipamento de retaguarda devido à queda da corrente para valores abaixo do seu valor de disparo e contará a operação. Decorrido o tempo morto de religamento, o equipamento de retaguarda fechará o circuito e, caso a corrente de defeito persista, o ciclo se repete. Após certo número de ocorrências o seccionizador acumula a quantidade de contagem ajustada e, durante o tempo em que o equipamento de retaguarda estiver aberto, abre seus contatos e isola o trecho defeituoso, permanecendo nesta posição até que seja realizado seu rearme. Quando o equipamento de retaguarda religar, o trecho com defeito estará isolado e o resto da rede será restabelecido normalmente. Para realizar sua função adequadamente, o seccionizador deve ser programado para contar no mínimo uma operação a menos que o total de operações programadas no dispositivo de retaguarda, permitindo que este restabeleça o suprimento de energia para áreas livres de faltas, de modo a melhorar a confiabilidade dos

serviços prestados pela concessionária aos consumidores finais (FRAZÃO, 2019).

A Figura 2.18 ilustra a sequência de operações de um religador de retaguarda com abertura do seccionizador a jusante.

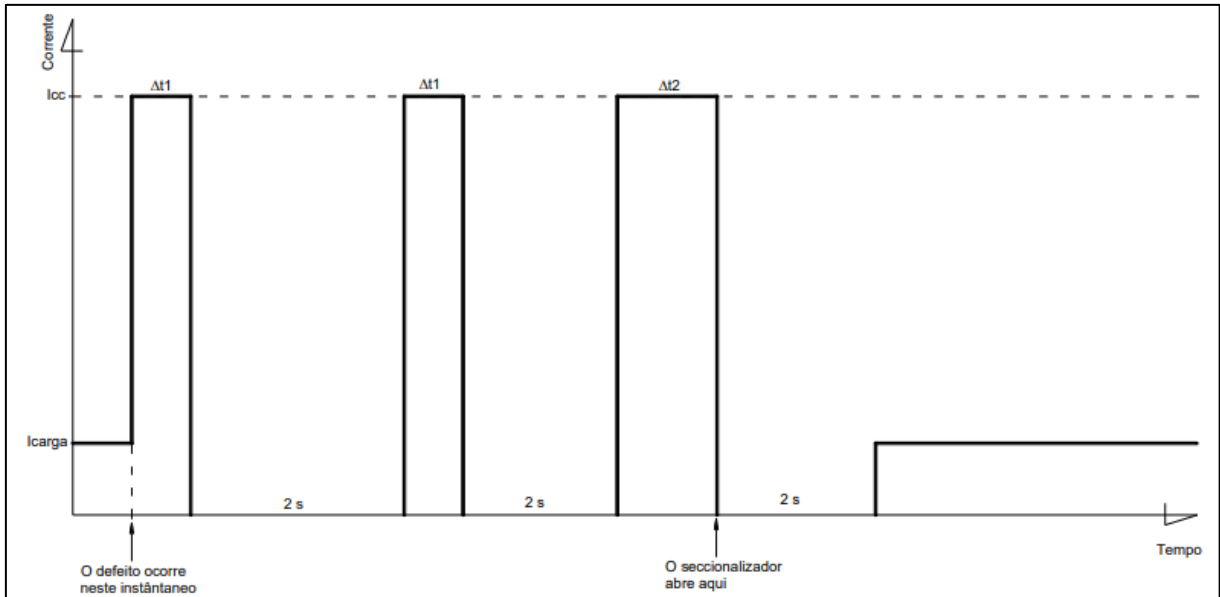


Figura 2.18- Sequência de operações de religador com seccionizador a jusante (CPFL, 2016)

A fim de aumentar a flexibilidade na utilização dos seccionizadores, é comum que estes equipamentos possuam componentes/acessórios que possibilitem tal flexibilização. Os acessórios são basicamente circuitos eletrônicos que, adicionados aos seccionizadores hidráulicos ou eletrônicos, evitam operações indesejadas e permitem a coordenação adequada com outros dispositivos de proteção. Os acessórios mais comuns são (CEMIG, 2017):

- Restritor por corrente: não permite a contagem enquanto houver corrente de carga passando pelo seccionizador após ter cessado a corrente de defeito;
- Restritor por tensão: não permite a contagem enquanto houver tensão na linha, fazendo com que o seccionizador seja capaz de contar somente as operações do dispositivo situado do lado da fonte;
- Restritor por corrente de *inrush*: não permite a contagem quando a corrente for transitória de magnetização dos transformadores e de cargas indutivas.

### 2.5.5. TripSavers e Fusesavers

Com o objetivo de aumentar a confiabilidade de seus sistemas de maneira mais eficiente, reduzindo custo de instalação de equipamentos assim como os operacionais, as distribuidoras têm investido cada vez mais em soluções inovadoras que possam gerar uma relação custo x benefício atrativo. Neste sentido, surgem dispositivos mais econômicos, com características

microprocessadas, de fácil instalação e manutenção como é o caso dos dispositivos TripSavers e Fusesavers.

Os religadores montados em chaves fusíveis, TripSavers, são equipamentos de proteção que se assemelham aos religadores monofásicos tradicionais. Possuem as diversas curvas de proteção padrão IEC e ANSI, além de curvas próprias conforme padrão do fabricante, possuindo parametrização flexível de acordo com os projetos de proteção realizados. Utilizados em ramais monofásicos, possibilitam o emprego tanto da filosofia de proteção seletiva quanto da coordenada pois permitem a utilização de curvas rápidas parametrizáveis em cada abertura do equipamento.

O equipamento TripSaver, apresentado na Figura 2.19, possui um sistema eletrônico operacional de abertura com um tempo de religamento de 5 segundos. Pode ser instalado em redes de classe nominal de tensão entre 15 e 25 kV, com capacidade máxima de interrupção simétrica de até 4,0 kA, aplicável somente a circuitos monofásicos com neutro ligado a terra.



Figura 2.19 – TripSaver (S&C, 2020)

Dentre as vantagens destes equipamentos pode-se citar:

- a) Controle microprocessado sem uso de bateria;
- b) Grande variedade de curvas promovendo flexibilidade nos ajustes;
- c) Sequências de operações parametrizáveis de forma independente;
- d) Baixo custo quando comparável a religadores padrão;
- e) Possui a função de seccionizador inclusa;
- f) Permite a simulação de fusíveis por meio de curvas que emulam estes equipamentos;



g) Fácil instalação e operação.

Dentre as desvantagens podem ser citadas:

- a) Tempo de religamento limitado a 5 s o que, em alguns trechos de redes rurais, pode ser insuficiente para eliminação de defeitos transitórios;
- b) Como não permite a gravação de hora e data, o sequencial de eventos fornecido pelo equipamento se torna ineficaz.

No âmbito dos equipamentos de proteção modernos, os Fusesavers são outra solução para a eliminação de defeitos transitórios. Com um controle de microprocessador e conexão sem fio, o Fusesaver, apresentado na Figura 2.20, possui proteção configurável e pode ser integrado ao sistema SCADA para controle remoto. Compacto e de baixo custo, quando comparado aos religadores convencionais, também possibilita o emprego das filosofias de proteção coordenada e seletiva por meio da utilização de curva rápida. Uma das suas vantagens é a possibilidade de gravação de histórico de eventos com data e hora, assim como do perfil de carga do local instalado fornecendo subsídios para a melhoria da proteção. Como desvantagem deste equipamento, pode-se citar a flexibilidade limitada em relação a seus ajustes devido a variação limitada de curvas características.



Figura 2.20 – Fusesaver (SIEMENS, 2020)

## 2.6. Metodologia clássica de definição de ajustes de proteção – Filosofia seletiva

A filosofia de proteção consiste na técnica de selecionar, aplicar, coordenar e ajustar os vários equipamentos e dispositivos de proteção de um sistema elétrico, de forma que estes guardem entre si uma determinada relação. Neste contexto, a filosofia de proteção seletiva é





aquela em que o intervalo de seletividade entre as curvas dos equipamentos é aplicado sempre no sentido de manter a seletividade, ou seja, sempre respeitando a sequência de atuação do equipamento protetor para o equipamento protegido tanto para defeitos transitórios quanto para defeitos permanentes.

As características dos sistemas com filosofia de proteção seletiva são (ENERGISA, 2017):

- a) As interrupções em geral são de longa duração (alguns minutos ou horas);
- b) Os consumidores em geral reclamam da demora no atendimento;
- c) Indicam os trechos que necessitam de manutenção;
- d) Necessita de maior número de pessoas para operar o sistema, para que a qualidade do atendimento não seja prejudicada;
- e) Maior custo operacional.

Para que os equipamentos tenham desempenho satisfatório segundo esta filosofia é necessário que eles sejam ajustados segundo metodologia de cálculo dos parâmetros de proteção que leve em consideração os requisitos mínimos dos sistemas de proteção descritos anteriormente em 2.4 e permitam a correta sequência de operação dos equipamentos.

Em sequência será descrita a metodologia de definição dos parâmetros de proteção para sistemas de distribuição radiais. Dado que esta é a metodologia comumente adotada nas distribuidoras esta está sendo chamada neste trabalho de metodologia clássica.

### **2.6.1. Premissas gerais**

No desenvolvimento da metodologia normalmente são adotadas as seguintes premissas:

- a) Considerando a configuração radial das linhas de distribuição os equipamentos são analisados normalmente no sentido carga a fonte (jusante a montante), em relação à seletividade;
- b) Conforme já explanado, atualmente as distribuidoras têm modernizado os seus sistemas de forma a atender aos padrões de confiabilidade e continuidade do serviço cada vez mais exigentes. Assim, dada a grande evolução da aplicação dos relés digitais microprocessados será considerada a aplicação apenas destes tipos de equipamentos.

### **2.6.2. Premissas de cálculo das correntes de curto-circuito**

Para o estudo de seletividade devem ser considerados diferentes níveis de correntes de curto-circuito, determinados para diferentes pontos do alimentador dependendo do equipamento que está sendo analisado. Essas correntes podem ser determinadas através de



cálculos manuais ou, de forma mais comum, através de softwares especializados. Independente da técnica para determinação, devem ser seguidas as seguintes observações:

- a) Para as análises de ajustes de fase, os valores das correntes para os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos devem ser determinados como valores máximos, com impedância de contato igual a zero;
- b) Para os ajustes de terra, as correntes de curto-circuito fase-terra devem ser calculadas com impedância de contato igual à zero (curto-circuito fase-terra máximo), e com impedância de contato igual à  $40 \Omega$  (curto-circuito fase-terra mínimo). Ambas utilizadas para as verificações de coordenação e seletividade entre os dispositivos;
- c) Apesar do valor de curto-circuito assimétrico ser importante para o dimensionamento e escolha dos equipamentos de proteção, para a determinação dos parâmetros de proteção devem ser consideradas apenas as correntes simétricas tendo em vista que os equipamentos atuais possuem filtros para as componentes de corrente contínua (HOROWITZ e PHADKE, 2014).

### 2.6.3. Dimensionamento dos elos fusíveis dos ramais

- a) A capacidade de interrupção das chaves fusíveis deve ser maior que a corrente de curto-circuito trifásico (simétrico e assimétrico) do ponto de instalação;
- b) A corrente nominal do elo fusível ( $I_{elo}$ ) deve ser maior que a corrente de carga prevista e deve ser considerado um fator de crescimento de carga para o horizonte futuro (3 a 5 anos), de acordo com a equação (2.1);

$$I_{elo} > KF \cdot I_{carga} \quad (2.1)$$

Onde:

$I_{carga}$ : corrente de carga máxima atual no ponto de instalação;

$KF$ : fator de crescimento da carga, dado pela equação (2.2).

$$KF = \left(1 + \frac{a\%}{100}\right)^n \quad (2.2)$$

Onde:

$a\%$ : fator de crescimento anual;  $n$ : número de anos do horizonte de estudo.

- c) A corrente nominal do elo deve ser no máximo 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínima ( $I_{CCFTmin}$ ) em sua zona de proteção e, se possível, até o fim do trecho onde ele é proteção de retaguarda, conforme equação (2.3);

$$I_{elo} < \frac{I_{CCFTmin}}{4} \quad (2.3)$$

- d) Não se utiliza elo fusível como proteção de retaguarda de religadores em um mesmo nível de tensão;
- e) Normalmente as concessionárias limitam os elos fusíveis como proteção de ramais derivando do tronco do alimentador em um valor máximo de corrente nominal devido à quantidade de consumidores afetados e às dificuldades de obtenção de seletividade quando da utilização de elos maiores. O valor comum em que os elos são limitados é 40A;
- f) O elo fusível deve fornecer proteção de retaguarda pelo menos até o primeiro equipamento a sua jusante;
- g) Seletividade elo fusível x elo fusível: A seletividade entre dois elos fusíveis em série é garantida, de acordo com a NBR 7282, se o tempo de interrupção do elo fusível protetor for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido, conforme apresentado na equação (2.4) (ABNT, 2011). Este intervalo deve ser aplicado para a maior corrente de curto-circuito que os dois dispositivos enxergam, ou seja, no ponto de instalação do fusível protetor e considerando tanto falta trifásica quanto monofásica. Caso não seja garantida a seletividade para as máximas correntes de curto, a filosofia deve ser garantida para, pelo menos, a  $I_{CCFTmin}$  no ponto de instalação do dispositivo protetor.

$$T_{máxfp} < 0,75 \cdot T_{mínfm} \text{ para } I_{ccmáx} \quad (2.4)$$

Onde:

$T_{máxfp}$ : tempo máximo de atuação do elo fusível protetor;

$T_{mínfm}$ : tempo mínimo de atuação do elo fusível protegido a montante.

#### 2.6.4. Ajustes dos relés de saída dos alimentadores

Estes equipamentos possuem unidades de fase e neutro, temporizadas e instantâneas com ajustes independentes para cada unidade. Quando a filosofia seletiva é usada, a unidade instantânea é ativada para todas as operações do equipamento, com ajustes de *pickup* mais elevados para permitir seletividade com fusíveis. Os critérios de ajustes segundo metodologia clássica são os seguintes:

- a) *Pickup* de fase unidade 51



O relé de fase deve ser ajustado para que o alimentador transporte a sua corrente de carga, considerando o fator de crescimento da carga conforme equação (2.2), mais as correntes de manobra que se fizerem necessárias, conforme equação (2.5).

$$I_{P51} > KF \cdot I_{carga} \quad (2.5)$$

Onde:

$I_{P51}$ : corrente de *pickup* da unidade temporizada de fase;

$I_{carga}$ : corrente de carga do alimentador somada com as correntes necessárias para permitir manobras.

O relé deve operar para a menor corrente de curto-circuito bifásico na sua zona de proteção principal e até a retaguarda, de acordo com a equação (2.6).

$$I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS} \quad (2.6)$$

Onde:

$I_{CC2Fmin}$ : menor curto-circuito bifásico do trecho protegido pelo disjuntor e retaguarda;

$FS$ : fator de segurança que leva em consideração erros envolvidos no cálculo das correntes de curto-circuito, erros dos TCs e erros do relé, devendo estar entre 1,2 e 2.

#### b) *Pickup* de fase unidade 50

A unidade instantânea não deverá atuar para a acorrente de magnetização dos transformadores instalados no alimentador, sob pena do disjuntor bloquear desnecessariamente, devendo ser satisfeita a equação (2.7).

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (2.7)$$

Onde:

$I_{P50}$ : Ajuste da unidade instantânea de fase.

$I_{inrush}$ : Corrente de *inrush* calculada para as cargas a jusante do disjuntor.

A unidade instantânea não deverá operar para defeitos fora de sua zona de proteção primária. Normalmente se limita a zona de proteção da unidade instantânea a 80% da zona de proteção principal do disjuntor para evitar atuações simultâneas com equipamentos a jusante, satisfazendo a equação (2.8).

$$I_{P50} > ICC_{3F80} \quad (2.8)$$

Onde:

$ICC_{3F80}$ : corrente de curto-circuito trifásico a 80% da zona de proteção da zona principal do disjuntor.

#### c) *Pickup* de terra unidade 51N



A proteção de terra é sensibilizada pela corrente residual resultante do somatório das correntes trifásicas. O desequilíbrio entre as correntes das fases pode ser obtido através da equação (2.9).

$$d_{\%} = \frac{3 \cdot \sqrt{(Ia^2 + Ib^2 + Ic^2) - (IaIb + IbIc + IaIc)}}{Ia + Ib + Ic} \cdot 100 \quad (2.9)$$

Onde:

$d_{\%}$ : Desequilíbrio entre as correntes de fase do trecho considerado, em valores percentuais.

$Ia$ ,  $Ib$  e  $Ic$ : são os módulos das correntes de carga nas três fases em amperes. Ressalta-se que esta fórmula é aproximada e considera correntes com defasamento próximo a  $120^{\circ}$ .

Dado que em sistemas de distribuição costuma-se trabalhar com o desequilíbrio máximo limitado em 30%, o ajuste de terra deve ser maior que este desequilíbrio para que não haja atuações indevidas da unidade de terra para as condições de operação normais do sistema. Algumas concessionárias recomendam ainda que a unidade de terra seja limitada a 30% do *pickup* de fase, porém limitando a um valor de corrente máximo, 60A por exemplo (CEMIG, 2017). No geral, em relação a desequilíbrio, a condição apresentada na equação (2.10) atende ao ajuste de terra.

$$I_{P51N} > \frac{d_{\%}}{100} \cdot I_{Cm\acute{a}x} \quad (2.10)$$

Onde:

$I_{P51N}$ : Ajuste da unidade temporizada de terra;

$I_{Cm\acute{a}x}$ : Corrente de carga máxima no trecho do disjuntor, considerando situações de manobra.

O relé deve ainda ser sensível ao menor curto-circuito fase-terra no final do trecho de sua zona de proteção e, se possível, até a sua zona de proteção secundária. Assim, deve-se verificar a relação dada pela equação (2.11).

$$I_{P51N} < \frac{I_{CCFTmin}}{FS} \quad (2.11)$$

Onde:

$I_{CCFTmin}$ : corrente de curto-circuito fase-terra, calculada com uma impedância de contato de  $40 \Omega$ , na zona de proteção principal e, se possível, na zona de proteção de retaguarda.

d) *Pickup* de terra unidade 50N

Assim como na unidade instantânea de fase, o *pickup* da unidade instantânea de terra deve ser limitado a uma porcentagem da zona de proteção principal do disjuntor. Dessa forma, o ajuste é determinado a partir da equação (2.12).



$$I_{P50N} > I_{CC_{FT80}} \quad (2.12)$$

Onde:

$I_{P50N}$  : ajuste da unidade instantânea de terra;

$I_{CC_{FT80}}$ : corrente de curto-circuito fase-terra simétrica a 80% da zona de proteção primária do disjuntor, calculada com uma impedância de contato igual a zero.

#### e) Seletividade relé x fusível

Para que seja garantida seletividade entre relés e elos fusíveis deve-se levar em consideração que para todos os valores de faltas possíveis, no trecho do circuito protegido pelo elo fusível o tempo total da interrupção do fusível deve ser menor que o tempo de operação do relé na curva lenta. O intervalo de seletividade entre a curva de máxima interrupção do fusível com a curva lenta dos relés deve ser de 200 ms, porém algumas concessionárias consideram que basta a curva lenta estar acima da curva de interrupção do fusível, ou seja, basta o tempo de atuação da curva lenta ser maior que o da curva de interrupção. Existem concessionárias ainda que adotam que o tempo total de interrupção dos fusíveis deve ser menor que 75% do tempo de atuação da curva lenta do relé.

Para as curvas de fase o intervalo de seletividade deve ser avaliado em relação a máxima corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do fusível e para a mínima corrente de curto-circuito bifásico no fim da zona do fusível onde o relé faz a retaguarda. Já para as curvas de terra dos relés, o intervalo de seletividade deve ser avaliado para a máxima corrente de curto-circuito monofásico (no ponto de instalação do fusível) e para a mínima corrente de curto-circuito monofásico (considerando impedância de falta de 40 Ohms). Nos casos onde a curva lenta do relé intercepta a curva de interrupção total do fusível, conforme apresentado na Figura 2.21, verifica-se que para valores de curto-circuito menores não há seletividade. O ponto de interseção entre as curvas de total interrupção do fusível com a curva lenta do relé é chamado de ponto de mínimo.

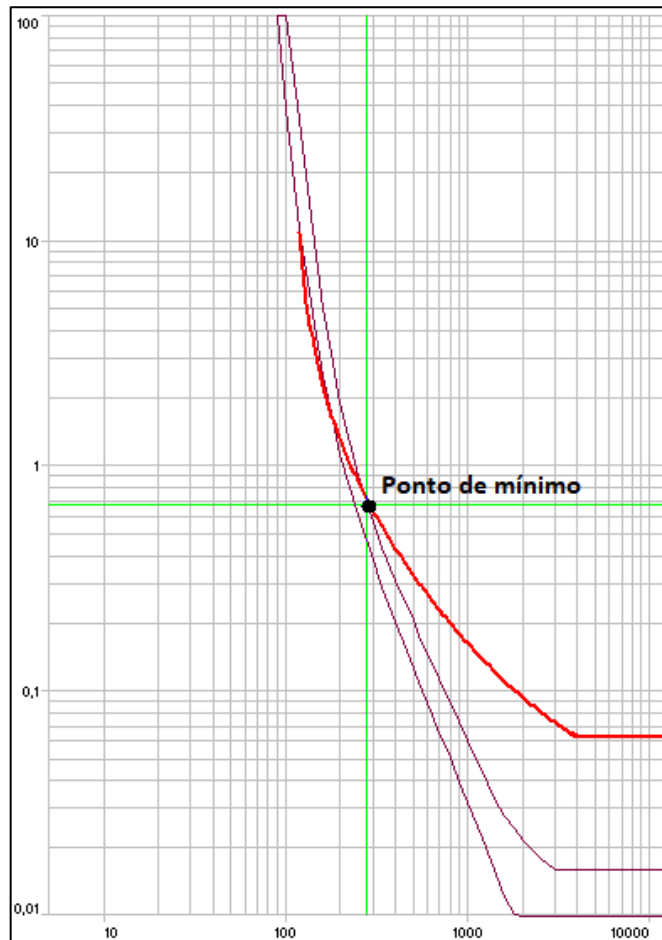


Figura 2.21 - Ponto de mínimo

f) Seletividade relé x religador ou relé x relé

Ao instalar o religador na zona de proteção do disjuntor, deve-se assegurar que os relés de fase e de terra que controlam o disjuntor não atuem até que o religador execute sua sequência de manobras no caso de faltas permanentes. Para evitar a operação do disjuntor, um intervalo de seletividade adequado deve ser considerado para selecionar a curva de operação do relé. Verifica-se neste caso que o disjuntor é o equipamento protegido e o religador é o equipamento protetor, os quais serão tratados por essas denominações.

Pode-se dizer que a seletividade está garantida quando as curvas lentas de proteção de fase e terra do equipamento protetor estiverem afastadas de, no mínimo, 0,2 s das curvas lentas de fase e neutro do equipamento protegido, conforme pode ser observado na Figura 2.22.

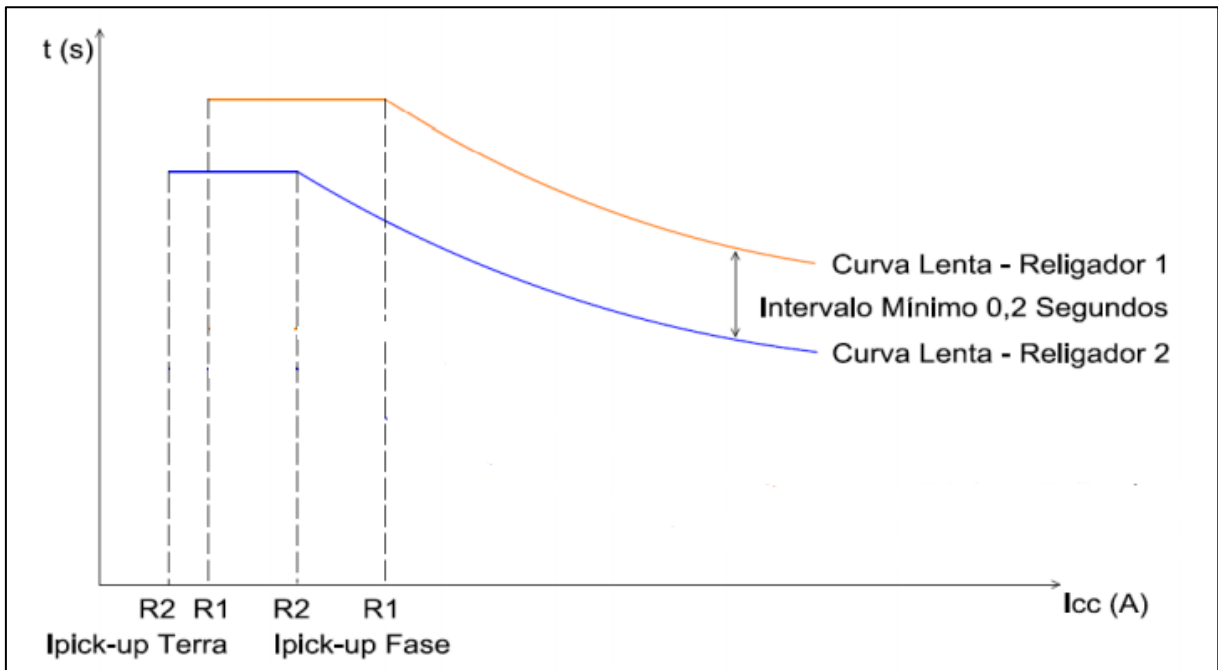


Figura 2.22 - Intervalo de seletividade entre equipamentos microprocessados

O intervalo de seletividade deverá ser aplicado a toda faixa de corrente na zona mútua. Para as unidades de fase verifica-se para a corrente de curto-circuito trifásica no ponto do equipamento protetor e para a corrente de falta bifásica no fim da sua zona de proteção. Da mesma forma, para a unidade de terra, verifica-se para a máxima corrente de falta monofásica que o equipamento protetor enxerga (no seu ponto de instalação) e para a mínima corrente de curto-circuito monofásico no fim de sua zona de proteção.

### 2.6.5. Ajustes dos religadores

Considerando que, assim como os relés de proteção, os religadores também são equipamentos digitais microprocessados com características semelhantes, pode-se considerar que a forma como os religadores são parametrizados é igual aos relés de proteção, no que diz respeito a determinação de suas curvas.

Dessa forma o *pickup* dos religadores, para suas unidades de fase e de terra, devem ser determinados conforme equações (2.5) a (2.12). A seletividade em relação aos elos fusíveis pode ser conseguida com as mesmas considerações da alínea “e” do item 2.6.4, e em relação aos demais equipamentos religadores e relés deve ser analisado conforme a alínea “f” do mesmo item considerando o que é equipamento protetor e protegido.

### 2.6.6. Ajustes dos seccionalizadores

Conforme citado anteriormente, os seccionalizadores não possuem curva tempo x corrente. Apesar disso, os critérios que devem ser considerados para que eles operem de maneira





seletiva com os dispositivos de religamento a montante são (SILVEIRA, GALVANI e SOUZA, 2011):

- a) Os seccionalizadores só podem ser usados em série com um dispositivo de retaguarda (religador ou disjuntor com relé de religamento);
- b) A corrente mínima de curto-circuito na zona de proteção do seccionizador deve ser maior que a corrente mínima de *pickup* desse dispositivo;
- c) O religador ou o equipamento de proteção de retaguarda deve ser capaz de sentir a corrente mínima de falta na zona de proteção do seccionizador;
- d) O número de operações do seccionizador deve ser no mínimo uma a menos que o número de operações programadas para o religador;
- e) O tempo de memória do seccionizador deve ser maior que o tempo total acumulado do religador, que é a soma dos tempos de abertura (excluída a primeira) com os tempos de religamento. Caso essa condição não seja satisfeita, uma contagem poderá ser perdida durante o ciclo de operação do religador levando o seccionizador a uma contagem extra, não impedindo, portanto, que o religador interrompa o circuito em condições de falta permanente. Além disso, a soma dos tempos de abertura não deve exceder a 70% do tempo total acumulado.

## **2.7. Metodologia clássica de definição de ajustes de proteção – Filosofia coordenada**

Na filosofia de proteção coordenada o ajuste dos religadores ou relés de retaguarda é feito de maneira a evitar que interrupções sustentadas ocorram devido a faltas temporárias, eliminando estes tipos de defeitos por meio do religamento automático sem que haja a operação do dispositivo de proteção local, ou de maneira a eliminar o defeito caso o dispositivo de proteção local, mais próximo da falta, falhe na atuação (LUIZ, 2012).

De forma mais específica, esta filosofia tem como objetivo impedir a atuação de fusíveis em faltas transitórias e, por isso, é também conhecida como *fuse saving*. A adoção da filosofia coordenada tem um impacto positivo na continuidade do fornecimento de energia, pois, ao evitar a abertura da chave fusível do trecho onde ocorreu uma falta temporária, evita-se que os consumidores desse trecho sofram uma interrupção prolongada, melhorando os indicadores de continuidade e reduzindo o pagamento de compensações. O impacto positivo da utilização desta filosofia torna-se ainda mais evidente nos locais em que a operação de fechamento da chave fusível demanda muito esforço por condições de difícil acesso, deixando os consumidores do trecho por muito tempo sem energia.



### 2.7.1. Premissas gerais

Na utilização da filosofia coordenada os relés/religadores devem ser ajustados para realizar a sua primeira operação na curva rápida, abrindo seus contatos antes que o elo fusível queime, na expectativa de que, ao religar o circuito, o defeito já tenha desaparecido. Caso a corrente de falta ainda persista, o relé/religador deve realizar pelo menos uma operação na curva lenta, assumindo que a falta é permanente e o defeito se originou a jusante do elo fusível, assim, é dado um tempo maior para que ele se funda na esperança de isolar o trecho defeituoso. As curvas lentas dos equipamentos são determinadas conforme a metodologia seletiva de 2.6.

Um dos problemas em se utilizar a curvas rápidas é a questão do *inrush*, que é uma corrente transitória elevada quando da energização de transformadores. No geral, os equipamentos devem ser parametrizados de forma a não atuar para esta corrente pois ela é uma condição intrínseca do sistema, porém ao se utilizar curvas rápidas pode-se ter atuação devido a esta corrente.

Apesar do supracitado, deve-se observar que na filosofia *fuse saving*, a unidade instantânea está ativa apenas na primeira operação do disjuntor, ficando bloqueada nas demais. Além disso, os equipamentos de proteção digitais possuem ferramentas que reconhecem este tipo de corrente e permitem seu funcionamento correto, por exemplo: sempre que o equipamento for fechado manualmente, a unidade instantânea também é bloqueada pelo tempo suficiente para que a corrente de *inrush* desapareça, esta função dentro de um equipamento microprocessado muitas vezes é chamada de bloqueio de *inrush*.

Assim, a premissa em relação a estas correntes é que não há necessidade de consideração nos *pickups* dos equipamentos, visto que a mesma não afetará a correta atuação do sistema de proteção.

Um segundo ponto é que para esta filosofia podem ser dimensionados tantos os fusíveis quanto os religadores de forma a alcançar o objetivo de salvar fusíveis. Nesta dissertação os elos fusíveis serão considerados fixos, por motivos de ser muito mais simples o dimensionamento de relés e religadores dada a sua evidente flexibilidade nos ajustes.

Em relação aos relés e religadores, considerando o abordado em 2.6.5 onde a forma de parametrização foi a mesma para os dois tipos de equipamentos, tais equipamentos serão tratados apenas como equipamentos microprocessados de forma que sua parametrização englobe tanto os relés quanto os religadores.

### 2.7.2. Ajustes dos equipamentos microprocessados

- a) Coordenação relés/religadores x elos fusíveis

Para que seja garantida a coordenação entre estes dispositivos, em todos os valores de corrente de falta no trecho protegido pelo elo fusível, o seu tempo mínimo de fusão deve ser maior que o tempo de abertura do relé/religador na curva rápida. O ponto de interseção da curva de tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do equipamento a montante define o ponto de máximo, onde ocorre a máxima corrente de falta que garante a coordenação, como mostra a Figura 2.23. Para correntes acima desse ponto, não há coordenação, pois o elo sempre atua antes ou simultaneamente ao religador, havendo somente seletividade visto que há religamento.

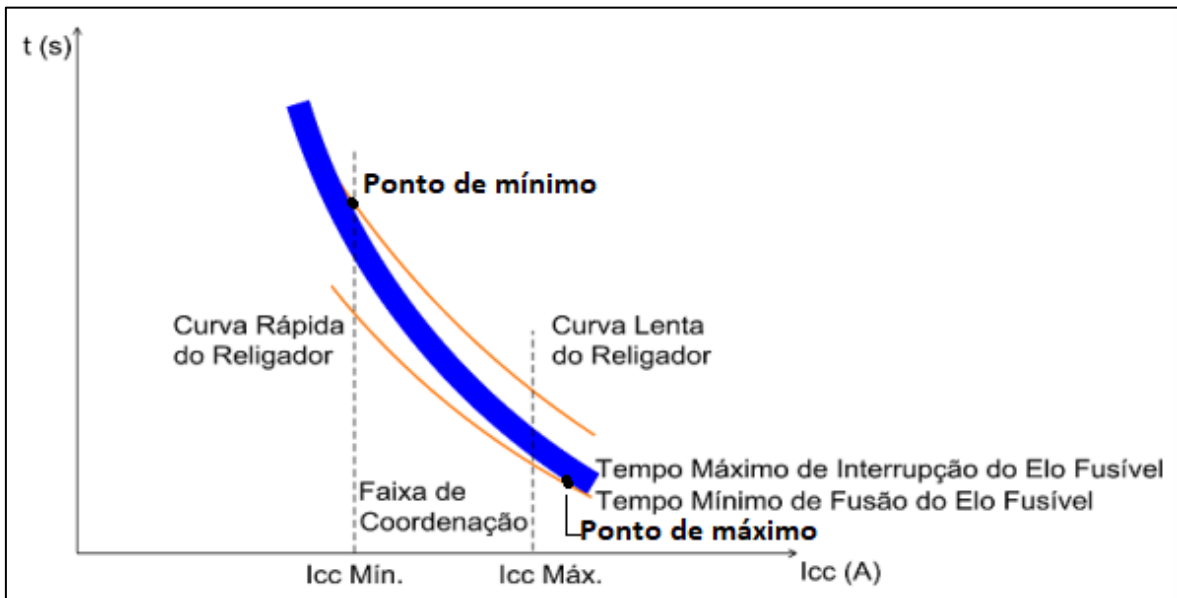


Figura 2.23 - Coordenação com elo fusível (CEMIG, 2017)

Para que seja verificada a coordenação entre as curvas rápidas dos equipamentos e a de mínima fusão dos elos deve-se utilizar um fator de segurança K. A coordenação é garantida se o tempo de atuação do religador na curva rápida multiplicado por K for menor que o tempo de atuação do elo fusível na curva de mínima fusão. Este fator permite que haja um tempo adequado entre a operação do religador na curva rápida e o tempo mínimo de fusão do elo, a fim de evitar danos ao elo fusível devido ao aquecimento e resfriamento dos elos fusíveis em decorrência dos religamentos. Os valores do fator K estão indicados na Tabela 2.2 e variam com o número de operações rápidas e com o tempo de religamento.

Tabela 2.2 - Fatores K para curva rápida (ENERGISA, 2017)

Tempo de religamento	Uma operação rápida	Dois operações rápidas
0,5	1,2	1,8
1	1,2	1,35
1,5	1,2	1,35
>1,5	1,2	1,35



Na curva rápida, a coordenação entre o relé/religador e o elo fusível deverá ser verificada para a corrente de falta trifásica e fase-terra no ponto de instalação do fusível para proteção de fase e neutro respectivamente. Sempre que a coordenação for conseguida para defeitos fase-terra, será garantido que, para os defeitos entre fases, haverá pelo menos seletividade, podendo ocorrer a coordenação para os dois tipos de defeitos (CPFL, 2016).

Os *pickups* das curvas rápidas de fase e neutro devem obedecer aos mesmos critérios definidos para a seletividade. Além disso, as curvas lentas devem ser selecionadas e parametrizadas de acordo com o estabelecido em 2.6.4.

#### b) Coordenação entre equipamentos microprocessados

A coordenação entre dois ou mais religadores instalados em série tem como objetivo limitar as interrupções no menor trecho possível do circuito.

Em teoria, para que haja coordenação entre as curvas rápidas dos equipamentos deveriam ser avaliados os pontos para as máximas correntes de curto-circuito trifásico e monofásico no ponto equipamento protetor, assim como as correntes de curto-circuito bifásico e monofásico mínimo na zona de proteção mútua entre equipamento protetor e protegido, considerando um intervalo de seletividade de 200 ms.

Como a utilização do intervalo de seletividade mencionado levaria a tempos de operação que iria contra a filosofia coordenada, é admissível a operação simultânea dos religadores, quando ambos estão ajustados para operação rápida, dada a dificuldade em obter coordenação adequada, devido aos tempos serem muito pequenos.

Em resumo, na curva rápida os dois religadores atuarão simultaneamente na maioria das vezes. Desta forma, as sequências de operações mais adequadas para os religadores são  $2R + 2L$  para o RL protetor e  $1R + 3L$  para o RL retaguarda (ELEKTRO, 2014).

## 2.8. Políticas de Religamentos Automáticos em Redes de Distribuição

De forma geral, os religadores são projetados para contagem e registro de até três operações de fechamento e, após uma operação de abertura final, eles bloqueiam a sequência de abertura/fechamento, definindo assim o ciclo de operação. Mesmo permitindo que qualquer atuação, dentro do ciclo de religamento, seja por curva rápida ou lenta, as combinações de sequência de operação comumente utilizadas incluem:

- a) Uma rápida e três lentas ( $1R + 3L$ );
- b) Duas rápidas e duas lentas ( $2R + 2L$ );



- c) Três rápidas e uma lenta (3R + 1L);
- d) Todas lentas (4L).

Os tempos de religamento, conhecido também como “tempo morto”, intervalo compreendido entre a operação de abertura e em seguida fechamento dos contatos, podem ser parametrizados com tempos que vão de 1 s a 180 s dependendo do fabricante. É válido citar ainda que não há consenso entre as empresas de distribuição de energia no Brasil sobre a parametrização do tempo morto, devendo ser avaliado conforme necessidade.

Estudos realizados em uma distribuidora no Brasil revelaram que 70% dos defeitos transitórios são eliminados ainda no primeiro religamento automático, 10% no segundo e outros 10% no terceiro, com tempos de religamento praticados na primeira, segunda e terceira aberturas de 10, 20 e 30 s respectivamente (BRAGA JR, 2017).

O número de operações pode variar de acordo com a característica da rede. Nos religadores usados na zona rural, deve-se, preferencialmente, parametrizar 4 operações de abertura, escolhendo uma sequência com duas curvas rápidas e duas curvas lentas (2R + 2L) a fim de reduzir a quantidade de queimas de elos fusíveis durante faltas temporárias. Já na zona urbana, para todos os casos em que a característica da carga a ser atendida permita a utilização de operações rápidas, deve ser adotada a filosofia coordenada com a utilização de uma curva rápida e três lentas (1R + 3L) e, onde as operações rápidas possam causar problemas aos consumidores, todas as operações podem ser lentas (4L).

Quando a filosofia de proteção for a seletiva, ou seja, com a utilização apenas de curvas lentas, o número de religamentos dos equipamentos protetor e protegido deve ser de acordo com as necessidades do trecho sendo que não há necessidade de relação entre os religamentos dos equipamentos. Já na filosofia coordenada deve-se atentar que, normalmente, o número de operações pela curva rápida do equipamento protetor deve ser menor que o número de operações na mesma curva para o equipamento protegido.

## **2.9. Considerações finais**

O sistema de proteção é parte fundamental das redes de distribuição e garante o fornecimento de energia elétrica com qualidade aos consumidores de uma determinada região quando seus equipamentos, filosofias e dimensionamentos estão de acordo com uma metodologia bem definida e assertiva. Em contrapartida, uma proteção mal dimensionada pode vir a prejudicar a operação do sistema se convertendo em multas para empresa, ressarcimentos de danos aos consumidores e impactos nos indicadores de qualidade da empresa. Neste sentido,



investimentos em equipamentos, softwares e estudos de proteção por parte das concessionárias são necessários e geram retornos expressivos a médio e longo prazo.

A filosofia a ser adotada depende das características de cada alimentador, no que diz respeito aos tipos de rede, consumidores, padrão construtivo etc. Porém, considerando que parte significativa das ocorrências na distribuição, tanto em redes urbanas quanto rurais, estão ligadas a causas transitórias tais como a presença de árvores e animais na rede, verifica-se a importância da aplicação de uma filosofia mista com aplicações das filosofias seletiva e coordenada ao longo do alimentador.



## **3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - CONCEITOS**

### **3.1. Considerações Iniciais**

Neste capítulo será apresentado um panorama da geração distribuída no cenário mundial e nacional, conceitos básicos e as principais tecnologias de GD. Serão apresentadas ainda as participações de cada fonte e suas perspectivas futuras de forma a demonstrar o grau de inserção das GDs no Brasil. O capítulo trata de GDs de uma forma geral, abordando os aspectos regulatórios e dá uma visão sobre como as concessionárias estão abordando o assunto. Por fim, busca-se dar uma visão sobre o aspecto de ilhamento das GDs, suas vantagens e desvantagens.

### **3.2. Histórico e conceitos iniciais**

#### **3.2.1. Contexto mundial**

Na década de 80 do século XIX, quando houve os primeiros passos para distribuição de energia elétrica, onde a geração de energia era realizada localmente e distribuída por curtas distâncias, devido às dificuldades técnicas da época, o modelo adotado era sempre unidirecional – do local de geração para as unidades de consumo. Eram, portanto, redes centralizadas de pequeno porte.

No entanto, no início do século 20, as usinas de energia tornaram-se maiores e mais eficientes. O uso de corrente alternada permitiu a transmissão de energia por longas distâncias, reduzindo custos. Os avanços tecnológicos, transformadores e linhas de transmissão foram aprimorados, e o uso de tensões mais altas aumentou a capacidade de produção de energia. Na década de 1930, com o aumento da demanda por industrialização, as turbinas hidráulicas já possuíam maior capacidade de geração de energia. Nas décadas que se seguiram, os custos de operação e manutenção de usinas hidrelétricas inferiores a 15 MW (muitas das quais utilizavam tecnologias consideradas obsoletas) passaram a ser superiores à receita por elas gerada. Como resultado, a produção centralizada de energia instalada em grandes usinas e longe dos centros urbanos tornou-se popular (ABGD, 2020).

Com o crescimento da demanda por energia e o avanço tecnológico, as termelétricas tornaram-se a principal escolha dos países industrializados com fontes de energia fóssil como carvão, petróleo e gás natural ocupando espaço mundial. Ainda hoje, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o carvão é a principal fonte de eletricidade do mundo, respondendo por 38% do substrato, seguido pelo gás natural (23%) e energia hidrelétrica (16%) (ABGD, 2020).



Esse modelo perdurou por quase um século, até a década de 1970, com a primeira crise do petróleo, que fez com que a sociedade despertasse a demanda por alternativas ao sistema elétrico global. A crise do petróleo introduziu fatores disruptivos que alteraram irreversivelmente esta situação, revelando a importância de se obter economias de escala, por exemplo, na combinação de calor e energia (INEE, 2020). Ainda nesta época ocorreram os primeiros avanços na difusão de tecnologias renováveis, com a aprovação do *Public Utility Regulatory Act* (Lei PURPA) que incentivava concessionárias locais a comprar energia de produtores independentes na Califórnia, um dos estados pioneiros (CASTRO e DANTAS, 2018).

Desde então, diversos países na Europa começaram a estudar e a avaliar o uso de novas fontes de energia e de novos modelos para o funcionamento do setor, onde local ocorreram as primeiras e mais significativas reformas no sentido de fomentar o que hoje vem a ser chamado de geração distribuída. Em 1991, na Alemanha, foi instituída uma lei obrigando as concessionárias a comprar de consumidores a energia gerada a partir de fontes renováveis, pagando pela energia uma tarifa pré-estabelecida, um mecanismo de remuneração denominado *feed-in tariff* (FIT). O objetivo é remunerar o gerador também pelo investimento inicial, funcionando como uma política de incentivo à geração distribuída (ABGD, 2020).

A exemplo da Alemanha, na mesma década, Japão e Estados Unidos também fomentaram a instalação de sistemas fotovoltaicos e a geração de energia pelos próprios consumidores, em geral com a oferta de subsídio de parte dos custos de instalação, isenção fiscal ou linhas de financiamento com juros reduzidos e prazos alongados. Tais iniciativas foram fundamentais no esforço de modernização do sistema elétrico, diversificação da matriz energética e difusão da geração distribuída no mundo (ABGD, 2020).

### **3.2.2. Contexto nacional**

O cenário nacional seguiu os moldes dos demais países industrializados com a volta da discussão sobre energias renováveis após a crise do petróleo na década de 70. No Brasil, a reestruturação do setor elétrico, iniciada na metade da década de 1990, redefiniu o papel do estado no setor, introduzindo a concorrência na oferta de serviço de energia. A reforma incluiu a desverticalização das atividades, separando os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e estimulou a entrada da iniciativa privada no setor. Em 1995, o governo federal lançou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro em que traçava os princípios básicos para o novo modelo setorial (ABGD, 2020).





Apenas em 2004, a definição de geração distribuída foi oficialmente instituída a partir do Decreto-Lei nº 5.163, tal como segue (BRASIL, 2004):

“Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de:

- I - Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- II - Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.”

Apesar da iniciativa, a possibilidade de gerar a própria energia se concretizou de fato em 2012, com a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL. Tal resolução autorizou a geração a partir de fontes renováveis e estabeleceu as condições para a microgeração e a minigeração distribuída. Além disso, a partir desta data foi criado o sistema de compensação, possibilitando o repasse do excedente à rede pública de distribuição de energia em troca de desconto na conta de energia elétrica.

A produção de energia é classificada como geração distribuída quando é realizada a partir de fontes renováveis, com equipamentos ou sistemas instalados na própria unidade consumidora (casa, edifício, fazenda, estabelecimento comercial ou industrial) ou em local próximo a ela, desde que estejam na mesma área de concessão. O consumidor deve estar ligado à rede, tanto para enviar os excedentes de energia gerada como para utilizar energia da rede quando seu sistema próprio não estiver gerando. Por definição, os equipamentos ou centrais geradoras com potência até 75 kW são considerados microgeração distribuída, já na minigeração a potência deve estar entre 75 kW e 5 MW (ABGD, 2020).

Em 2015, através da Resolução Normativa nº 685, de 5 de novembro, publicada pela ANEEL, foi ampliado o escopo das normas ao permitir a geração de energia para consumo coletivo, como condomínios, e a possibilidade de uso da energia em outra unidade pertencente ao mesmo proprietário, desde que na área de concessão da mesma distribuidora.

Com todos os incentivos, a microgeração e a minigeração distribuídas vêm crescendo exponencialmente no país, mas sua participação no sistema elétrico brasileiro ainda é pequena. As mais de 200 mil usinas geradoras respondem por menos de 1% da matriz energética nacional.

No geral, as GD trazem benefícios e desafios tanto para o sistema elétrico quanto para os consumidores, dentre os quais podem ser citados (ABGD, 2020):

- a) Benefícios para o sistema elétrico
  - Menor impacto ambiental;
  - Diversificação da matriz energética;



- Redução das perdas de energia na transmissão e distribuição;
  - Melhora no nível de tensão da rede no período de carga pesada;
  - Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e de transmissão.
- b) Benefícios para os consumidores
- Uso de fontes renováveis;
  - Melhoria em alguns aspectos da qualidade da energia elétrica, como a melhora no nível de tensão por exemplo;
  - Menos falhas no fornecimento;
  - Redução de custos no longo prazo;
  - Garantia de fornecimento em locais remotos.
- c) Desafios para o sistema
- Maior complexidade na operação da rede;
  - Necessidade de adequação da forma de cobrança pelo uso do sistema elétrico;
  - Racionalização dos tributos;
  - Alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.
- d) Desafio para os consumidores
- Alto investimento inicial;
  - Burocracia no processo para acesso à rede;
  - Equipamentos importados, com custos sujeitos a variações cambiais.

### 3.3. Tecnologias

No Brasil, a ANEEL divide os tipos de geração distribuída, conforme sua fonte de geração, em quatro grandes grupos CGH - Central Geradora Hidroelétrica, EOL - Central Geradora Eólica, UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica e UTE - Central Geradora Termelétrica.

#### 3.3.1. EOL - Central Geradora Eólica

A energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento se dá utilizando-se turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores, que transformam a energia cinética do vento em energia mecânica e, após isso, em energia elétrica. Uma turbina eólica é composta dos seguintes elementos (LELLYS, SILVEIRA, *et al.*, 2012):

- a) Uma torre, que permite elevar a turbina eólica até ventos mais regulares;



- b) Uma nave que contém o sistema mecânico;
- c) Um eixo que permite a rotação das pás e transmite a energia mecânica ao gerador de indução;
- d) As pás, que “absorvem” a energia cinética do vento.

Existem atualmente quatro diferentes tipos de geradores que podem ser utilizados no sistema, sendo eles (PEDRO, 2018):

- a) Gerador de indução em gaiola: pode ser utilizado em conjunto com os dois tipos de turbina, de velocidade fixa ou variável, sendo necessário conecta-lo a *soft-starter* limitar a corrente de partida que esse gerador pode alcançar, podendo ser superior a seis vezes o valor nominal;
- b) Gerador de indução de rotor bobinado: o tipo de gerador mais utilizado em sistemas eólicos, onde o controle do escorregamento e torque é executado através de conversores eletrônicos acoplados ao rotor;
- c) Gerador síncrono de ímãs permanentes: conectado diretamente à turbina eólica, e sua conexão à rede é feita por meio de dois conversores *back-to-back*;
- d) Gerador síncrono de rotor bobinado: possui como vantagens o suporte de tensão durante condições de falta, controle da potência reativa em uma determinada faixa, limite da máxima geração de potência e transitórios de corrente na partida.

### 3.3.2. UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica

A energia solar se refere à energia proveniente da luz e calor do sol. Existem várias tecnologias capazes de utilizá-la, como o aquecimento solar, que usa o calor do sol diretamente para aquecer outro meio (geralmente água), e as placas fotovoltaicas.

Das tecnologias existentes, a forma de uso mais disseminada é a energia solar fotovoltaica. Essa tecnologia se baseia no uso de módulos solares, constituídos de células fotovoltaicas, que fazem a conversão da radiação em eletricidade. Essas células fotovoltaicas são fabricadas com materiais semicondutores, sendo o material mais popular o silício. Quando os fótons (partículas que formam a luz solar) atingem as células fotovoltaicas, parte deles é absorvida, despertando os elétrons do material semicondutor e, assim, gerando eletricidade. Quanto maior a intensidade da luz solar, maior o fluxo da eletricidade gerada.

Dentre os tipos de células encontradas no mercado, as principais células utilizadas são (PEDRO, 2018):

- a) Células de Silício Monocristalino: é a tecnologia mais antiga e possui a maior eficiência do mercado, variando de 15 a 22%;



- b) Células de Silício Policristalino: a principal diferença dessas células para a explicada anteriormente é o método para fundição dos cristais. Sua eficiência é ligeiramente mais baixa do que a célula monocristalina, sendo de 14 a 20%. Como vantagens pode-se citar o seu preço, um pouco mais barato do que o painel solar de silício monocristalino, e a vida útil, que também é maior que 30 anos;
- c) Células de Silício Amorfo: Sua eficiência na conversão de luz solar em eletricidade varia entre 5 e 7%, o que torna essa tecnologia pouco utilizada para fabricação de painéis solares;
- d) Células de Filmes Finos: Essas células são formadas a partir do depósito de uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. O material fotovoltaico pode ser silício amorfo, telureto de cádmio, cobre, índio e gálio seleneto e células solares fotovoltaicas orgânicas. Sua eficiência depende da tecnologia utilizada, ficando entre 7 e 13%. Uma das vantagens desse tipo de célula é que, ao poder depositar as camadas finas em diferentes tipos de materiais, existem hoje no mercado painéis flexíveis, inquebráveis e mais leves, encontrando aplicações arquitetônicas diversas, como cobertura de telhados e fachadas na construção civil.

### **3.3.3. CGH - Central Geradora Hidroelétrica**

Energia hidráulica é a energia obtida a partir do aproveitamento da energia potencial da água que, ao sofrer uma queda, transforma-se em energia cinética. Essa energia cinética é responsável por mover as pás das turbinas que compõem a usina hidrelétrica, gerando, assim, energia elétrica. O aproveitamento da energia hidráulica para geração de energia elétrica é feito através do uso de turbinas acopladas a um gerador síncrono. Atualmente, por possuírem eficiência que chega a até 90%, as turbinas hidráulicas são a maneira mais eficiente de conversão de energia primária em energia secundária.

Uma usina hidrelétrica pode ser classificada segundo os seguintes parâmetros: potência instalada, tipo de queda d'água e tipo de reservatório. Quanto à potência instalada, ela pode ser classificada em Usina Hidrelétrica de Energia (UHE), quando possui potência maior que 30 MW, Pequena Central Hidrelétrica (PCH), quando possui potência maior que 1 MW e menor que 30 MW, e Central Geradora Hidrelétrica (CGH), usinas com potência de até 1 MW. No caso da geração distribuída, o empreendimento hidrelétrico deve ser ou uma PCH ou uma CGH, segundo o Decreto no 5163 de 30 de julho de 2004 (PEDRO, 2018).

### **3.3.4. UTE - Central Geradora Termelétrica**

Energia termelétrica é aquela gerada a partir da queima de qualquer combustível que possa liberar calor. Esse combustível pode ser bagaço de diversos tipos de plantas, restos de



madeira, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, urânio enriquecido e carvão natural. No caso da geração distribuída, é utilizada a biomassa como combustível. Biomassa é toda matéria orgânica de origem vegetal ou animal, excluindo matéria fóssil, utilizada na produção de energia. Ela pode ser obtida através de diversos recursos renováveis, como resíduos agrícolas, plantas, madeira, lixo e excrementos.

Existem várias rotas tecnológicas possíveis para a obtenção de energia elétrica utilizando biomassa. As três principais são (PEDRO, 2018):

- a) Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão: É o processo mais disseminado atualmente. Nessa modalidade, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras e a energia térmica gerada é utilizada na produção do vapor responsável por acionar as turbinas para geração de energia elétrica. Esse processo é empregado de forma integrada a processos produtivos, a chamada cogeração;
- b) Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração: Nessa rota, há um condensador na exaustão da turbina, responsável pela condensação total ou parcial do vapor ao final da realização do trabalho na turbina para atendimento às atividades mecânicas ou térmicas do processo produtivo. Quando utilizada em um processo de cogeração, a energia a ser condensada é retirada em um ponto intermediário da expansão do vapor. Esse processo tem uma maior eficiência quando comparado ao ciclo a vapor com turbinas de contrapressão por apresentar níveis determinados para aquecimento da água que alimentará a caldeira, permitindo maior volume de energia elétrica. Como desvantagem, sua instalação exige alto investimento quando comparado aos outros modelos;
- c) Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa: Consiste na conversão de qualquer combustível - líquido ou sólido - em gás energético por meio da oxidação parcial em temperatura elevada. Ela é realizada em gaseificadores e produz um gás que pode ser usado em usinas térmicas movidas a gás para a produção de energia elétrica. Por se tratar de um ciclo combinado, seu acréscimo de potência alcançado é, em geral, da ordem de 50% da potência da turbina a gás e a eficiência global passa da média de 30% do ciclo simples e atinge valores em torno dos 55 a 60%.

### **3.4. GD no contexto atual e perspectivas futuras**

Conforme citado anteriormente, a ANEEL, através da resolução normativa 482/2012, estabeleceu as condições gerais para acesso à rede de distribuição por parte dos consumidores com micro e minigeração, além de implementar o sistema de compensação de energia elétrica

onde a energia ativa injetada por consumidores com tais sistemas pode ser posteriormente compensada através do consumo de energia elétrica ativa.

A partir de então, o mercado de GD no Brasil tem apresentado crescimento elevado como é mostrado no gráfico da Figura 3.1 onde são apresentadas as quantidades de conexões por ano.

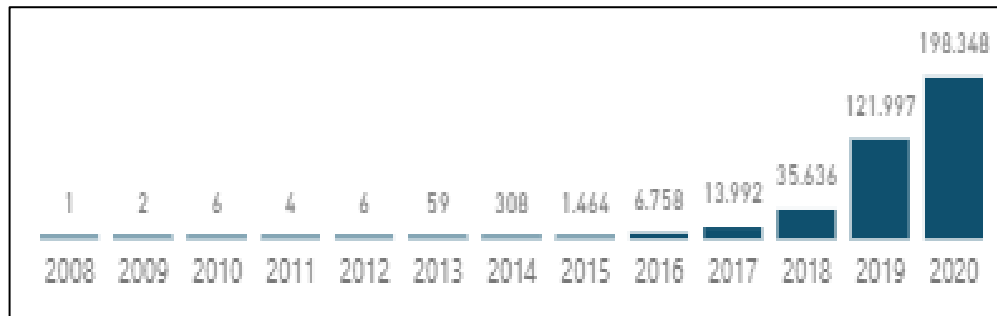


Figura 3.1 - Evolução da GD no Brasil (ANEEL, 2020)

Em relação às fontes de energia, a quantidade de conexões ao longo dos anos se deu conforme apresentado nas figuras de 3.2 a 3.5, com destaque para o crescimento exponencial da geração solar fotovoltaica.

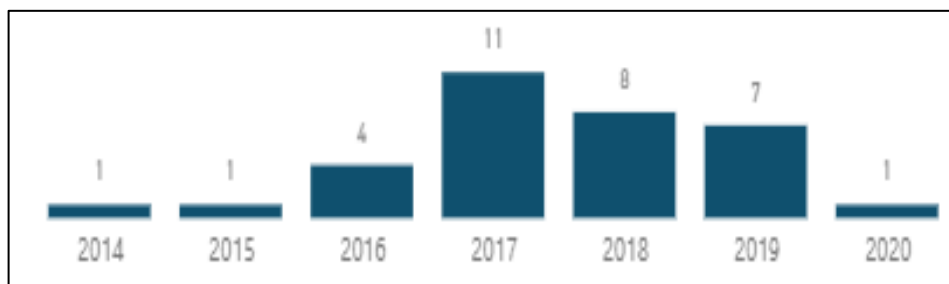


Figura 3.2 - Evolução das CGHs no Brasil (ANEEL, 2020)

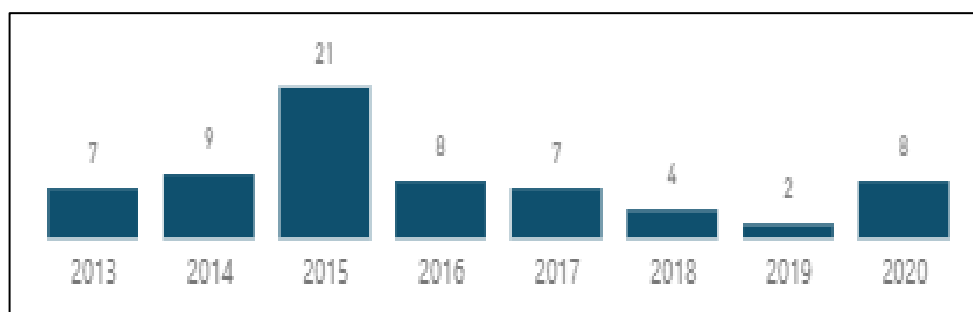


Figura 3.3 - Evolução da geração eólica no Brasil (ANEEL, 2020)

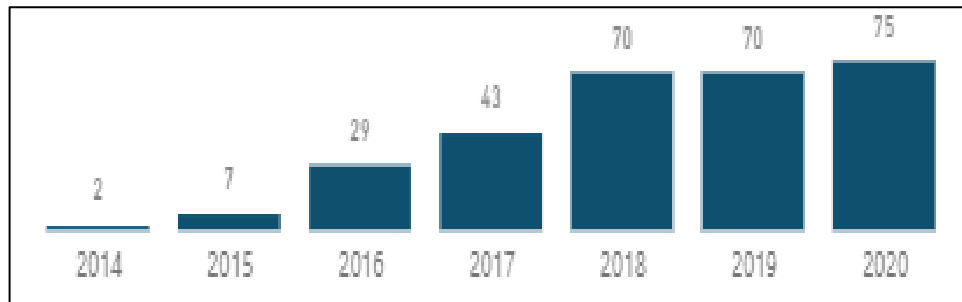


Figura 3.4- Evolução das UTE's no Brasil (ANEEL, 2020)

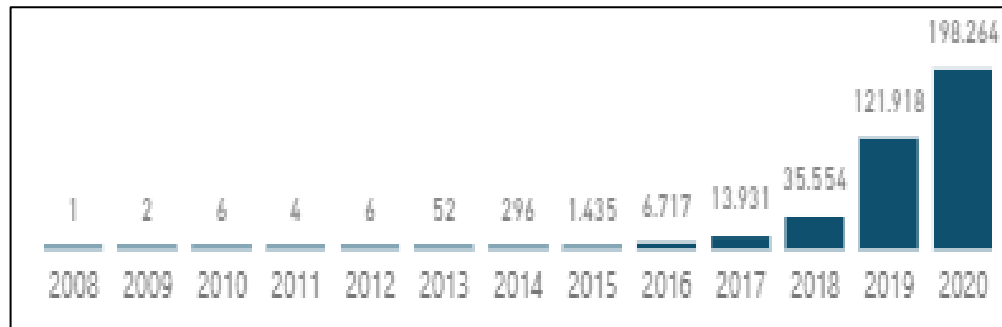


Figura 3.5- Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil (ANEEL, 2020)

Das fontes de energia consideradas, as centrais geradoras solar fotovoltaicas (UFV) são responsáveis por 97% da capacidade instalada de GD no Brasil, 0,52% são correspondentes às CGHs, 0,34% às centrais eólicas e 2,14% correspondem às UTEs conforme mostrado na Figura 3.6. Vale ressaltar que apesar do valor expressivo das UFVs, dos 97% da capacidade instalada, apenas 19% possuem ligação em níveis de média tensão, com o restante dividido em 79,6% em baixa tensão e 1,4% em alta tensão.

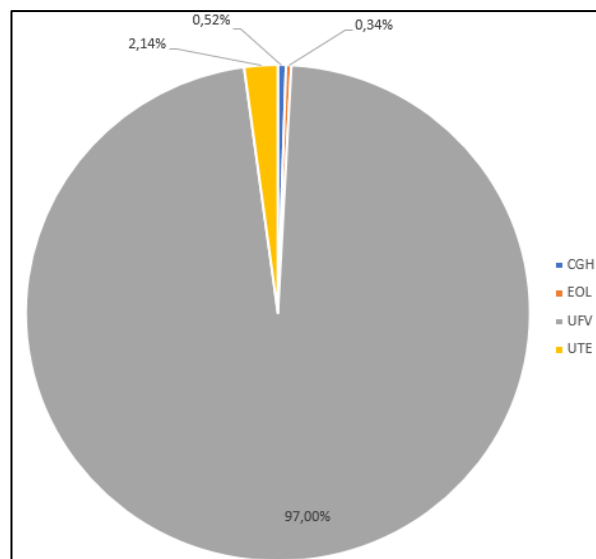
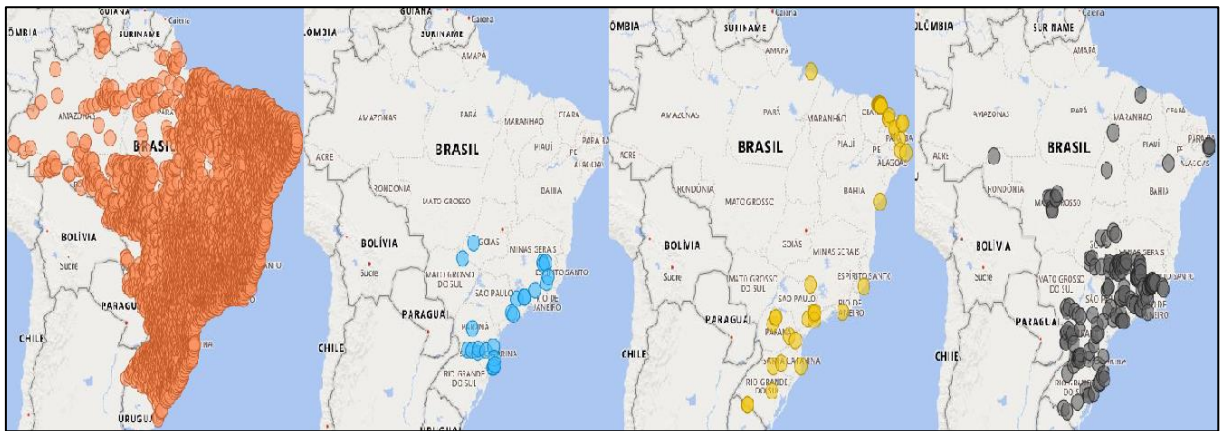


Figura 3.6 - Participação de cada fonte na matriz brasileira de GD

A Figura 3.7 apresenta uma visão da concentração de cada fonte de GDs dentro do território nacional. Nesta figura é possível constatar a clara penetração das fontes de geração

fotovoltaicas, que está em todo território nacional. Porém, apesar da penetração das UFVs, é possível perceber que todas as demais fontes, CGH, EOL e UTE, ainda se concentram em locais específicos do território nacional, com poucas unidades, mostrando que ainda existe uma enorme possibilidade de exploração dessas fontes no país.



(a) - UFV

(b) - CGH

(c) - EOL

(d) - UTE

Figura 3.7 - Concentração das GDs no Brasil, por fonte. Adaptado de (ANEEL, 2020)

Apesar da evolução da GD no Brasil, a geração distribuída ainda representa uma parcela ínfima da matriz elétrica brasileira, de menos de 3%. As projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade ligada ao governo federal, indicam que a capacidade instalada atual, de 176 GW, terá expansão de 75 GW, atingindo 251 GW em 2029 conforme apresentado na Figura 3.8. A EPE estima em 2,5% ao ano a taxa média de crescimento no consumo (ABGD, 2020).

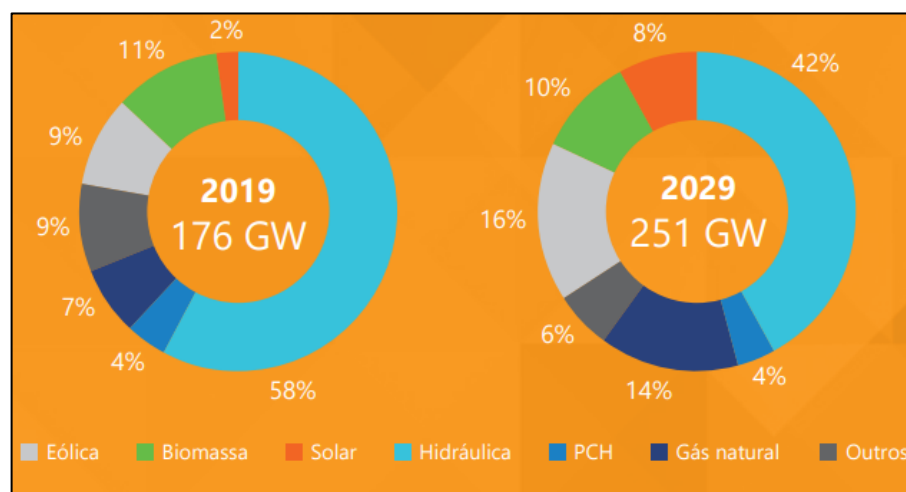


Figura 3.8 - Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte (ABGD, 2020)





### 3.5. Aspectos institucionais e regulatórios

Os aspectos regulatórios em torno do tema de geração distribuída tiveram início em 2004 onde, conforme citado anteriormente, deu-se a primeira definição destas fontes de acordo com o artigo 14 do decreto-lei nº 5.163/2004. No exercício das suas competências legais, a Agência Nacional de Energia Elétrica promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 (de 10/09 a 9/11/2010) e a Audiência Pública nº 42/2011 (de 11/08 a 14/10/2011), as quais foram instauradas com o fim de debater os dispositivos legais que tratam da conexão de geração distribuída de pequeno porte nos sistemas de distribuição (ANEEL, 2016).

Como resultado desse processo de consulta e participação pública na regulamentação do setor elétrico, a Resolução Normativa - REN nº 482, de 17/04/2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de mini e microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente.

O acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012, realizado pela ANEEL nos últimos anos, permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento. Dessa forma, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 (de 7/5/2015 a 22/6/2015) que culminou com a publicação da Resolução Normativa - REN nº 687/2015, a qual revisou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2016).

De acordo com as novas regras, que começaram a valer em 1º de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada. A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Com relação aos procedimentos necessários para se conectar a GD à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo, sendo instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e novos prazos para as distribuidoras conectarem os sistemas. Segundo o módulo 3 do PRODIST, as etapas para que uma GD nova seja conectada ao sistema são (ABGD, 2020):

- a) O consumidor deve realizar a solicitação de acesso junto à distribuidora, de posse do projeto da nova GD;



- b) A distribuidora emite o parecer de acesso, no qual informa as condições de acesso e os requisitos técnicos para a conexão das instalações com os respectivos prazos;
- c) Após a emissão do parecer de acesso, o consumidor tem prazo de 120 dias para instalar a conexão e então solicita a vistoria para a distribuidora;
- d) A distribuidora realiza a vistoria, e entrega relatório ao cliente;
- e) O consumidor regulariza as pendências técnicas apontadas pela distribuidora no relatório de vistoria e solicita a aprovação do ponto de conexão;
- f) A distribuidora aprova o ponto de medição, realiza a adequação do sistema de medição e libera o início do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Para finalização do processo o consumidor deve realizar a assinatura de três contratos com a distribuidora, sendo eles:

- a) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD);
- b) Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER);
- c) Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional.

### **3.5.1. Critérios de proteção exigidos pelas concessionárias**

Na etapa de projeto para solicitação do parecer de acesso os acessantes devem desenvolvê-lo com base nas exigências especificadas no módulo 3 do PRODIST, assim como nas especificações adotadas nas normas para acesso de cada distribuidora. Em relação a proteção dos sistemas com geração distribuída, conforme seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST, os critérios que mais se destacam são (ANEEL, 2017):

- a) O paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção;
- b) Para as centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis;
- c) A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na micro rede associada;
- d) O acessante deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento, antes da subsequente tentativa de religamento, cujo tempo de religamento é definido no acordo operativo;



- e) No caso de paralelismo permanente, o acessante deve atender aos requisitos técnicos de operação da acessada, observando os procedimentos operacionais definidos no PRODIST - Módulo 4 - Procedimentos Operativos;
- f) O acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado;
- g) Os estudos básicos, de responsabilidade do acessante, devem avaliar tanto no ponto de conexão como na sua área de influência no sistema elétrico acessado, os aspectos relacionados ao nível de curto-circuito, à capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra, à adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e aos ajustes dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência;
- h) As funções mínimas de proteção em função da potência instalada devem estar de acordo com o apresentado na Tabela 3.1;

Tabela 3.1 - Proteções mínimas em função da potência instalada (ANEEL, 2017)

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW <sup>(4)</sup>	> 500 kW <sup>(4)</sup>
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

(2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.

(4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

- i) A acessada pode propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente, em função de características específicas do sistema de distribuição acessado.

Geralmente as proteções das GDs diferem em relação a forma como as GDs são conectadas ao sistema de distribuição, via alimentador expresso direto à subestação ou em derivação quando é conectada diretamente a um trecho do alimentador, pelo tipo de GD, se através de inversores ou não, e pelo tamanho da GD.



Na conexão via alimentador expresso a concessionária disponibiliza parte da área de sua subestação para o acessante construir uma conexão exclusiva e que provém maior confiabilidade ao mesmo. No entanto, esta configuração é restritiva, pois exige mais investimento e disponibilidade de espaço físico na subestação que receberá a conexão, considerando a necessidade de instalação de uma nova saída para o alimentador dedicado, outra desvantagem dessa conexão é que o acessante não terá carga próxima a sua geração para diminuir suas perdas técnicas. A conexão da GD ao barramento de uma subestação através de um alimentador exclusivo requer a instalação de um religador ou disjuntor na saída do circuito, onde se determina o ponto de conexão. Este alimentador exclusivo percorre toda sua extensão, sem qualquer interferência com outros circuitos, até a unidade geradora onde deve existir um outro religador ou disjuntor (BRAGA JR, 2017). Esta configuração é tal qual uma linha de transmissão inclusive sendo opcional a utilização da proteção de distância segundo norma de algumas distribuidoras.

Já na conexão em derivação, a qual é a forma mais comum de conexão do acessante à rede de distribuição, o alimentador existente passa a ser utilizado para a conexão da geração distribuída. A conexão em derivação possui a vantagem de ser mais barata, sem preocupação com custos de O&M, além de a medição ser na saída de sua geração, não computando as perdas no alimentador. Apesar de suas vantagens, este tipo de conexão apresenta um grande desafio para as concessionárias em virtude da complexidade de esquemas de proteção envolvidos e os impactos operacionais gerados no sistema de distribuição, além de apresentar maiores impactos para o acessante quanto ao aumento de desligamentos transitórios ou permanentes na rede da concessionária, causando perdas de produção e de receita.

Conforme alínea “i” acima, as distribuidoras têm suas próprias exigências para conexão dos acessantes em complemento às do PRODIST, que devem levar em conta as particularidades de suas redes de distribuição. Com relação às funções de proteção exigidas pelas concessionárias de energia, a Tabela 3.2 apresenta um resumo das principais funções normalmente exigidas por estas empresas tanto nas instalações do acessante quanto no ponto de conexão.

Tabela 3.2 - Proteções exigidas pelas distribuidoras (continua)

<b>Função (ANSI)</b>	<b>Descrição</b>	<b>SE do acessante</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Ponto de conexão</b>	<b>Distribuidora</b>
<b>21/21N</b>	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora. Para a MT é opcional à função 51V	X	Energisa EDP CEMIG		.

Tabela 3.2 - Proteções exigidas pelas distribuidoras (continuação)

Função (ANSI)	Descrição	SE do acessante	Distribuidora	Ponto de conexão	Distribuidora
25	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
27	Proteção do acessante e do sistema da distribuidora contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas	X	Energisa CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
37	Associada à função 46, visa detectar faltas com sequência negativa e redução da corrente	X	Copel		
32	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo acessante, quando necessário	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO	X	CPFL
46	Proteção do gerador para correntes desequilibradas	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO		Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
47	Proteção do gerador para operação durante desequilíbrios de tensões (opcional à 46)	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial ELEKTRO		Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
50BF	Proteção para minimizar danos ao sistema e demais equipamentos durante uma falha de abertura do disjuntor que recebeu um comando de disparo da proteção	X	Equatorial Copel ELEKTRO		
50/50N	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	X	CPFL Equatorial Copel ELEKTRO	X	EDP Equatorial
51/51N	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	X	CPFL Equatorial Copel ELEKTRO	X	EDP Equatorial
51GS	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra.	X	CPFL ELEKTRO		

Tabela 3.2 - Proteções exigidas pelas distribuidoras (conclusão)

Função (ANSI)	Descrição	SE do acessante	Distribuidora	Ponto de conexão	Distribuidora
51V	Protege contra faltas fase-fase na distribuidora ou no acessante. Necessária quando há dificuldade em compatibilizar geração máxima e contribuição mínima para falta. Função opcional à 21/21N, sendo que deve haver pelo menos uma delas	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO		
59	Proteção do acessante e da distribuidora contra sobretensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
59N	Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra na rede da concessionária ou no acessante. Utilizada quando o transformador de conexão é ligado em Delta (conces.)	X	Energisa CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO		Energisa EDP CPFL
67/67N	Proteção para faltas no acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede em substituição à função 51V.	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
78	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para identificar situações de ilhamento	X	EDP CPFL Equatorial Copel		
81 (O/U)	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO
81 (df/dt)	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos	X	Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO		Energisa EDP CPFL CEMIG Equatorial Copel ELEKTRO

Em relação à capacidade de geração das GDs, as proteções diferem conforme Tabela 3.1. O diagrama unifilar da Figura 3.9 mostra o ponto de conexão entre uma GD e a rede de distribuição, neste ponto são exigidas as proteções (CEMIG, 2018):

a) Função 27



Tem como objetivo a proteção da planta do acessante e da rede da Cemig D contra subtensões. As lógicas de *trip* da função de subtensão (27) deverão ser preferencialmente por fase, com ajustes típicos:

- $V \leq 0,8$  pu -> Tempo de atuação = 5 segundos;
- $V \leq 0,7$  pu -> Tempo de atuação = 1,5 segundos.

b) Função 59

Tem como objetivo a proteção da planta do acessante e da rede da Cemig D contra sobretensões. As lógicas de *trip* da função de sobretensão (59) deverão ser preferencialmente por fase, com ajustes típicos:

- $V \geq 1,1$  pu -> Tempo de atuação = 5 segundos;
- $V \geq 1,2$  pu -> Tempo de atuação = 0,5 segundos.

c) Função 81/O

Proteção da planta do acessante e da rede da Cemig D contra sobrefrequência, onde os ajustes típicos adotados são:

- $F \geq 60,5$  Hz pu -> Tempo de atuação = 2,0 segundos;
- $F \geq 61,0$  Hz pu -> Tempo de atuação = 0,2 segundos.

d) Função 81/U

Proteção da planta do acessante e da rede da Cemig D contra subfrequência, onde os ajustes típicos adotados são:

- $F \leq 58,5$  Hz pu -> Tempo de atuação = 0,2 segundos;
- $F \leq 59,0$  Hz pu -> Tempo de atuação = 2,0 segundos.



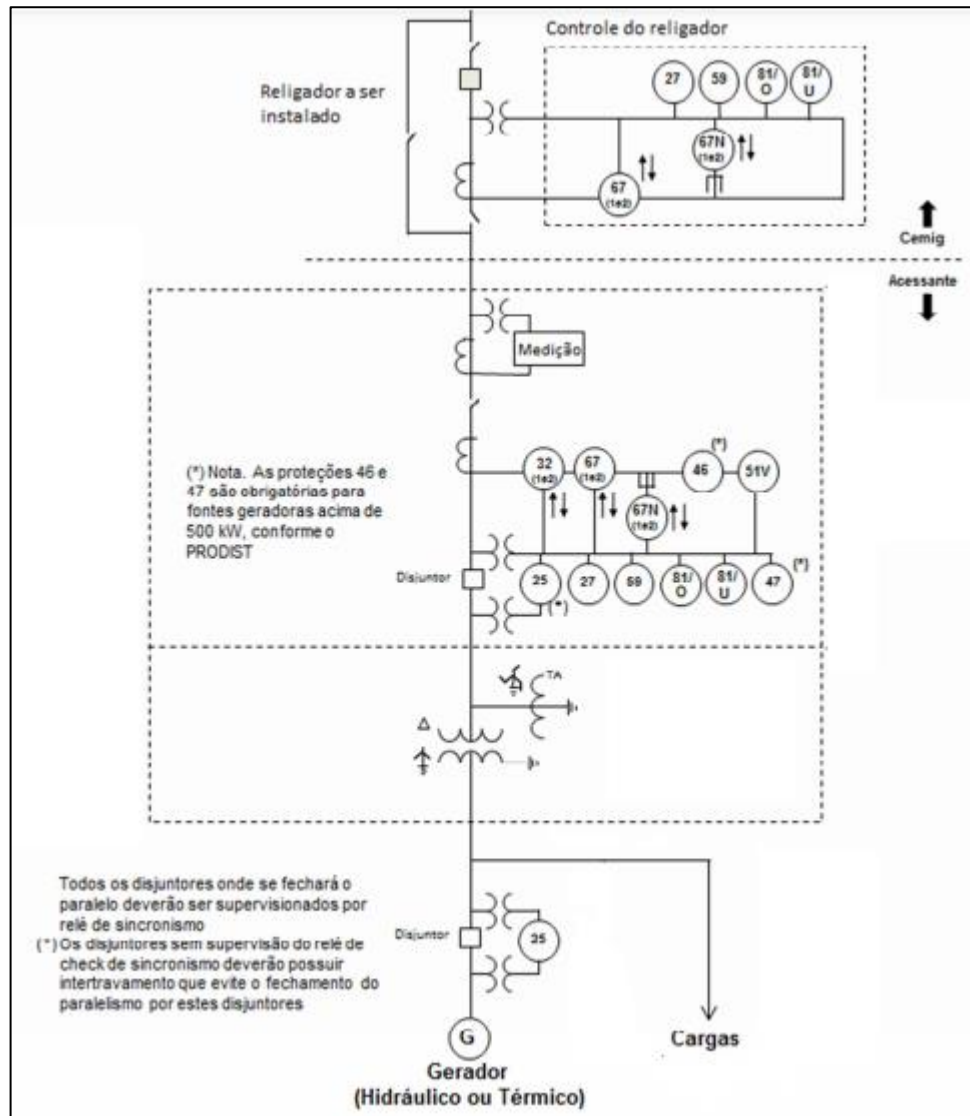


Figura 3.9-Proteções exigidas para conexão de minigeração à rede da CEMIG, adaptado (CEMIG, 2018)

### e) Função 67 e 67N

As funções de sobrecorrente direcional de fase e de terra deverão ser ajustadas tanto para curtos-circuitos na instalação do acessante quanto para curtos-circuitos na rede de distribuição. Essas funções devem ser ajustadas conforme necessidade de cada caso.

Outra função que pode ser utilizada, segundo norma de algumas distribuidoras, é o religamento automático (79) onde, caso a utilização da função seja do interesse do acessante, este deverá se manifestar expressamente para que a distribuidora implemente e execute os ajustes de proteção necessários.

## 3.6. Ilhamento

A definição de ilhamento pode ser dada como a operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição, constituindo uma microrrede (ANEEL, 2017). Esta condição pode acontecer no contexto dos consumidores, em um hospital





quando usa um gerador de emergência durante uma queda no fornecimento de energia por exemplo, ou no contexto de rede, quando uma seção do sistema de transmissão é isolada de outra seção para estabilização e gerenciamento de carga. Estes dois são exemplos de ilhamento intencional, um termo que aplica a sistemas que são planejados, gerenciados e tem a operação em ilhamento aprovada (HAYNES e WHITAKER, 2007).

As novas regras descritas no módulo 3 do PRODIST tornaram este modo de operação das GDs uma possibilidade. Conforme descrito no PRODIST (ANEEL, 2017):

- a) Para as centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis;
- b) A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na micro rede associada.

Apesar dessa possibilidade, o ilhamento ainda não se tornou uma prática no Brasil principalmente por conta do medo em relação à segurança pessoal dos colaboradores de operação e manutenção das distribuidoras que agora devem se acostumar com uma rede bidirecional. Além disso, apesar da menção no PRODIST, este tipo de operação ainda não possui regras claras, dificultando sua utilização e, no geral, quando as distribuidoras aceitam, permitem apenas a prática para geração sem conexão por meio de inversores.

Atualmente os problemas em relação ao ilhamento ainda são condição impeditiva para possibilitar a sua prática, não sendo aproveitado, desse modo, todo o potencial de uma rede com diversas fontes. Os problemas relacionados ao ilhamento acidental são (PITOMBO, 2010):

- a) Ilhas energizadas podem causar atrasos nos procedimentos de restauração de energia elétrica aos consumidores;
- b) A qualidade da energia na área ilhada fica comprometida, e fora do controle da concessionária, já que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela. Embora a concessionária ainda seja a responsável legal por garantir os níveis adequados de qualidade do serviço e produto, inclusive tendo que ressarcir os consumidores nos casos de danos elétricos como queima de equipamentos;
- c) A segurança do pessoal técnico e consumidores da concessionária fica comprometida, uma vez que parte da rede fica energizada sem o conhecimento da concessionária;
- d) Após o ilhamento, os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos que estão dentro da ilha podem perder a seletividade entre si, devido à nova configuração;
- e) O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação.



### **3.7. Considerações finais**

Após anos de desenvolvimento baseados em matrizes elétricas poluentes, diversos países tem se esforçado para transformar suas matrizes elétricas em sustentáveis e com isso tornam-se cada vez mais significativos os incentivos a geração distribuída. Neste cenário, apesar do enorme potencial do Brasil para fontes renováveis e das previsões bastante otimistas de crescimento de GDs, a contribuição dessas fontes ainda representa menos de 1% da matriz elétrica nacional.

Os desafios que dificultam o avanço da geração distribuída no Brasil envolvem questões técnicas e regulatórias, as quais não permitem o desempenho da GD em todo seu potencial. Nesse contexto pode-se citar a não permissão da operação em ilhamento pelas concessionárias, onde de um lado a concessionária perde os benefícios em qualidade do serviço que uma operação ilhada poderia proporcionar, enquanto as GDs são desconectadas do sistema por quaisquer defeitos na rede de distribuição perdendo produtividade.

Dentre as questões técnicas impeditivas para este tipo de operação, têm-se as dificuldades em realizar o dimensionamento correto da proteção do sistema e do emprego de soluções financeiramente viáveis. Quanto ao regulatório, se de um lado a distribuidora quer cobrar o acessante pelo uso da rede, do outro o acessante quer ser recompensado pelas melhorias na qualidade de serviço e do produto proporcionadas por este. Além destas, existem questões relacionadas à segurança operacional que podem ser resolvidas com procedimentos operacionais bem definidos pela própria distribuidora. Com todas essas questões a serem resolvidas verifica-se o porquê da ainda baixa penetração de GDs.



## **4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - IMPACTOS PARA A PROTEÇÃO CONVENCIONAL DA DISTRIBUIÇÃO**

### **4.1. Considerações Iniciais**

Conforme apresentado no capítulo anterior, o crescimento elevado da geração distribuída no cenário nacional se deu em um curto espaço de tempo. A verdade é que os sistemas de distribuição não acompanharam esse crescimento, no que diz respeito às legislações e até mesmo a forma como as concessionárias de energia lidam com seus impactos. Apesar das vantagens, a GD traz consigo impactos para operação, manutenção e sobretudo no sistema de proteção. Com isso, neste capítulo serão apresentados os impactos da penetração de geração distribuída na rede de distribuição, passando pelas diferenças entre os impactos provocados pela geração síncrona e não síncrona na proteção de sobrecorrente convencional.

### **4.2. Impactos gerais aos sistemas de distribuição**

Os impactos da geração distribuída na rede de distribuição estão ligados a qualidade do serviço e a qualidade do produto estabelecido por níveis adequados de tensão e frequência predeterminados pela ANEEL.

A qualidade da energia é muito importante porque os dispositivos eletrônicos são projetados para receber energia dentro de uma determinada faixa de tensão e frequência, e alterações além dessa faixa podem causar falhas no equipamento e até mesmo danificá-los (HAYNES e WHITAKER, 2007).

A geração distribuída tem uma relação de ambiguidade com a qualidade da energia. Por um lado, em áreas onde o suporte de tensão é difícil, a GD pode ajudar a melhorar a qualidade do produto, porque quando a GD está conectada a tensão na rede geralmente aumenta. Por outro lado, a má implementação da GD pode levar a um excesso de tensão, quando ocorre a concentração de conexões de unidades de GD numa linha de distribuição específica e flutuações de tensão na rede, causadas por energias intermitentes, como a energia eólica ou geradores solares fotovoltaicos (MATOS e CATALÃO, 2013).

#### **4.2.1. Controle de tensão**

Quando uma GD se conecta a um alimentador de baixa carga, ou em um ponto do alimentador onde a carga é menos significativa, pode fazer com que a direção da corrente seja invertida, resultando em um aumento na tensão no ponto de conexão da GD. Isso significa que



a tensão sobre os consumidores próximos ao ponto de conexão aumente de forma permanente enquanto a GD estiver em operação normal.

Como exemplo pode-se citar as variações causadas pelas EOL – Centrais Geradoras Eólicas. Nestes tipos de empreendimentos de geração, quando há um aumento na intensidade do vento, as turbinas eólicas aumentam drasticamente a produção de energia elétrica até atingir a potência fornecida pela energia eólica. As mudanças rápidas na saída da turbina eólica alteram o fluxo de energia no alimentador e geram tensões transitórias. Quando o vento excede o limite superior de velocidade (25 m / s), também há mudança repentina na geração e, nesse momento, as turbinas eólicas devem ser protegidas de sobrecargas, sendo então desconectadas. Esse ato de desconectar pode causar um aumento de corrente no alimentador e assim, uma oscilação na tensão, efeito também conhecido como flutuação de tensão (COSTER, MYRZIK e KLING, 2010).

#### **4.2.2. Perdas na linha**

A existência de geração distribuída altera a distribuição do fluxo na rede, e essa mudança acaba levando a mudanças também nas perdas. Quando a GD é conectada à carga no alimentador de distribuição, a carga consumirá a potência injetada e o fluxo no alimentador diminuirá. Esta mudança depende muito da localização da GD, topologia da rede e potência injetada. No entanto, quando a carga é baixa, a geração pode começar a exportar energia, o que também aumentará a perda da rede. Neste caso, um sistema de armazenamento local (como uma bateria) pode desempenhar um papel positivo porque o sistema pode equilibrar o fluxo de energia localmente (ZONNEVELD, PAPAETHYMIOU, *et al.*, 2008).

#### **4.2.3. Segurança**

A segurança de pessoas e equipamentos nos sistemas de distribuição também acaba sendo afetada pela inserção de geração distribuída. O aumento nos níveis de curto-circuito em pontos específicos de alimentadores, pode levar a superação da capacidade de interrupção de equipamentos ou mesmo levar a superação das características térmicas de cabos na rede resultando na redução da sua vida útil. Em relação à segurança de pessoas o problema torna-se ainda mais crítico, pois na entrada da geração distribuída, principalmente quando da conexão em derivação, parte da rede pode permanecer energizada após a abertura do paralelismo com o sistema de distribuição. Daí a importância de procedimentos operacionais bem definidos da distribuidora. Além disso, verifica-se a importância de uma proteção bem dimensionada, que

atenda aos critérios de sensibilidade e se adapte a este cenário de operação, para que a mesma atue corretamente em casos de curto-circuito.

Para prevenir estes casos, é normal a exigência da proteção anti-ilhamento para conexão do acessante, porém não há produtividade para o cliente e a concessionária não obtém todas as vantagens que a GD proporciona.

### 4.3. Impactos sobre a proteção de sobrecorrente

A penetração de geração distribuída nas redes de distribuição causa impactos que afetam diretamente os sistemas de proteção convencionais. Tais sistemas trabalham, conforme já explicado no capítulo 2, prioritariamente com base na proteção de sobrecorrente e considerando metodologias para definição de ajustes que consideram um sistema radial. Porém, a entrada da GD altera os níveis de curto-circuito, causa inversão no fluxo das correntes e outras interferências relevantes para a proteção dos sistemas de distribuição.

#### 4.3.1. Alterações no nível de Curto-circuito

Para analisar o efeito da GD na corrente de falta, um alimentador genérico é tomado como referência, conforme mostrado na Figura 4.1. Na distância “d”, uma unidade de GD é conectada e considerada uma falta trifásica no final do alimentador. Para a análise, é conveniente usar um parâmetro de distância para indicar a localização da conexão da GD, sendo esta relativa ao comprimento total do alimentador. Este parâmetro é definido como mostra a equação (4.1).

$$l = \frac{d}{d_{tot}} \quad (4.1)$$

Onde:

$l$ : localização relativa do ponto de conexão da GD em relação ao alimentador;

$d$ : comprimento até o ponto da geração distribuída;

$d_{tot}$ : comprimento total do alimentador

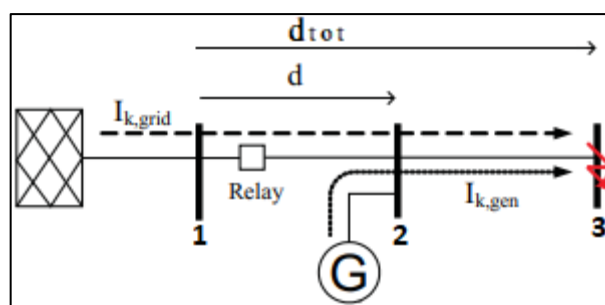


Figura 4.1 - Alimentador convencional com geração distribuída (COSTER, 2010)

O equivalente elétrico do alimentador da Figura 4.1 é apresentado na Figura 4.2. Com a aplicação da Lei da Tensão de Kirchhoff para  $U_s$  e  $U_g$ , obtém-se a equação (4.2) a partir das correntes de malha  $I_1$  e  $I_2$ .

$$\begin{bmatrix} U_s \\ U_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + Z_L & (1-l)Z_L \\ (1-l)Z_L & Z_g + (1-l)Z_L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Onde:

$I_1$  e  $I_2$  : contribuição da rede e da GD respectivamente;

$I_{k,grid}$ : contribuição da rede =  $I_1$

$I_{k,gen}$ : contribuição da GD =  $I_2$

$Z_s$  : impedância da rede e igual a  $jX_s$ ;

$Z_g$  : impedância do gerador e igual a  $jX_g$ ;

$Z_L$  : impedância total da linha e igual a  $R_L + jX_L$ ;

$U_s$ : tensão da rede;

$U_g$ : tensão do gerador.

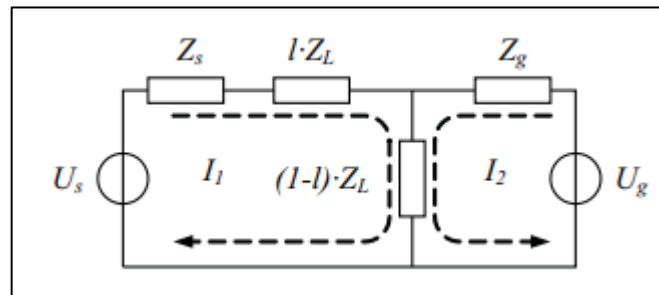


Figura 4.2 - Equivalente de rede do alimentador (COSTER, 2010)

Uma expressão analítica para  $I_1$  e  $I_2$  pode ser encontrada resolvendo a equação (4.2). Na Figura 4.3 é mostrado o equivalente de Thevenin da rede da Figura 4.2, por onde pode-se determinar a impedância equivalente de Thevenin conforme a equação (4.3).

$$Z_{th} = \frac{(Z_s + l \cdot Z_L)Z_g}{(Z_s + l \cdot Z_L + Z_g)} + (1-l)Z_L \quad (4.3)$$

Onde:

$Z_{th}$ : Impedância de Thevenin

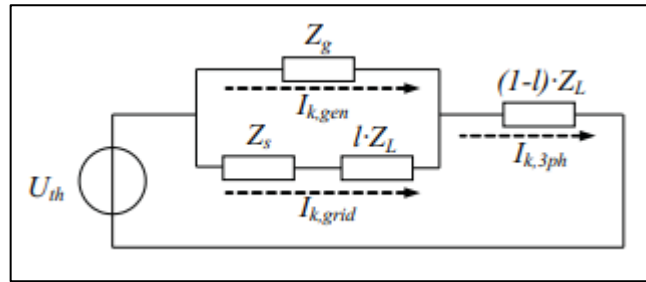


Figura 4.3 - Equivalente de Thevenin (COSTER, 2010)

Assim, corrente de curto-circuito trifásico total pode ser calculada por (4.4):

$$I_{k,3ph} = \frac{U_{th}}{\sqrt{3}Z_{th}} \quad (4.4)$$

Onde:

$I_{k,3ph}$  : Corrente de curto-circuito trifásica;

$U_{th}$ : Tensão de Thevenin

$$I_{k,3ph} = \frac{U_{th} \cdot (Z_g + l \cdot Z_L + Z_s)}{\sqrt{3}[(Z_L \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_L) + l \cdot Z_L(Z_L - Z_s) - l^2 Z_L^2]} \quad (4.5)$$

As contribuições da rede e do gerador podem ser dadas por (4.6) e (4.7):

$$I_{k,grid} = \frac{U_{th} \cdot Z_g}{\sqrt{3}[(Z_L \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_L) + l \cdot Z_L(Z_L - Z_s) - l^2 Z_L^2]} \quad (4.6)$$

$$I_{k,gen} = \frac{U_{th} \cdot (l \cdot Z_L + Z_s)}{\sqrt{3}[(Z_L \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_L) + l \cdot Z_L(Z_L - Z_s) - l^2 Z_L^2]} \quad (4.7)$$

A corrente total de curto-circuito,  $I_{k,3ph}$ , é determinada pela equação (4.5), que é uma equação não linear, então  $I_{k,grid}$  também é não linear. No caso de uma rede fraca,  $Z_s$  pode ser tão grande quanto  $Z_g$  e, devido à contribuição do gerador, a contribuição da rede para a corrente de curto-circuito diminui.

A partir das equações apresentadas pode-se determinar as correntes de curto-circuito para rede de distribuição com geração distribuída. Analisando a equação (4.5) e o diagrama da Figura 4.1 verifica-se que as correntes que fluem da barra 2 para barra 3 quando da presença de GD são maiores que quando a GD está desconectada ( $Z_g = \infty$ ). Assim, os equipamentos de

proteção conectados a jusante da barra 2 podem sofrer descoordenação em relação aos seus ajustes de sobrecorrente determinados sem a GD.

Da mesma forma, verifica-se através da análise da equação (4.6) que a corrente que flui da barra 1 para a barra 2 quando da presença de geração distribuída na rede tem uma redução em relação a corrente sem geração distribuída ( $Z_g = \infty$ ). Esta redução causa problemas em relação à sensibilidade das proteções que, pela possibilidade de não atuação, podem gerar problemas maiores para a rede e inclusive colocando em risco a segurança terceiros em casos de faltas com cabo no solo.

Outro ponto a ser discutido é em relação a localização e capacidade da GD. Estudos com o objetivo de verificar o impacto na contribuição da corrente injetada pela rede na falta foram realizados através de simulações com uma rede semelhante à da Figura 4.1, variando o ponto de conexão de uma GD síncrona da barra 1 para a barra 3 em passos de 10% do comprimento total do alimentador, e variando a capacidade da GD em passos de 2 MW até 10 MW. O resultado, mostrado na Figura 4.4, mostra claramente o efeito nesta contribuição de curto-circuito (COSTER, MYRZIK e KLING, 2010).

Como esperado, quanto maior a GD maior é sua influência na contribuição da rede sendo que maiores GDs reduzem a contribuição da rede para a falta. Da mesma forma, é possível verificar o efeito da localização da GD, sendo que quanto mais afastada da fonte, menor é a influência na contribuição da rede e maiores são essas contribuições.

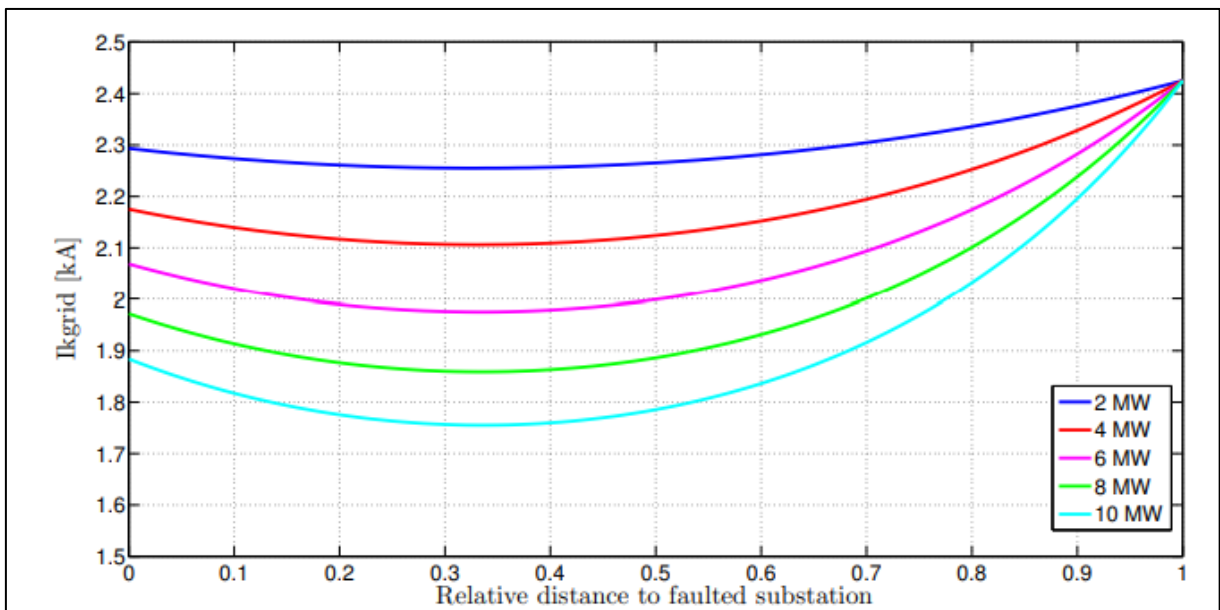


Figura 4.4 - Contribuição da rede para uma falta na barra 3 da Figura 4.1 (COSTER, 2010)



### 4.3.2. Curto-circuito com GDs síncronas e não síncronas

Além do ponto de conexão da GD e do seu tamanho, outra característica que influencia nos níveis de curto-circuito é o tipo da GD. As altas correntes de curto-circuito, não ocorrem em GD conectadas via conversores eletrônicos de potência visto que estes são frequentemente equipados com controladores que evitam altas correntes. Em uma rede de distribuição com grandes instalações fotovoltaicas, não se observa aumento significativo da corrente de falta (COSTER, MYRZIK e KLING, 2010; GEIDL, 2005).

Como contribuição ao tema, o presente trabalho buscou verificar a diferença no comportamento de GDs síncronas e não síncronas perante uma falta através de simulação computacional utilizando o MATLAB.

A Figura 4.5 apresenta um sistema de distribuição radial baseado no sistema IEEE 13 barras onde foi inserida uma fonte de geração distribuída na barra 692.

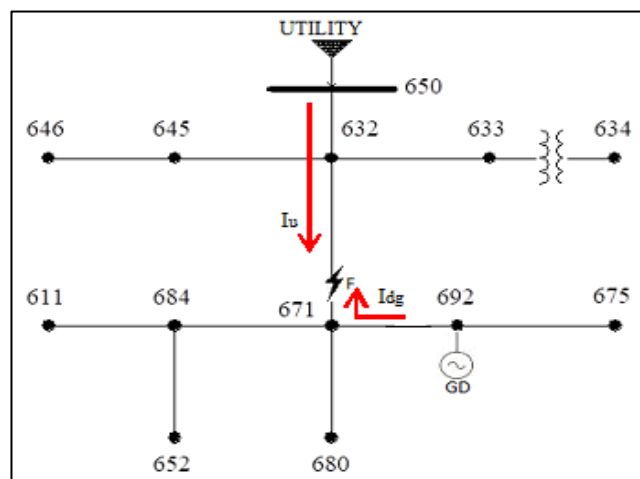


Figura 4.5 - Sistema 13 barras IEEE modificado

O sistema foi modelado no ambiente Simulink e foi aplicado um curto-circuito trifásico no ponto de falta “F” com contribuições a partir de fontes síncronas (CGH) e não síncronas (UFV), de forma que a corrente de curto-circuito total ( $I_f$ ) é igual a soma das contribuições da concessionária ( $I_u$ ) e da GD ( $I_{dg}$ ), como mostrado na Figura 4.5. Foi considerada falta transitória com eliminação espontânea, ou seja, sem atuação de proteção, onde após a falta as GDs permaneceram no sistema em paralelismo permanente.

O defeito foi aplicado no instante  $t$  igual a 50 ms, com duração de 6 ciclos e os resultados das correntes são apresentados em relação à contribuição do sistema. Ao serem consideradas gerações distribuídas cuja forma de geração utiliza máquinas síncronas, como é o caso de CGHs, e penetração de 40%, obtêm-se o resultado apresentado na Figura 4.6, onde a

contribuição da GD, passado o período transitório da corrente de curto, foi de 32% em relação a contribuição do sistema (100%). Neste caso a corrente de curto-circuito no ponto de falta alcançou um valor permanente de 132%.

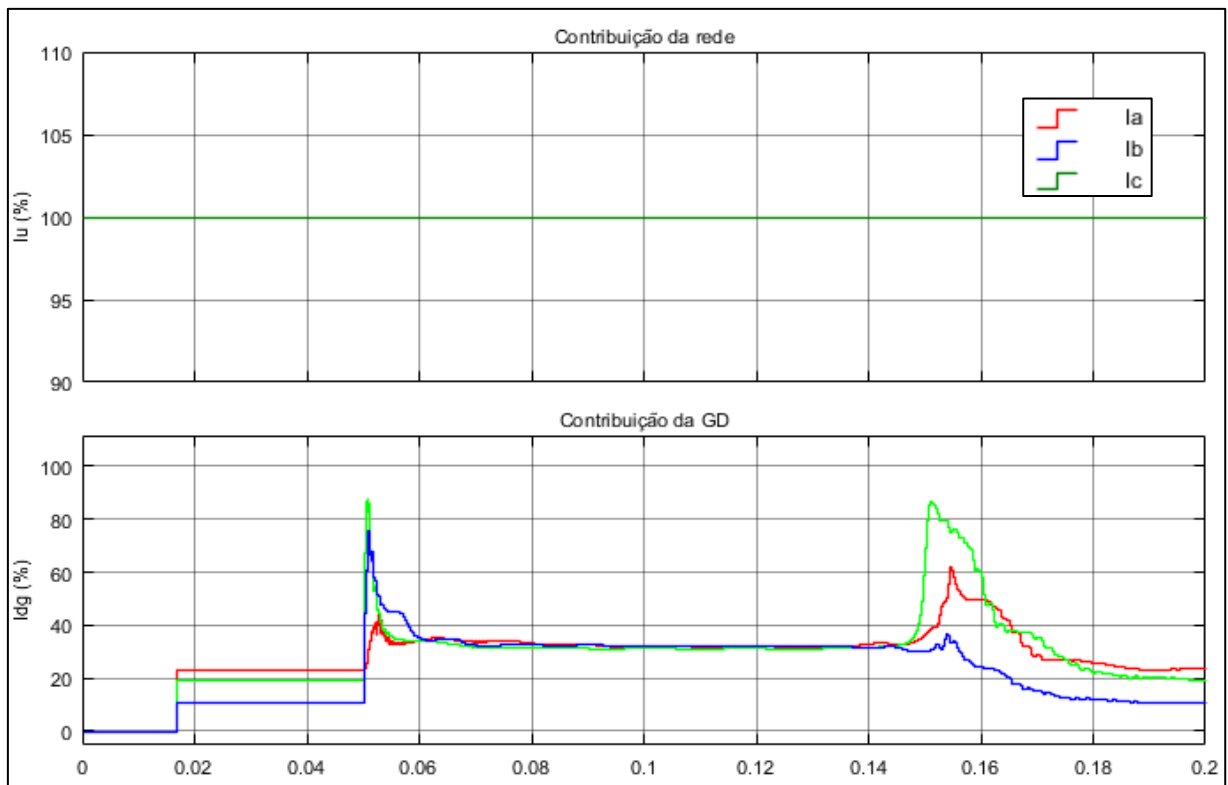


Figura 4.6 - Corrente de curto-circuito para 40% de penetração de GD síncrona no sistema

As contribuições das máquinas síncronas para o curto-circuito dependem da tensão do sistema no momento anterior à falta, da impedância das máquinas e do seu tipo de excitação. Na modelagem do sistema considerou-se uma reatância subtransitória típica de 0,18 pu.

A contribuição de fontes de GD não síncronas, como é o caso de UFVs, conectadas ao sistema por meio de conversores estáticos possuem uma resposta dinâmica diferente das GDs síncronas. Enquanto as fontes de geração síncronas possuem uma inércia eletromecânica que, no momento do curto-circuito, permitem que estas máquinas contribuam durante um longo período de tempo, as fontes de GD não síncronas não possuem inércia eletromecânica e sua conexão através de inversores permite o controle da contribuição da GD para corrente de defeito.

A contribuição destas fontes depende basicamente do tipo de controle implementado podendo ser através de tensão ou corrente. A ação rápida do seu controle evita grandes contribuições para corrente de defeito, sendo estas correntes limitadas em até duas vezes a corrente nominal do inversor (MAHAT, 2011).

A Figura 4.7 apresenta os níveis de corrente de curto-circuito da contribuição de GDs a partir de fontes não síncronas cujo nível de penetração no sistema é de 40%. Os níveis da contribuição para o defeito alcançados foram de apenas 1,8% em relação a contribuição da concessionária (100%).

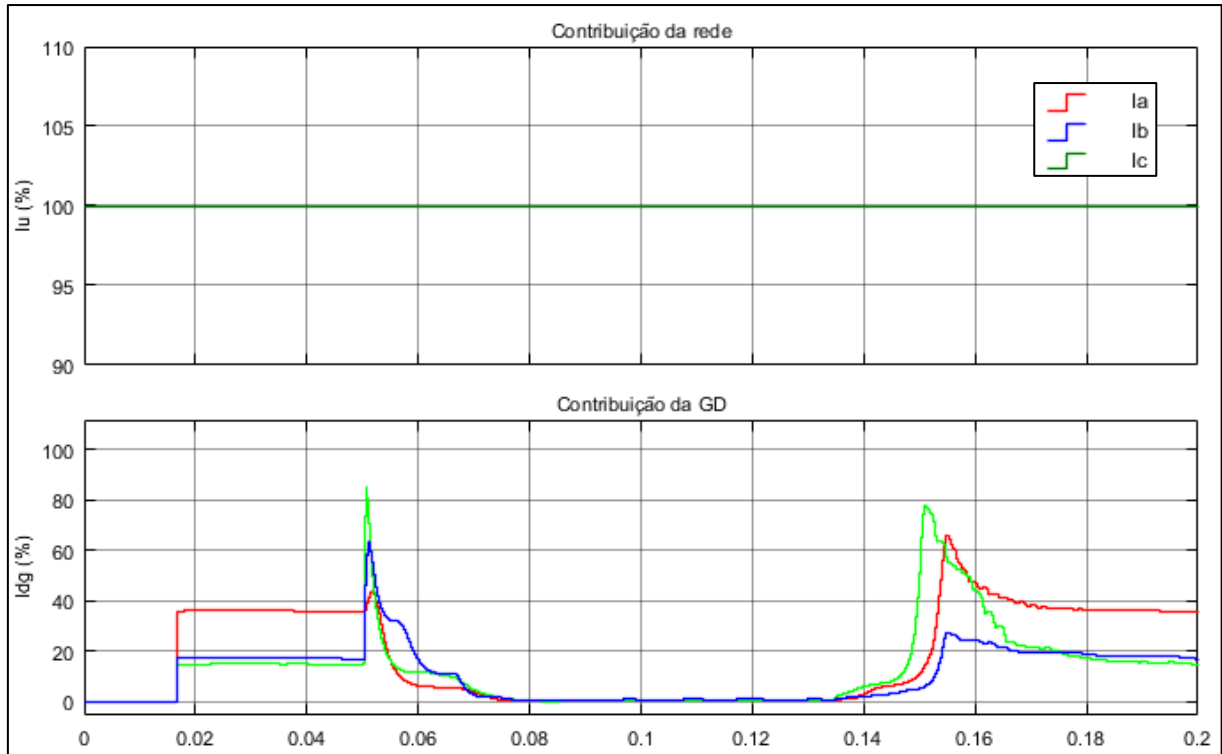


Figura 4.7 - Corrente de curto-circuito para 40% de penetração de UFV

O controle utilizado na modelagem das UFVs foi através de tensão e, em decorrência do afundamento de tensão no momento do curto-circuito, a contribuição da GD não síncrona para o curto-circuito é praticamente nula, sendo sua redução à zero tão rápido quanto for a resposta do inversor. Em relação ao sistema simulado, pode-se perceber, na Figura 4.7, que existe um período transitório entre 50 ms e 80 ms em que a corrente de defeito assume valores elevados e logo depois é reduzida ao valor de estado permanente.

### 4.3.3. Religamentos automáticos

Além dos problemas de detecção da falta e perda de coordenação, a GD também pode vir a causar perda de sincronização entre os religamentos automáticos dos equipamentos de um alimentador. Durante o tempo morto do religador, uma parte do alimentador é desconectada do sistema principal para permitir que o arco se desionize. Caso não haja atuação da proteção do gerador, o mesmo permanecerá conectado e tende a manter a parte do alimentador desconectada energizada, mantendo o arco no local da falta. Portanto, a falha temporária torna-se permanente. Além disso, devido ao desequilíbrio entre a carga e a geração, os geradores se afastarão do



sincronismo em relação à rede principal, o que resulta em uma ação de religamento não sincronizada (COSTER, 2010).

De forma geral, inserção da geração distribuída impacta tornando o sistema de religamento mais complexo, já que, com a adição da GD, os sistemas passam a ter mais de uma contribuição para a falta. Assim, o seccionamento causado por apenas um dispositivo de proteção, suficiente para eliminação em sistemas convencionais, não garante que a falta seja eliminada rapidamente. Com isso, percebe-se que a GD é bastante incompatível com o processo de religamento rápido durante faltas temporárias, tendo a possibilidade de não haver o desligamento antes do tempo necessário e assim, alimentar a corrente de curto-circuito através da GD, impedindo o funcionamento ideal do sistema de proteção em caso de falhas temporárias (ZAYANDEHROODI, MOHAMED, *et al.*, 2011).

Tal impacto afeta a economia de fusíveis, que é uma prática muito utilizada nas empresas de distribuição, onde os disjuntores e religadores têm sua primeira operação programada para operar dentro do limite de tempo de fusão dos fusíveis, de modo a evitar o desgaste de fusíveis causado por falhas temporárias, como relâmpagos, ramos de árvores, entre outros e, conseqüentemente, reduzir a falta de energia devida esse tipo de falta, que são a maioria das faltas em uma rede de distribuição (SARABIA, 2011).

#### **4.3.4. Fluxo de potência**

As redes de distribuição radiais são usualmente projetadas para fluxo de potência unidirecional, da fonte para carga. Porém, existe a possibilidade da GD afetar a direcionalidade da corrente, mesmo quando o sistema estiver em estado normal de operação, que é o caso quando a potência gerada pela GD é maior que o consumo local, fazendo o fluxo de potência mudar de sentido, resultando num gradiente de tensão negativo no alimentador radial (GEIDL, 2005).

Outro ponto de atenção em relação ao fluxo de corrente causado pela inserção da GD pode ser visto ao assumir que um curto-circuito ocorresse na barra 1 do sistema representado na Figura 4.1. Neste caso, a contribuição da corrente pela GD seria no sentido inverso e, caso o relé não seja sensibilizado pela direcionalidade ou pela magnitude da corrente, poderia ocasionar maiores impactos para o sistema, para terceiros, para o reconhecimento e detecção da falta e assim para a posterior recomposição da rede.

#### **4.3.5. Sobre e subalcançe da proteção**

Este conceito nasceu nas filosofias de proteção que utilizam a proteção de distância. O alcance de um relé de impedância é a distância máxima de falta que dispara o relé em uma



determinada zona de proteção, ou em um determinado tempo devido a sua configuração. Esta distância máxima corresponde a máxima impedância de falta ou uma mínima corrente de falta detectada. Nestes sistemas com essa filosofia de proteção, para certas parametrizações do relé que foram determinadas durante os estudos de planejamento e que não levaram em conta a geração distribuída, a falha deve estar mais perto do relé para operá-lo dentro da zona de distância pretendida. A área ativa do relé é, portanto, encurtada, e seu alcance é reduzido (GEIDL, 2005).

As redes de distribuição convencionais, que em sua esmagadora maioria, como comentado, fazem a utilização da proteção de sobrecorrente também sofrem os impactos em relação ao alcance da proteção. Conforme discutido e demonstrado na seção 4.3.1, a contribuição da rede para a corrente de falta total será reduzida por causa da contribuição da geração distribuída, em relação a contribuição sem geração distribuída para um mesmo ponto de falta. Devido a essa redução, é possível que o curto-circuito permaneça não detectado porque a contribuição da rede para a corrente de curto-circuito pode não atingir a corrente de *pickup* do equipamento de proteção protetor, portanto todos os sistemas de proteção baseados nessas proteções podem apresentar mau funcionamento devido à contribuição reduzida da rede. Para proteção de sobrecorrente, isso é conhecido como *blinding of protection* ou subalcance da proteção (COSTER, 2010).

Os efeitos na corrente de falha vista pelo relé dependerão do tipo de GD conectada à rede. Por exemplo, ao invés da “cegueira” da proteção, a GD com gerador de indução tem mais probabilidade de causar atraso de disparo e consequente aumento do tempo de eliminação da falha, já o gerador síncrono será capaz de alimentar a falha por períodos mais longos causando problemas mais sérios (OGDEN e YANG, 2015).

Outros fatores que influenciam neste problema são a potência de curto-circuito do alimentador, sua relação  $X/R$  até o ponto sob falta e o tamanho do gerador, aspectos já mencionados nas seções anteriores. Assim, pode-se concluir que a geração distribuída com contribuição relevante para a corrente de falha, tais quais as síncronas, afetam diretamente a sensibilidade de um sistema de proteção e, portanto, sua confiabilidade (COSTER, 2010). Nesse sentido, as faltas mais impactantes são as faltas fase-fase e faltas de alta impedância (OGDEN e YANG, 2015).

Apesar de ser menos comentado, além do subalcance da proteção também pode ocorrer o sobrealcance. No caso, ao contrário do subalcance onde se analisa a redução da corrente de falta, o sobrealcance ocorre em decorrência do aumento da corrente de curto-circuito sendo que neste caso a proteção poderá enxergar defeitos em trechos mais longos. Ou seja, o sobrealcance

é um aumento da zona de proteção de um equipamento sendo que seu impacto maior ocorre na proteção de sobrecorrente instantânea, a qual é normalmente parametrizada em função de um percentual da sua zona de proteção principal. Nesta proteção, o impacto da geração distribuída é no sentido de fazer com que o relé atue para faltas dentro da zona de proteção de retaguarda de forma instantânea, causando descoordenação. Em relação à proteção temporizada, o efeito é de aumentar a faixa de corrente enxergada pelos equipamentos protetor e protegido, podendo haver descoordenação no caso de curtos francos.

#### 4.3.6. Compartilhamento de *trip*

Disparos falsos ou compartilhamento de *trip* podem acontecer quando uma GD instalada em um alimentador contribui de forma inesperada para a falta em um alimentador adjacente conectado à mesma subestação. A contribuição da GD para a falta pode exceder o *pickup* das proteções de sobrecorrente não envolvidas diretamente com a falta, podendo levar ao desligamento de uma seção da rede em estado normal de operação, antes que a falta real seja eliminada (SA'ED, FAVUZZA, *et al.*, 2013). Conforme já explicado, o gerador tem maior contribuição para a falta quando está mais próximo da subestação, sendo que o fenômeno se agrava em redes fracas com alimentadores longos protegidos por relés de corrente de tempo definido. Nesses casos, as configurações dos relés devem assegurar que as faltas no final da alimentação também sejam detectadas, o que leva a uma corrente de atuação relativamente pequena (COSTER, MYRZIK e KLING, 2010).

O princípio do compartilhamento de *trip* é mostrado na Figura 4.8. Nesta figura é possível verificar a contribuição da geração distribuída para uma falta em um alimentador adjacente. Considerando que os relés não são direcionais, a contribuição da GD pode levar a atuação do seu alimentador (Relé 2) de forma equivocada antes da eliminação da falta no alimentador com defeito. Além disso, o alimentador adjacente (Relé 1), sob falta, também pode atuar antes dos seus equipamentos a jusante devido a soma da contribuição da GD.

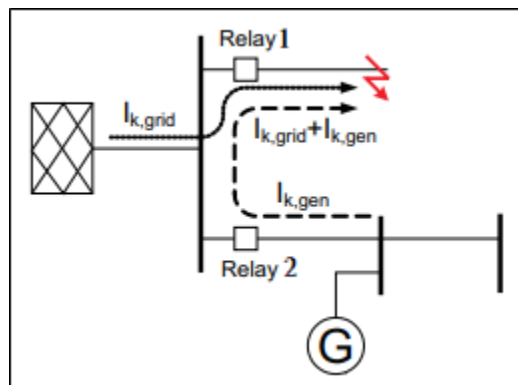


Figura 4.8 - Princípio de falso *trip* (COSTER, 2010)



Os disparos falsos podem ser evitados ao mudar as configurações dos relés de sobrecorrente, ou seja, aumentar o tempo de eliminação da falta ao invés da corrente de *pickup*, porém, isso faz com que o sistema fique menos sensível, diminuindo a sua confiabilidade. Quando a seletividade não pode ser alcançada com mudanças nas configurações da proteção convencional, recomenda-se a utilização da função de sobrecorrente em combinação com a função direcional, o que hoje é algo bastante factível e comum nos equipamentos de proteção utilizados pelas concessionárias.

#### **4.4. Considerações finais**

Da penetração de GDs a conversores estáticos no cenário nacional, apenas 17% encontra-se conectada em níveis de tensão de distribuição. Dada a característica da contribuição dessas fontes, de apenas 2 pu e durante um curto período transitório, verifica-se que a relevância de seus impactos dependeria da conexão de uma quantidade expressiva de geradores conectados ao longo de um alimentador e, ainda assim, seus impactos seriam limitados pelo tempo de contribuição. Além disso, a recomendação para estas fontes é que elas sejam conectadas via alimentadores expressos em *bay* específico na subestação, devido à característica intermitente da potência gerada, o que ainda reduz os impactos à proteção da distribuição (BRAGA JR, 2017).

Em contrapartida, a penetração de GDs a partir de fontes síncronas, apesar de ser menor que as GDs a conversores estáticos mesmo na média tensão, oferece maiores riscos à proteção da distribuição. Além da alteração nos níveis de curto-circuito em todo o alimentador, devido a estes geradores serem geralmente conectados em derivação, a bidirecionalidade, sub e sobrealcance da proteção e os demais impactos são comuns quando de sua conexão. Assim, considerando o grande potencial nacional para fontes renováveis e as previsões para o crescimento das GDs síncronas, faz-se necessário o estudo de soluções que viabilizem seu crescimento de forma vantajosa tanto para os acessantes quanto para as distribuidoras.



## **5. METODOLOGIA DE PROTEÇÃO PROPOSTA**

### **5.1. Considerações iniciais**

Até este ponto foram abordados os conceitos das redes de distribuição, apresentadas suas filosofias de proteção assim como as metodologias convencionais para definição dos ajustes dos principais equipamentos comumente utilizados. Foram ainda abordados os tipos de GDs e os impactos causados pela inserção dessas fontes nos sistemas de proteção.

Conforme abordado, a proteção na distribuição é realizada prioritariamente utilizando a funcionalidade de sobrecorrente, a qual é suficiente para garantir a proteção de sistemas radiais. Para definição dos ajustes de sobrecorrente dos diversos dispositivos da rede, é utilizada metodologia apresentada no capítulo 2, na qual não se leva em conta as contribuições para a corrente de curto-circuito advindas de fontes externas ao sistema da concessionária. A conexão de GDs pode resultar em descoordenação da proteção, perda de sensibilidade dos dispositivos de sobrecorrente além dos demais impactos apresentados no capítulo 4, causados principalmente pelas alterações nas correntes de curto-circuito.

Considerando ainda o rápido crescimento das GD, verifica-se a necessidade de atualização nas filosofias de proteção dos sistemas de distribuição para que os impactos da entrada dessas fontes sejam reduzidos e que permita o uso mais eficiente dos recursos de geração distribuída pois, conforme apresentado na seção 3.5, os critérios atuais para inserção dessas fontes, principalmente no que diz respeito a proteção, ainda não permitem tirar pleno proveito das vantagens proporcionadas por esse tipo de geração.

Dessa forma, na tentativa de mitigar os impactos da geração distribuída e permitir um melhor aproveitamento dessas fontes através do emprego da proteção de sobrecorrente, este capítulo apresenta uma proposta de metodologia de parametrização aplicável aos sistemas de distribuição com GD. Tal metodologia busca garantir a atuação correta da proteção dentro das filosofias de proteção seletiva e coordenada, considerando a possibilidade de operação da GD de forma ilhada ou não, aumentando a confiabilidade da proteção e do sistema de distribuição como um todo.

### **5.2. Premissas gerais**

De forma a manter a coerência em relação às proteções comumente utilizadas em redes de distribuição, a metodologia desenvolvida considera apenas o acréscimo da função de sobrecorrente direcional. Atualmente, com a aplicação dos equipamentos digitais microprocessados, a maioria dos equipamentos de proteção utilizados pelas distribuidoras, tais





como os relés e religadores microprocessados, possuem em sua gama de funções a função direcional (ANSI 67). A utilização desta função é necessária visto que no sistema com geração distribuída, conforme abordado na seção 4.3.4, o fluxo de corrente de curto-circuito se dá em duas direções.

Com o objetivo de abranger as situações de maior impacto para as redes de distribuição quando da presença de GDs, a metodologia apresentada neste capítulo leva em conta GDs conectadas pela configuração em derivação em alimentadores existentes com predominância de geração distribuída a partir de fontes síncronas. A conexão em derivação, quando comparada com a conexão por intermédio de alimentador expresso é mais impactante para a rede de distribuição pelo fato do fluxo de corrente ser bidirecional. No geral, visto que as concessionárias solicitam que os acessantes devem prover referência de terra no lado da acessada, serão considerados transformadores de acoplamento com ligação tipo estrela aterrada no lado de alta tensão.

Além dos estudos de proteção, a entrada de uma GD em um alimentador necessita de estudos de estabilidade transitória e fluxo de potência para dar subsídios a operação adequada do sistema. Apesar disso, neste trabalho não serão considerados tais estudos pois fogem do escopo estabelecido.

Destaca-se que a metodologia de proteção proposta contempla a possibilidade de ilhamento intencional das GDs, assumindo que as análises de estabilidade permitem este tipo de operação sem prejuízos às máquinas quando de sua operação em ilha ou durante as manobras de religamentos e que na microrrede os níveis de tensão e frequência são adequados.

Considerando o sistema com GD conectada em derivação, pode-se dividir os equipamentos em zonas de proteção, tendo a GD como referência, de forma a ajustar os equipamentos antes e depois do ponto de conexão da GD. Assim, a metodologia será desenvolvida de forma a buscar os melhores ajustes para os equipamentos de proteção instalados a jusante e a montante da GD, inclusive considerando a bidirecionalidade do fluxo de corrente.

Os ajustes dos dispositivos serão determinados de forma a buscar o menor impacto para a proteção contemplando as dinâmicas operativas dos sistemas com GDs, visto que essas fontes podem sair e entrar em operação de forma aleatória dependendo de fatores climáticos, das necessidades dos acessantes e também da operação das distribuidoras segundo o acordo operativo pré estabelecido.

De forma a buscar flexibilidade na metodologia através da utilização de diversos tipos de curvas, serão consideradas curvas de tempo dependente para as proteções de fase e para as

proteções de terra serão utilizadas curvas de tempo definido na filosofia seletiva. Considerando que a utilização das curvas de tempo definido para proteção de terra são práticas já usuais em algumas concessionárias de energia, essa consideração não traz nenhuma perda para a o sistema de proteção.

## 5.3. Conceitos

### 5.3.1. Bidirecionalidade e Zonas de Proteção

Considerando a bidirecionalidade dos fluxos de corrente após a inserção da geração distribuída na conexão em derivação em um alimentador, serão necessárias análises que levem em conta a direção normal e a direção inversa das correntes de curto-circuito. Dessa forma, considerando o sistema apresentado nas Figuras 5.1 e 5.2, é necessário introduzir outros conceitos, os quais serão utilizados durante o desenvolvimento da metodologia.

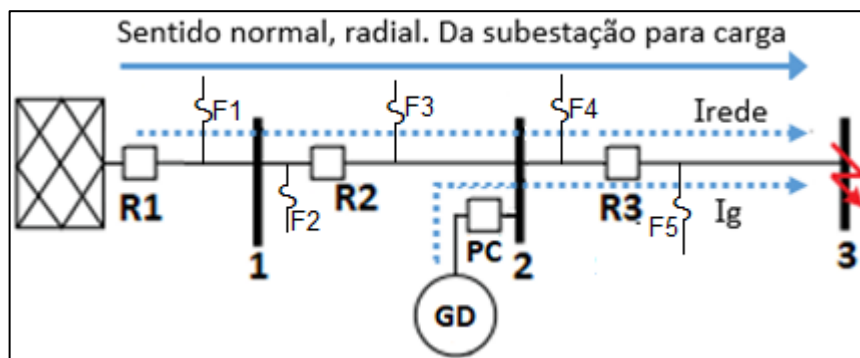


Figura 5.1 - Sentido normal da corrente de curto, onde “G” é o gerador

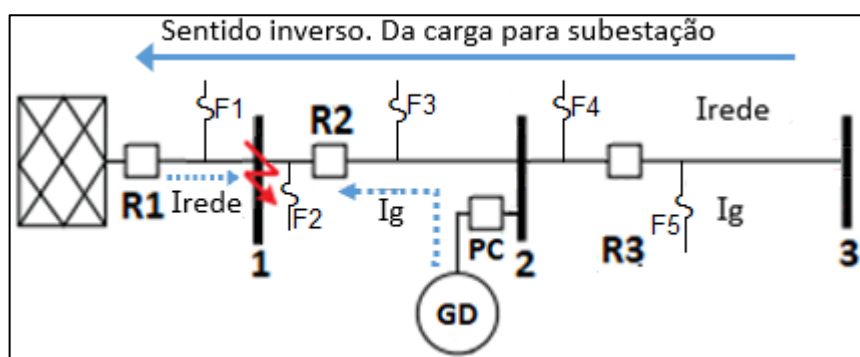


Figura 5.2 - Sentido inverso das correntes de curto, onde “G” é o gerador

- Fonte de referência: é a referência principal para um equipamento de proteção da rede que dá a orientação sobre sua zona de proteção e sentido do fluxo de corrente. Para os equipamentos presentes no tronco e derivações de um alimentador de distribuição a fonte referência é a subestação de distribuição. Já para os equipamentos instalados entre o



- gerador e seu ponto de conexão com o tronco do alimentador a fonte referência é o próprio gerador;
- b) Direção normal ou radial: é quando se considera o sentido do fluxo de corrente saindo da fonte de referência para a carga. Na Figura 5.1 pode-se visualizar as contribuições do gerador e da rede,  $I_g$  e  $I_{rede}$ , respectivamente, para as correntes de curto-circuito fluindo na direção normal para um curto-circuito na barra 3 visto que a corrente está saindo das fontes de referência;
  - c) Direção inversa: neste caso o sentido do fluxo se dá da carga para uma fonte de referência, ou seja, a corrente vai em direção a fonte referência. Na Figura 5.2 pode-se ver, para um curto-circuito na barra 1, a contribuição do gerador,  $I_g$ , fluindo no sentido inverso considerando a SED como fonte de referência. Já se a fonte referência for a GD,  $I_g$  está no sentido normal;
  - d) Jusante: Pontos do circuito situados após uma entidade de rede, considerando a SED como referência e o sentido normal das correntes. Na Figura 5.1, considerando o sentido normal das correntes, o equipamento R2 está a jusante do equipamento R1;
  - e) Montante: Pontos do circuito situados antes de uma entidade de rede, considerando a SED como referência e o sentido normal das correntes. Na Figura 5.1, considerando o sentido normal das correntes, o equipamento R1 está a montante do equipamento R2;
  - f) Jusante inversa: Pontos do circuito situados após uma entidade de rede, considerando a GD como referência e o sentido inverso das correntes. Na Figura 5.2, considerando o sentido inverso das correntes, o equipamento R1 está a jusante inversa do equipamento R2;
  - g) Montante inversa: Pontos do circuito situados antes de uma entidade de rede, considerando a GD como referência e o sentido inverso das correntes. Na Figura 5.2, considerando o sentido inverso das correntes, o equipamento R2 está a montante inversa do equipamento R1;
  - h) Zona de proteção principal ou principal normal: é o trecho compreendido entre dois equipamentos de proteção de uma rede de distribuição considerando o fluxo de corrente normal e sua fonte de referência.

Na Figura 5.1, as zonas de proteção primárias normais de cada equipamento são:

- R1 (SED é referência): entre R1 e R2;
- R2 (SED é referência): entre R2 e R3 e entre R2 e PC;
- R3 (SED é referência): entre R3 e o equipamento de proteção a jusante;
- GD (GD é referência): entre GD e PC;



- PC (GD é referência): entre PC e R2 e entre PC e R3.
- i) Zona de proteção retaguarda ou de retaguarda normal: é a sobreposição da zona de proteção principal de um equipamento promovida por outro instalado a montante e considerando o sentido normal de corrente. Esta sobreposição é determinada em função do tipo do equipamento de proteção.

Na Figura 5.1, as zonas de proteção de retaguarda de cada equipamento são:

- R1 (SED é referência): entre R2 e R3;
  - R2 (SED é referência): entre R3 e o equipamento de proteção a jusante deste e PC e o gerador;
  - PC (GD é referência): entre R2 e R1 e entre R3 e o equipamento de proteção a jusante.
- j) Zona de proteção principal inversa: é o trecho compreendido entre dois equipamentos de proteção de uma rede de distribuição considerando o fluxo de corrente inverso e sua referência;

Na Figura 5.2, as zonas de proteção primárias inversas de cada equipamento são:

- R2 (SED é referência): entre R2 e R1;
  - PC (GD é referência): entre PC e o gerador.
- k) Zona de proteção de retaguarda inversa: é a sobreposição da zona de proteção principal inversa de um equipamento promovida por outro instalado a montante inversa considerando sua referência. Esta sobreposição é determinada em função do tipo do equipamento de proteção.
- Nas figuras 5.1 e 5.2 nenhum equipamento possui retaguarda inversa. Porém, supondo que a GD estivesse conectada a barra 3, R3 passaria a ter esta zona, pois entre R2 e R3 seria sua zona principal inversa e entre R1 e R2 passaria a ser sua zona de retaguarda inversa.

### **5.3.2. Corrente dinâmica**

Após a conexão da geração distribuída, além dos níveis de curto-circuito serem alterados, as dinâmicas das correntes de curto-circuito também sofrem alteração devido sequência de operações dos dispositivos de proteção. Na metodologia convencional, os ajustes eram calculados considerando correntes de curto-circuito fixas e que eram eliminadas após abertura do equipamento protetor. No caso do sistema com GD, nem sempre os defeitos irão se extinguir após abertura de um único equipamento, sendo assim a corrente no ponto de defeito sofrerá

variações em sua magnitude. Para considerar este efeito, foi inserido o conceito de corrente dinâmica ou equivalente.

A corrente dinâmica é a corrente equivalente que o fusível ou religador enxergam quando há variação no módulo da corrente de curto-circuito em decorrência da saída de uma fonte (subestação ou GD). Ou seja, a corrente dinâmica é o valor de corrente que leva a atuação de um dispositivo no mesmo tempo que ele levaria para atuar quando ocorre a variação da corrente de falta no tempo.

A Figura 5.3 apresenta um exemplo, no caso um fusível é submetido a um curto-circuito de 300 A, para a qual o seu tempo de resposta seria de 0,35 s. Após a atuação de um equipamento de proteção, retirando uma das fontes de curto-circuito, a corrente passa a ser 200 A, sendo que para este novo nível de corrente o tempo de atuação do equipamento seria de 1 s. Ou seja, não houve atuação do fusível no tempo correspondente a corrente de 300 A, considerando as duas fontes, e nem no tempo correspondente a 200 A considerando apenas uma das fontes, uma vez que ao variar a corrente de defeito o fusível já havia sofrido o efeito térmico prévio provocado pela contribuição das duas fontes. Pode-se dizer que os efeitos térmicos que levam o fusível a atuar é acumulativo das duas correntes e equivale neste caso exemplo ao aquecimento provocado por uma corrente fixa de 240 A. Pelo coordenograma da Figura 5.3, verifica-se que uma corrente constante de 240 A levaria o fusível a atuar em 0,7s.

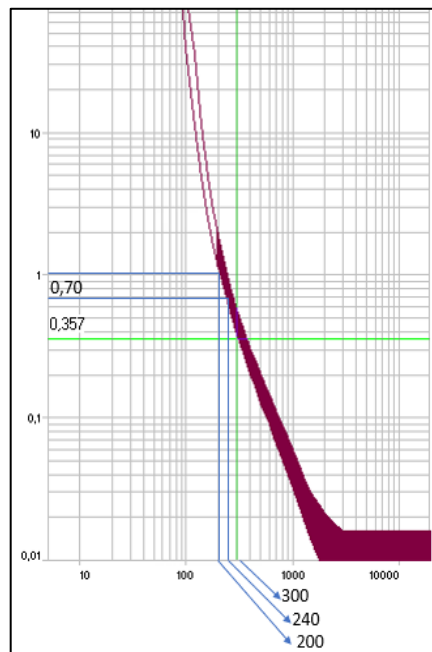


Figura 5.3 - Corrente dinâmica em fusível

A obtenção desta corrente equivalente se deu através da simulação da lógica de atuação de relés de proteção e fusíveis através do software MATLAB utilizando a técnica de integração segundo a norma IEEE C37.112 – 1996 (IEEE, 1996). O algoritmo desenvolvido, o qual consta



no Apêndice A, tem como entradas a equação das curvas aplicadas aos relés de proteção, as correntes eficazes e o tempo de variação da corrente. Como saída o algoritmo retorna o tempo total de atuação do equipamento considerando a variação da corrente de curto-circuito informada e a corrente que levaria a esta atuação, chamada neste trabalho de corrente dinâmica.

O algoritmo foi validado através das comparações com os tempos de atuação de equipamentos com as mesmas características simulados no DistriView, por meio de sua ferramenta *run stepped event analysis* a qual dá os tempos de atuação dos equipamentos considerando as variações dinâmicas das correntes no tempo. A ferramenta desenvolvida será melhor abordada no Capítulo 6.

Como o algoritmo necessita da informação de uma equação que representa o tempo de atuação do equipamento, para simulação dos elos fusíveis foi necessário desenvolver equações características que emulassem seu comportamento. Para desenvolver as equações características dos fusíveis partiu-se do princípio que os mesmos podem ser representados por curvas IEC e ANSI, equações 5.1 e 5.2, respectivamente, visto que existem semelhanças entre as curvas de fusíveis e relés quando comparados em um coordenograma. Assim, o desafio estaria em encontrar os coeficientes dessas equações que produziria um erro mínimo entre as curvas geradas e as dos elos fusíveis obtidas dos catálogos dos fabricantes.

$$t_{IEC} = \frac{\beta}{\left(\frac{I_{cc}}{I_p}\right)^\alpha - 1} \cdot DT \quad (5.1)$$

Onde:

$t_{IEC}$ : Tempo de atuação da curva padrão IEC;  
 $I_{cc}$ : Corrente de curto-circuito;  
 $I_p$ : Corrente de *pickup*;  
 $\beta, \alpha, DT$ : Constantes a serem determinadas.

$$t_{ANSI} = \left[ \frac{\beta}{\left(\frac{I_{cc}}{I_p}\right)^\alpha - 1} + K \right] DT \quad (5.2)$$

Onde:

$t_{ANSI}$ : Tempo de atuação da curva padrão ANSI;  
 $I_{cc}$ : Corrente de curto-circuito;  
 $I_p$ : Corrente de *pickup*;  
 $\beta, \alpha, K, DT$ : Constantes a serem determinadas.

A determinação dos coeficientes se deu através do algoritmo apresentado no Apêndice B, que tem como entrada o *pickup*, determinado a partir das curvas dos fusíveis disponibilizados por fabricantes, assim como seus pares ordenados Corrente x Tempo típicos. A partir destes

pontos, o algoritmo retorna os coeficientes da equação. A decisão do algoritmo para determinar a curva que melhor representa um determinado fusível é baseada no tratamento dos erros entre os pontos Corrente x Tempo informados e os pontos gerados pela equação encontrada para as mesmas correntes de falta. Este tratamento é realizado através do MAPE – *Mean Absolute Percentage Error*, que é uma ferramenta da estatística para suavização e identificação da aderência de um conjunto de dados, sendo esta uma das ferramentas mais utilizadas para tratamento de erros (MYTTENAERE, GOLDEN, *et al.*, 2016). Assim, o algoritmo se baseia na equação com menor MAPE para determinar a curva mais aderente ao conjunto de dados informados, sendo admitido neste trabalho o erro de 5% como aceitável.

As equações características dos fusíveis foram validadas através de simulações das curvas de diversos fusíveis, analisando os desvios entre os conjuntos Corrente x Tempo disponibilizados pelos fabricantes e gerados pelo algoritmo. Como exemplo, a equação (5.3) representa um fusível 25 T, e a Figura 5.4 apresenta a sua curva de máxima interrupção em comparação com a curva determinada por meio de ensaios.

$$t_{fuse25T} = \left[ \frac{58,75}{\left(\frac{I_{cc}}{62}\right)^{1,9} - 1} + 0,04 \right] \cdot 0,19 \quad (5.3)$$

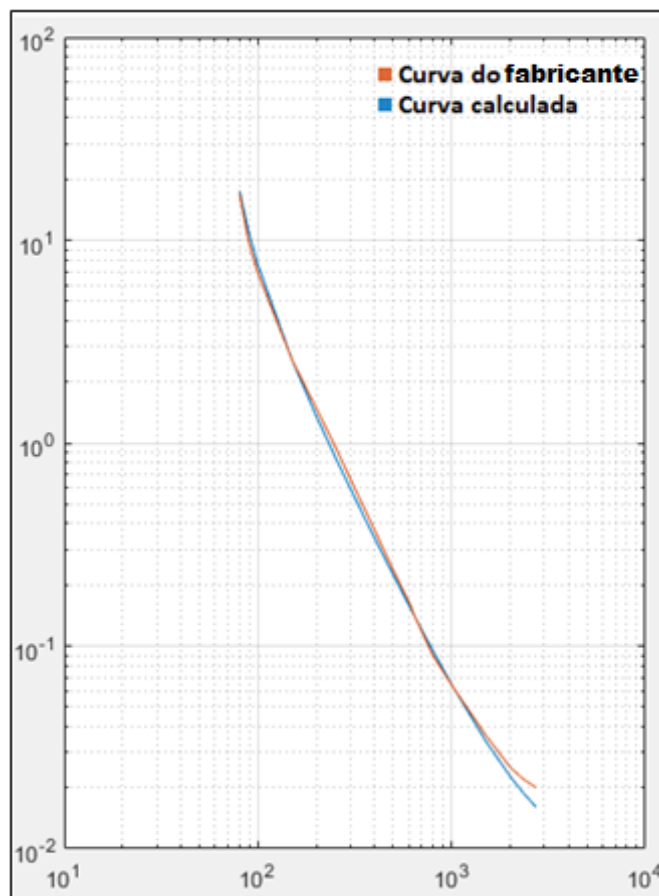


Figura 5.4 - Curva *total clearing* de um fusível 25T

Apesar de o método de corrente dinâmica utilizar a integração para representar os efeitos de aquecimento dos fusíveis, sua utilização pode ser validada através de simulações juntamente com o DistriView, utilizando a ferramenta *run stepped event analysis*. Dessa forma, foi variada a corrente de atuação em fusíveis no DistriView e verificados seus tempos de atuação, sendo o procedimento realizado no algoritmo de integração e verificado sua aderência. A Tabela 5.1 apresenta os resultados para o fusível da equação (5.3).

Tabela 5.1 - Tempos de atuação simulados com corrente dinâmica para fusível 25T

$I_{cc-ini}$ (A)	$T_{I_{cc-ini}}$ (s)	$I_{cc-fim}$ (A)	$T_{DistriView}$ (s)	$T_{MATLAB}$ (s)	Erro (%)
329	0,102	240	0,786	0,77	2
329	0,255	240	0,673	0,678	1
658	0,098	441	0,181	0,173	4
658	0,039	441	0,246	0,241	2
739	0,03	441	0,242	0,246	2
739	0,056	441	0,199	0,192	4
739	0,074	441	0,169	0,163	4

Onde:

$I_{cc-ini}$  (A): é a corrente de curto-circuito inicial;

$T_{I_{cc-ini}}$  (s): corresponde ao tempo em que a corrente de curto-circuito inicial permanece no sistema, sendo igual ao tempo de atuação de um equipamento de proteção que retira parte da contribuição do curto-circuito (Subestação ou GD);

$I_{cc-fim}$  (A): é a corrente de curto-circuito que permanece no sistema após saída de uma das fontes;

$T_{DistriView}$  (s): é o tempo de atuação do fusível simulado no DistriView para as dinâmicas de corrente correspondentes;

$T_{MATLAB}$  (s): é o tempo de atuação do fusível simulado no MATLAB para as dinâmicas de corrente correspondentes;

Erro (%): é o erro das medidas simuladas via algoritmo em relação ao DistriView.

### 5.3.3. Pontos críticos

Na seção 2.7.2 foram mostrados os pontos mínimo e máximo utilizados para definição dos intervalos de coordenação entre fusíveis e religadores/relés de proteção. No geral, na metodologia convencional, o ponto de máximo era aplicado para verificação das curvas rápidas e os pontos de mínimo para verificação das curvas lentas. Após a entrada da geração distribuída, em razão das alterações nos níveis de curto-circuito e das novas dinâmicas do sistema, devem-se determinar novos pontos que garantam a coordenação para esta nova configuração através da alteração das curvas dos religadores/relés.

No que diz respeito a filosofia de proteção coordenada, para que esta seja eficaz quando da presença de geração distribuída, é necessário determinar os pontos críticos. Neste novo conceito, os pontos críticos dizem respeito aos novos pontos mínimo e máximo considerados para curva rápida de forma que esta possa ser otimizada. A otimização da curva rápida é



importante para garantir a coordenação com outros equipamentos microprocessados a montante, de forma que possam ser aplicados intervalos mínimos de seletividade entre elas e ainda assim seja garantida a filosofia coordenada.

Os pontos críticos, divididos então em pontos mínimo e máximo calculados para a curva rápida, são determinados através da aplicação das correntes de curto-circuito máximas e mínimas juntamente com o fator de segurança “K”, que depende da quantidade de religamentos da curva rápida do equipamento protegido, analisando cada fusível com os quais deseja-se coordenar dentro da zona de proteção do religador e considerando as dinâmicas conforme seção 5.5.

A análise via aplicação das correntes de curto-circuito em cada fusível individualmente para determinar os pontos mínimo e/ou pontos máximo é chamada neste trabalho de “análise fusível a fusível”.

Apesar de alguns equipamentos possuírem curvas rápidas padrão de acordo com cada fabricante, neste trabalho serão utilizadas principalmente as curvas padrão IEC e ANSI dada as suas abrangências e flexibilidade. Além disso, verifica-se que a utilização dessas curvas torna a coordenação mais otimizada principalmente quando da aplicação em vários equipamentos de proteção em série. Porém, a utilização das curvas rápidas normalmente pode levar a cruzamentos com as curvas dos fusíveis verificando-se, assim, a importância da determinação dos pontos críticos. Apesar da escolha da aplicação de curvas rápidas IEC e ANSI, o conceito ora apresentado é aplicável a quaisquer curvas.

Na Figura 5.5 pode-se verificar um coordenograma apresentando os denominados pontos críticos. Tais pontos são utilizados como forma de auxiliar na determinação das curvas rápidas dos equipamentos, de forma que há a necessidade de as curvas rápidas englobarem, ou seja, ficarem abaixo, dos pontos críticos para garantir a coordenação com os fusíveis considerados.

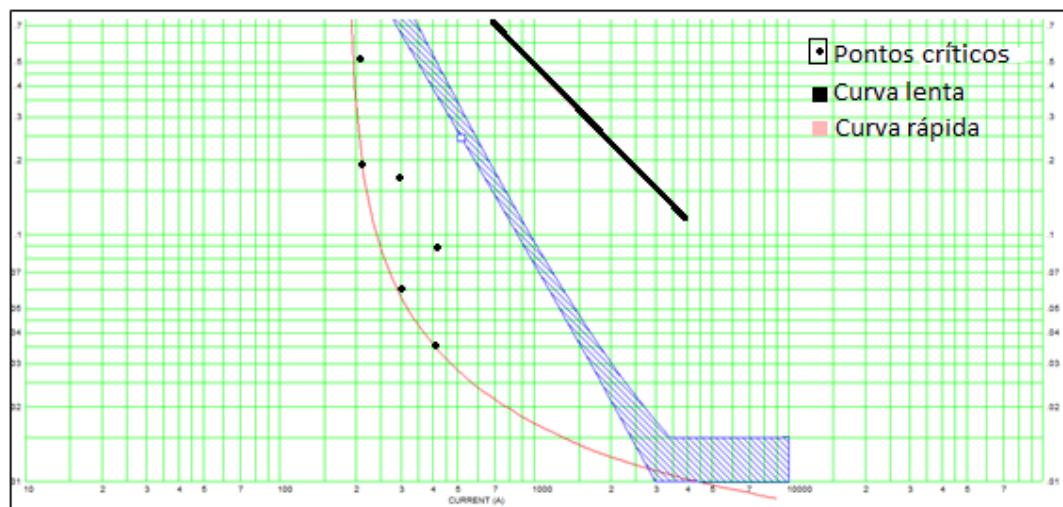


Figura 5.5 - Relação curva rápida x pontos críticos

### 5.3.4. Pontos de mínimo para tempo definido

Atentando para a premissa de utilização das curvas de tempo definido para garantir a flexibilidade da metodologia desenvolvida, neste trabalho estas curvas serão utilizadas na definição das proteções de terra dos equipamentos. A utilização das curvas lentas de tempo definido certamente fará com que estas se cruzem com as dos fusíveis e, nesse caso, será necessário determinar os pontos mínimo para estes fusíveis para garantir a seletividade em toda faixa de corrente de curto.

Similar aos pontos críticos, os pontos mínimos para a curva de tempo definido visam determinar o melhor ajuste para aplicação desta curva, porém aqui são analisadas as curvas lentas. Neste caso, determina-se os pontos mínimo para as curvas lentas de tempo definido analisando os menores valores de curto-circuito na zona de proteção considerada e analisando cada fusível individualmente. Após determinados os pontos mínimos, a curva lenta de tempo definido deve ficar acima de todos os pontos encontrados para garantir a seletividade com todos os fusíveis na zona de proteção do religador, conforme apresentado na Figura 5.6.

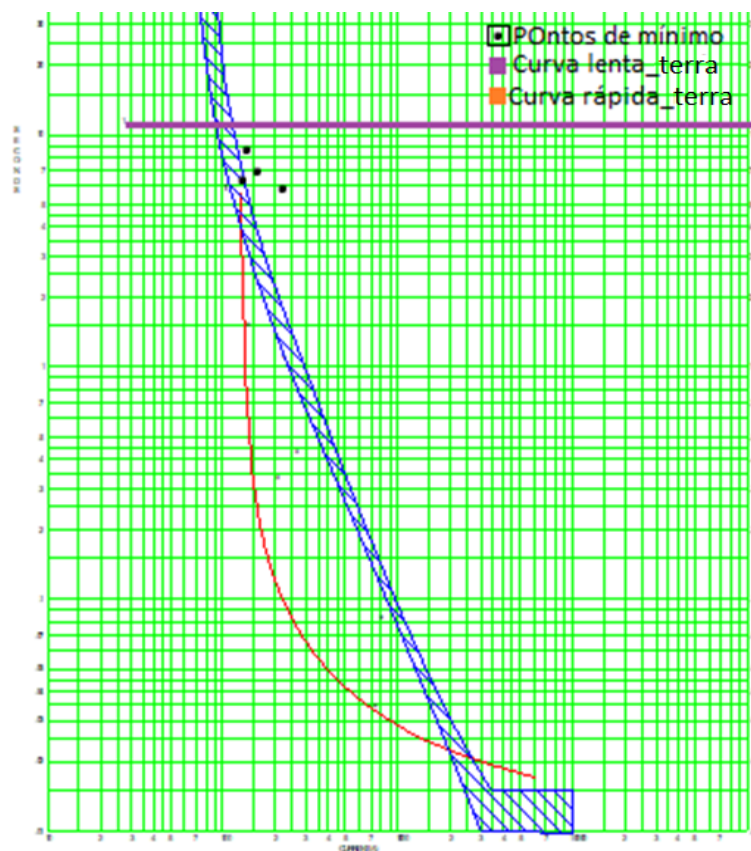


Figura 5.6 - Pontos de mínimo e curva lenta de tempo definido



### 5.3.5. Cenários operacionais

Num alimentador com geração distribuída os fluxos de carga e correntes de curto-circuito sofrem alterações, visto que a geração distribuída pode operar de forma intermitente em decorrência das necessidades dos acessantes, das falhas no sistema de geração, das interrupções forçadas devido a curtos-circuitos ou em decorrência de necessidades operacionais da distribuidora firmadas em acordo operativo entre as partes.

Considerando as premissas estabelecidas para obtenção dos melhores ajustes para os dispositivos de proteção e que a GD pode operar de forma ilhada, sua determinação será realizada de forma a considerar os diferentes cenários de operação. Neste sentido o sistema pode vir a operar de três formas diferentes, sendo elas:

- a) Operação com GD e SED (OPGS): Neste caso os impactos para os sistemas de proteção são mais significativos, levando em conta as variações nas correntes de curto-circuito e fluxos de potência. Ao considerar este caso, significa que as correntes de curto-circuito dos dispositivos são determinadas e analisadas considerando as dinâmicas associadas às contribuições das duas fontes;
- b) Operação somente com sistema (OPSS): Neste caso a operação não considera a presença de geração distribuída e o fluxo de corrente é unidirecional originado na SED. Ao considerar este caso, significa que as correntes de curto-circuito dos dispositivos são determinadas e analisadas considerando somente a presença do sistema da distribuidora contribuindo para os curtos;
- c) Operação somente com GD (OPGD): Neste caso a operação não considera a presença da SED, ou seja, a GD opera de forma ilhada. Ao considerar este cenário, significa que as correntes de curto-circuito dos dispositivos são determinadas e analisadas considerando somente a presença da GD contribuindo para os curtos.

### 5.4. Proteção seletiva

Nesta seção serão apresentados os critérios para definição dos ajustes da proteção de sobrecorrente que garantem o desempenho da filosofia de proteção seletiva para redes de distribuição com geração distribuída síncrona e conexão em derivação. As análises serão realizadas considerando a bidirecionalidade, os equipamentos a montante e a jusante da GD e os diferentes cenários de operação. Neste caso, será possível generalizar os ajustes de forma que a metodologia seja replicável, analisando os equipamentos de proteção a montante da GD considerando o sentido normal e inverso; equipamentos a jusante da GD e a análise da própria GD, no que diz respeito a seu ponto de conexão.



A metodologia de proteção seletiva visa determinar os ajustes dos equipamentos para as proteções de fase e de neutro, tendo em conta:

- a) Corrente de carga ( $I_c$ );
- b) Corrente de desequilíbrio de neutro ( $I_{deseq}$ );
- c) Corrente de *inrush*;
- d) Curto-circuito trifásico ( $I_{cc3F}$ );
- e) Curto-circuito bifásico ( $I_{cc2F}$ );
- f) Curto-circuito fase-terra máx ( $I_{cc1F}$ );
- g) Curto-circuito fase-terra mínimo, o qual considera resistência de falta de 40 Ohms ( $I_{cc1F-min}$ );
- h) Intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , igual 200 ms;
- i) Ampacidade dos condutores.

De forma geral, pretende-se determinar o *pickup*, a curva e o dial de tempo de cada equipamento. Considerando como critérios gerais:

- a) O *pickup* de fase sempre deve ser maior que a corrente de carga enxergada pelo equipamento;
- b) O *pickup* de fase sempre deve enxergar o menor curto-circuito bifásico dentro de sua zona de proteção principal;
- c) A proteção de fase não deve atuar para a corrente de *inrush*;
- d) A proteção de fase deve sempre respeitar capacidade de condução de corrente dos condutores protegidos, de forma que seu *pickup* seja no máximo igual a ampacidade do condutor de menor capacidade protegido pelo equipamento;
- e) A proteção de terra deve sempre ser maior que a corrente de desequilíbrio enxergada pelo equipamento;
- f) A proteção de terra deve sempre enxergar a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo ao menos na sua zona de proteção principal;
- g) As curvas e diais de tempo aplicados para as proteções de fase e terra devem ser determinados de forma a respeitar o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , de 200 ms para a maior corrente de curto-circuito enxergada pelos dispositivos protetor e protegido considerados.

Dessa forma, visando a determinação destes parâmetros e as condições operacionais que levem a otimização da proteção seletiva, as análises podem ser divididas em zonas de proteção conforme conceitos apresentados em 5.3.1. Os cenários operacionais devem ser considerados conforme roteiro descrito nas seções subsequentes e os ajustes a serem obtidos devem contemplar tais cenários (saída ou entrada da GD) sem necessidade de alteração de parâmetros ou implementação de grupos de ajustes.

Apesar da metodologia apresentada poder ser generalizada, sempre que possível os elementos serão referenciados conforme os da Figura 5.1 para facilitar o entendimento.

#### **5.4.1. Ajuste dos equipamentos considerando possibilidade de operação ilhada da GD**

De forma a proporcionar ajustes otimizados além de facilitar a análise, os ajustes dos equipamentos devem ser determinados de acordo com a seguinte sequência:

- a) Primeiramente deve-se ajustar os religadores a jusante da GD;
- b) Posteriormente devem ser ajustados os religadores a montante da GD para o sentido inverso;
- c) O terceiro passo é ajustar a GD, no seu ponto de conexão, para o sentido inverso;
- d) Na sequência ajustam-se os religadores a montante da GD para o sentido normal;
- e) Por fim, ajusta-se a GD em seu ponto de conexão para o sentido normal.

Considerando o sistema da Figura 5.1, os ajustes teriam como sequência:

- a) Primeiramente ajusta-se R3;
- b) Posteriormente ajusta-se R2 no sentido inverso;
- c) Em seguida ajusta-se PC no sentido inverso;
- d) Na sequência ajusta-se R2 e R1 no sentido normal;
- e) Por fim, ajusta-se PC no sentido normal.

##### **5.4.1.1. Ajuste dos religadores a jusante da GD**

O *pickup* do religador deve ser definido considerando a OPSS – operação somente com sistema e a OPGD – operação somente com GD, analisando, dentre os dois cenários considerados, o menor curto-circuito bifásico na sua zona retaguarda normal para proteção de fase e o menor curto-circuito fase-terra mínimo na mesma zona para proteção de terra. O *pickup* definido nas condições propostas é otimizado e faz com que o menor curto-circuito continue sendo enxergado quando da entrada da GD no sistema mantendo a sensibilidade da proteção. O *pickup* deve ainda ser maior que a corrente de carga na OPSS, visto que a corrente de carga não muda com a entrada da GD.

Em relação às curvas destes equipamentos só existe uma direção a ser analisada e o ajuste deste religador não depende de ajustes da GD ou de qualquer outro equipamento a montante. De forma geral, para defeitos a jusante de equipamentos localizados a jusante da GD, como no caso do defeito na barra 3 e R3 da Figura 5.1, há um aumento no nível de corrente nestes equipamentos quando comparados à configuração OPSS. Este aumento no nível de curto-circuito pode deslocar o ponto de corrente máxima para a direita, gerando perda de seletividade



entre as curvas de máxima interrupção dos fusíveis protetores e dos religadores protegidos, pois o método convencional considera o intervalo de seletividade para uma corrente de máximo com apenas uma fonte.

Na seletividade entre religadores e fusíveis a jusante da GD, o intervalo de seletividade deve ser aplicado para a máxima corrente de curto-circuito trifásico enxergada, analisando o religador e o maior fusível em sua zona de proteção principal normal, considerando a OPGS – operação com GD e SED.

Para obter a seletividade entre religadores a jusante da GD o intervalo de seletividade deve ser aplicado para a máxima corrente de curto-circuito trifásico enxergada pelos dispositivos em análise considerando a OPGS, onde há contribuições do sistema e GD para o defeito.

Essas observações valem tanto para a curva lenta de fase quanto para a de terra, porém para a curva de terra a seletividade em relação aos fusíveis, utilizando curva de tempo definido, deve ser pela análise fusível a fusível analisando os pontos de mínimo considerando OPSS, onde as correntes enxergadas pelo religador e fusíveis são menores.

#### **5.4.1.2. Ajustes dos religadores a montante da GD para o sentido inverso**

Como a GD pode operarilhada, deve ser avaliado até onde a GD pode assumir cargas, definindo uma zona de operação até onde será analisada a curva lenta inversa do religador, por meio do qual serão delimitadas as cargas. No geral, para curtos nas zonas inversas dos religadores a montante da GD, curto-circuito na barra 1 da Figura 5.1 por exemplo, estes devem atuar como equipamentos protetores permitindo que a GD continue operando.

Um dos dados necessários para avaliar o ajuste da GD, considerando a possibilidade de ilhamento, é a curva lenta no sentido inverso do religador a montante que por sua vez depende das curvas lentas dos religadores a jusante inversa. Dessa forma será avaliada, primeiramente, a curva lenta destes religadores no sentido inverso antes da determinação das curvas da GD, ressaltando que o sistema é radial tendo como fonte a GD.

O *pickup* da curva lenta de fase deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico que o religador enxerga, na sua zona principal inversa e zona de retaguarda inversa, na configuração OPGS para não haver subalcançe como explicado anteriormente. Ao mesmo tempo este *pickup* deve ser compatível com a maior corrente de carga que a GD pode fornecer.

Dessa forma, partindo do sentido jusante inversa para montante inversa, e do religador que delimita a zona em que a GD pode operar ilhada, analisam-se as curvas dos religadores, no sistema OPGD, tomando como referência o maior fusível nas suas zonas de proteção principais inversas. O intervalo de seletividade deve ser avaliado inicialmente para a maior corrente de



curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam, sendo que o ideal é que a curva do religador fique acima da curva *total clearing* do fusível em toda sua extensão. Caso não fique, deve ser analisada a menor corrente de curto-circuito bifásico e aplicado o intervalo de seletividade neste ponto. O mesmo procedimento vale entre as curvas lentas dos religadores, deve ser aplicado  $\Delta t$  para a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois enxergam considerando a configuração OPGD.

Para a proteção de terra, considerando curva tempo definido, o *pickup* deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo na zona de retaguarda inversa do religador para o sistema OPGS, aplicando fator de segurança FS, e maior que a corrente de desequilíbrio enxergada pelo religador quando da operação em ilha (OPGD). A corrente de desequilíbrio pode ainda ser estimada como sendo no máximo 30% do *pickup* de fase do equipamento sob análise. O tempo deve ser definido pela análise das curvas fusível a fusível para determinar os pontos de mínimo e verificar se há seletividade para as menores correntes de curto-circuito fase-terra que os fusíveis e religadores enxergam na configuração OPGD. Da mesma forma entre os religadores, também deve ser avaliado o intervalo de seletividade para a maior corrente de curto-circuito fase-terra que os equipamentos enxergam na operação ilhada.

#### **5.4.1.3. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso**

Para que os defeitos na zona inversa da GD, ou seja, no trecho que conecta a GD ao sistema da concessionária, não afetem o alimentador, são definidos os ajustes da GD no sentido inverso. Neste caso, o ajuste no sentido normal do religador a montante da GD deve ser seletivo em relação ao ajuste inverso da GD, sendo o religador a montante equipamento protegido em relação à GD para o ajuste inverso.

O *pickup* da curva inversa de fase da GD deve ser determinado através do menor curto-circuito bifásico enxergado pela GD na sua zona principal inversa, aplicando o fator de segurança e considerando OPGS.

Para a proteção de terra, utilizando curva de tempo definido, define-se o *pickup* pela menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo enxergada pela GD considerando OPGS, na sua zona de proteção principal inversa e aplicando o fator de segurança. Não há limitação em relação à corrente de desequilíbrio uma vez que não há carga instalada no trecho que conecta a geração distribuída ao sistema da concessionária

Tanto para proteção e fase quanto de terra a utilização do fator de segurança, FS, é suficiente para definir o *pickup* das proteções considerando que não há limitação quanto a carga.

As curvas de fase e neutro devem ser tão rápidas quanto possível, de forma que eliminem os defeitos na zona de proteção principal inversa antes do religador a montante.



É importante salientar a necessidade de verificação das situações em que podem ocorrer oscilações de potência na configuração OPGS, de forma a garantir o bom desempenho da proteção do ponto de conexão para o sentido inverso quando do surgimento de correntes transitórias fluindo no sentido da concessionária para a GD. Nestes casos é necessário que o *pickup* das proteções de fase e terra não sejam sensíveis a estas correntes transitórias para evitar desligamentos desnecessários da GD.

#### **5.4.1.4. Ajuste dos religadores a montante da GD para o sentido normal**

##### a) Definição do problema

Quando a GD está a jusante de um religador, tal como R2 na Figura 5.1, as dinâmicas nos dois dispositivos, PC e R2 na Figura 5.1, são de tal forma que existe uma dependência entre suas curvas, além de ser necessário analisar as direções normal e inversa das correntes no religador.

Tendo como base a Figura 5.1 e considerando a direção normal de R2 quando da OPSS, pode-se dizer que há uma melhoria na filosofia de proteção seletiva com a entrada da GD devido ao aumento do intervalo de seletividade entre as curvas dos dispositivos protetor (R2) e protegido (R1) nas zonas a montante da GD. Porém, apesar dessa melhoria, pode haver sublance destes equipamentos para defeitos na sua zona principal normal. Isso porque o *pickup* que foi definido para o sistema sem GD pode não ser suficiente para capturar as correntes que os religadores enxergam na operação com GD e SED. Quando a GD entra em operação a corrente nos religadores a montante tende a reduzir, o que pode fazer com que, para alguns curtos, a corrente seja menor que o *pickup* definido na OPSS, fazendo com que a proteção deixe de enxergar faltas em uma parte do sistema, caracterizando sublance.

Ainda neste caso, para curtos na zona principal normal destes religadores, os mesmos não precisam ser seletivos entre si, pois não faz diferença a sequência de atuação entre o religador a montante da GD e a GD. Dessa forma não há dependência da curva lenta do religador a montante da GD com a curva lenta da GD para o sentido de atuação normal de cada equipamento.

Tendo em vista o exposto em relação ao sublance, uma possível solução para a definição do *pickup* da curva lenta dos religadores a montante da GD, olhando para a direção normal, é reconfigurar o *pickup* com base na mínima corrente que os equipamentos enxergam considerando OPGS para o mesmo ponto de curto-circuito considerado no sistema sem GD e respeitando a corrente de carga na configuração OPSS. Apesar de uma parte da corrente de





carga ser suprida pela GD, reduzindo a carga nos religadores a montante, deve-se considerar a corrente de carga na OPSS, que corresponde ao cenário de maior corrente.

Apesar da solução supracitada, o *pickup* dos religadores a montante da GD ainda será determinado pela OPSS devido as dinâmicas de atuação dos equipamentos, parametrizados conforme proposto neste documento, mitigar o problema de subalcance. Visto que o problema é resolvido pela saída da GD, desde que a GD enxergue os defeitos na sua zona de proteção principal normal os equipamentos a montante serão afetados por subalcance apenas momentaneamente. Assim, a GD deve sempre enxergar os níveis de curto-circuito considerando OPGS e isso pelo menos sempre na sua zona de proteção principal normal.

b) Definição dos ajustes

O *pickup* da curva lenta de fase deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico que o religador enxerga, na sua zona principal e de retaguarda normal, analisando com o sistema OPSS e aplicando o fator de segurança (FS). Ao mesmo tempo este *pickup* deve ser maior que a maior corrente de carga no trecho do religador, que corresponde a configuração OPSS.

Dessa forma, partindo do sentido jusante para montante, analisam-se as curvas dos religadores considerando OPSS, para o maior fusível nas suas zonas de proteção principais normais. O intervalo de seletividade deve ser aplicado entre a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam sendo que o ideal é que a curva do religador fique acima da curva *total clearing* do fusível em toda sua extensão. Caso não fique, deve ser analisada a menor corrente de curto-circuito bifásico e aplicado o intervalo de seletividade neste ponto. O mesmo vale entre as curvas lentas dos religadores, deve ser aplicado o intervalo de seletividade para a maior corrente de curto-circuito trifásico que o dispositivo protetor e protegido enxergam considerando OPSS.

Para a proteção de terra, considerando curva tempo definido, o *pickup* deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo na zona de retaguarda normal do religador para o sistema OPSS, aplicando fator de segurança FS, e maior que a corrente de desequilíbrio enxergada pelo religador. A corrente de desequilíbrio pode ser estimada como sendo no máximo 30% do *pickup* de fase do equipamento analisado. O tempo deve ser definido pela análise fusível a fusível para determinar os pontos de mínimo e verificar se há seletividade para as menores correntes de curto-circuito fase-terra que os fusíveis e religadores enxergam avaliando OPSS.

#### **5.4.1.5. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal**

Dado que a GD tem um ajuste único, é necessário avaliar sua seletividade em relação aos ajustes nesses dois sentidos do religador a montante (R2). Considerando ainda que ela pode



operarilhada a mesma deve atuar como retaguarda do religador a montante para curtos a montante deste, como o defeito na barra 1 e religador R2 da Figura 5.2. Para curtos a jusante do religador, nas zonas de proteção principal normal da GD e do religador a montante, entre R2 e R3, não faz diferença a sequência de atuação entre GD e R2. A GD deve ainda ser seletiva pelo menos com o religador a jusante (R3) e os fusíveis na sua zona de proteção principal normal (F3 e F4).

O *pickup* da curva lenta de fase da GD deve enxergar a menor corrente de curto-circuito bifásico pelo menos na sua zona de proteção principal normal, podendo incluir as zonas em que ela é retaguarda, considerando OPGS e o fator de segurança. Ao mesmo tempo este *pickup* deve ser maior que a corrente nominal da GD. Caso seja possível, o *pickup* deve ainda ser maior que o *pickup* do religador a montante (R2) para o lado inverso.

Em relação aos fusíveis na sua zona principal normal (F3 e F4), avalia-se o intervalo de seletividade para o maior fusível e maior corrente de curto-circuito trifásica enxergada pelos dispositivos na OPGD. Da mesma maneira, em relação ao religador a jusante da GD (R3), avalia-se a seletividade entre suas curvas para a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois enxergam na OPGD.

A GD deve ainda ser seletiva com o ajuste no sentido inverso do religador a sua montante. Dado que o ajuste do religador a montante já está definido, basta que a GD seja seletiva com a curva lenta para a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois enxergam na OPGD.

Dado que o *pickup* da GD deve levar em conta a participação do sistema e GD para o curto, pode ocorrer sobreposição de pontos entre as curvas da GD e fusíveis na sua zona principal normal ou entre GD e religador a jusante. Com isso, há a necessidade de avaliar também, quando ocorrer essa sobreposição, o intervalo de seletividade entre estes equipamentos para as menores correntes que eles enxergam considerando OPGD. Em relação aos fusíveis a aplicação desta análise leva a definição do ponto de mínimo na curva lenta.

Para a proteção de terra, utilizando curva de tempo definido, define-se o *pickup* pela menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo enxergada pela GD, considerando configuração OPGS, na sua zona de proteção principal normal e podendo incluir a que ela é retaguarda. O *pickup* da GD deve ainda ser maior que a corrente de desequilíbrio de neutro, estimada em 30% da corrente nominal da GD.

A seletividade em relação aos equipamentos do alimentador deve ser avaliada para configuração OPGD. Em relação a curva do religador a jusante (R3), aplica-se o intervalo de seletividade para a maior corrente de curto-circuito fase-terra que os dois enxergam (GD e R3). Em relação aos fusíveis na zona principal da GD (F3 e F4), deve-se analisar os pontos de



mínimo pelo método fusível a fusível para as menores correntes de curto-circuito fase-terra que os dispositivos enxergam. Por fim, aplica-se o intervalo de seletividade entre a curva lenta de terra no sentido inverso do religador a montante (R2) e a curva da GD para a maior corrente de curto-circuito fase terra que os dispositivos enxergam.

#### 5.4.1.6. Resumo da proteção seletiva para possibilidade de operação ilhada

a) Ajuste dos religadores a jusante da GD

$$I_{carga}(OPSS) < I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGD \text{ ou } OPSS) \quad (5.4)$$

Onde:

$I_{P51}$ : corrente de *pickup* da unidade temporizada de fase;

$I_{carga}$ : corrente de carga enxergada pelo equipamento na OPSS;

$I_{CC2Fmin}$ : menor curto-circuito bifásico na zona principal ou retaguarda do equipamento, selecionando o menor valor dentre as configurações OPSS e OPGD;

$FS$ : fator de segurança que leva em consideração erros envolvidos no cálculo das correntes de curto-circuito, erros dos TCs e erros do relé, devendo estar entre 1,2 e 2.

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.5)$$

Onde:

$I_{P50}$ : Ajuste da unidade instantânea de fase.

$I_{inrush}$ : Corrente de *inrush* calculada para as cargas a jusante do disjuntor.

$$I_{deseq}(OPSS) \text{ ou } \frac{d_{\%}}{100} \cdot I_{P51} < I_{P51N} < \frac{I_{CCFTmin}}{FS}(OPGD \text{ ou } OPSS) \quad (5.6)$$

Onde:

$I_{P51N}$ : Ajuste da unidade temporizada de terra;

$I_{deseq}$ : Corrente de desequilíbrio no trecho do equipamento na configuração OPSS, considerando situações de manobra;

$d_{\%}$ : Desequilíbrio entre as correntes de fase enxergadas pelo equipamento, em valores percentuais;

$I_{CCFTmin}$ : corrente de curto-circuito fase-terra mínima na zona de proteção principal e, se possível, na zona de proteção de retaguarda. Deve ser selecionado o menor valor de curto-circuito dentre as configurações OPSS e OPGD.

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPGS.

b) Ajustes dos religadores a montante da GD para o sentido inverso

$$I_{carga}(OPGD) < I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.7)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.8)$$



$$I_{deseq}(OPGD) \text{ ou } \frac{d_{\%}}{100} \cdot I_{P51} < I_{P51N} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.9)$$

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPGD.

- c) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso

$$I_{osc} < I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.10)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.11)$$

$$I_{osc} < I_{P51N} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.12)$$

Onde:

$I_{osc}$ : Corrente transitória que flui da concessionária para a GD devido às condições de oscilação de potência;

O dial de tempo deve ser aplicado de forma que a GD atue o mais rápido possível para defeitos na sua zona principal inversa.

- d) Ajuste dos religadores a montante da GD para o sentido normal

$$I_{carga}(OPSS) < I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPSS) \quad (5.13)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.14)$$

$$I_{deseq}(OPSS) \text{ ou } \frac{d_{\%}}{100} \cdot I_{P51} < I_{P51N} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPSS) \quad (5.15)$$

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPSS.

- e) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal

$$I_{carga}(OPGD) < I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.16)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.17)$$

$$I_{deseq}(OPGD) \text{ ou } \frac{d_{\%}}{100} \cdot I_{P51} < I_{P51N} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.18)$$

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPGD.



### **5.4.2. Ajuste dos equipamentos considerando GD sem possibilidade de operação ilhada**

Neste caso, conta-se com a proteção anti-ilhamento para garantir a saída da GD nos casos de atuação do equipamento a montante da GD. Para curtos na zona principal inversa do religador a montante da GD, defeito na barra 1 antes de R2 na Figura 5.2, é mais interessante, do ponto de vista operacional, que a GD saia antes do religador. O motivo é que o religamento automático da proteção a montante do defeito alimentaria a todos os consumidores do alimentador, sem necessidade do fechamento de nenhum outro equipamento como seria no caso de abertura do religador a montante da GD, R2 na Figura 5.2, para defeitos na zona citada. Já para defeitos na zona de proteção principal normal do religador a montante da GD não faz diferença a sequência de atuação deste religador em relação a GD.

Os ajustes dos equipamentos devem ser determinados conforme a sequência:

- a) Primeiramente deve-se ajustar os religadores a jusante da GD;
- b) Em seguida devem ser determinados os ajustes da GD em seu ponto de conexão para os sentidos normal e inverso;
- c) Ajustam-se os religadores a montante da GD para o sentido inverso;
- d) Ajustam-se os religadores a montante da GD para o sentido normal.

Considerando o sistema da Figura 5.2:

- a) Ajusta-se R3;
- b) Ajusta-se em seguida PC para os sentidos normal e inverso;
- c) Na sequência ajusta-se R2 para o sentido inverso;
- d) Por fim, ajustam-se R2 e R1 para o sentido normal.

#### **5.4.2.1. Ajustes dos religadores a jusante da GD**

A possibilidade de a GD operar ou não de forma ilhada não afeta os ajustes dos religadores a jusante da GD. Dessa forma, para estes equipamentos, os ajustes da filosofia de proteção seletiva devem ser determinados conforme 5.4.1.1, com a atenção que os *pickups* consideram apenas configuração OPSS.

#### **5.4.2.2. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal**

O *pickup* deve ser determinado considerando o sistema OPGS para que não ocorra o problema de subalcançe, avaliando as zonas principais normal e inversa do religador a montante da GD (R2), selecionando a menor corrente calculada. Para a GD considera-se como corrente



de carga a sua corrente nominal, de forma que não seja limitada a geração, e a corrente de desequilíbrio deve ser considerada com uma porcentagem da corrente nominal, limitada a 30%.

Como o ajuste no sentido normal da GD contempla os defeitos na sua zona principal e de retaguarda normal, a GD deve ser capaz de ser seletiva com os fusíveis nestas zonas, correspondendo aos fusíveis F1, F2, F3 e F4 na Figura 5.2. Dessa forma o primeiro passo é verificar a seletividade com o maior fusível nestas duas zonas, aplicando  $\Delta t$  para a maior corrente de curto-circuito que os dois enxergam considerando OPGD. A questão é verificar para o maior fusível e, se existirem fusíveis de mesma corrente nominal, verificar para aquele em que a contribuição da GD é maior. Em caso de sobreposição com a curva do fusível, também devem ser analisadas as menores correntes de curto-circuito bifásico que os dispositivos enxergam de forma que também sejam respeitados os intervalos de seletividade para estas correntes.

O segundo passo é verificar a seletividade em relação ao religador a jusante para o maior curto-circuito trifásico e para o menor curto-circuito bifásico que os dois enxergam considerando somente a GD. Para a proteção de neutro, utilizando curva tempo definido, as observações são semelhantes, porém verifica-se primeiramente a seletividade com o religador a jusante para a maior corrente de curto-circuito fase-terra que os dois enxergam considerando OPGD. Caso fossem usadas curvas de tempo dependente deveria ser aplicado o intervalo de seletividade para o curto-circuito mínimo também.

Em relação aos fusíveis, verificam-se os pontos de mínimo para cada fusível nas zonas antes e depois do religador a montante, F1, F2, F3 e F4 na Figura 5.2, avaliando as correntes de curto-circuito fase-terra mínima enxergadas pela GD e fusíveis utilizando a análise fusível a fusível e considerando OPGD.

#### **5.4.2.3. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso**

Os ajustes da GD no sentido inverso podem ser determinados conforme 5.4.1.3.

#### **5.4.2.4. Ajuste dos religadores a montante da GD para o lado inverso**

Dado que a GD não pode operar ilhada, o mais interessante é que apenas o religador a montante (R2) seja seletivo com a GD no seu sentido inverso. Isso porque, num caso de a GD não sair, é melhor garantir que o sistema possa fazer suas operações e continuar atendendo a maior parte do sistema e isso é garantido quando o ponto a ser isolado for o mais a jusante possível, de forma a isolar a GD e deixar mais cargas no sistema serem atendidas pela



concessionária. Caso não houvesse a saída da GD o defeito poderia se tornar permanente, causando um impacto maior.

O *pickup* deste equipamento deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico na sua zona principal inversa e maior que a corrente nominal da GD. Tal equipamento deve ser seletivo com a curva lenta da GD, atuando como retaguarda, analisando a maior corrente de curto-circuito que os dois dispositivos enxergam para curto-circuito na zona principal inversa do religador considerando OPGD.

O *pickup* da proteção de terra deste equipamento para o sentido inverso deve ser seletiva com a GD, atuando como retaguarda desta, aplicado o intervalo de seletividade para a maior corrente de curto-circuito fase-terra que os dois dispositivos enxergam na OPGD.

#### 5.4.2.5. Ajuste dos religadores a montante da GD para o lado normal

Os ajustes destes equipamentos no sentido normal podem ser determinados conforme alínea “b” do item 5.4.1.4.

#### 5.4.2.6. Resumo da proteção seletiva para o caso sem possibilidade de operação ilhada

a) Ajuste dos religadores a jusante da GD

$$I_{carga}(OPSS) < I_{P51} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPSS) \quad (5.19)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.20)$$

$$I_{deseq}(OPSS) \text{ ou } \frac{d\%}{100} \cdot I_{P51} < I_{P51N} < \frac{I_{CCFTmin}}{FS}(OPSS) \quad (5.21)$$

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPGD.

b) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal

Conforme equações (5.16), (5.17) e (5.18).

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPGD

c) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso

Conforme equações (5.10), (5.11) e (5.12).

O dial de tempo deve ser aplicado de forma que a GD atue o mais rápido possível para defeitos na sua zona principal inversa.



d) Ajustes dos religadores a montante da GD para o sentido inverso

Conforme equações (5.7), (5.8) e (5.9).

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPGD.

e) Ajuste dos religadores a montante da GD para o sentido normal

Conforme equações (5.13), (5.14) e (5.15).

Para qualquer proteção o intervalo de seletividade,  $\Delta t$ , deve ser aplicado considerando OPSS.

## 5.5. Proteção coordenada

Nesta seção será apresentada a metodologia para definição das curvas rápidas dos religadores. Na filosofia de proteção coordenada, após as atuações pela curva rápida configuradas para um religador, o equipamento passa a atuar pela curva lenta de forma a permitir eliminação do defeito permanente pelo fusível protetor. As curvas lentas dos dispositivos são determinadas conforme metodologia apresentada em 5.4.

A metodologia desenvolvida para a proteção coordenada tem em conta que o objetivo principal da aplicação desta filosofia é reduzir a queima de elos fusíveis em ramais, evitando impactos aos indicadores de continuidade e as perdas operacionais desnecessárias em decorrência de defeitos transitórios, os quais são os de maior ocorrência na distribuição.

Nesta filosofia, a lógica é que se um religador permitir uso da curva rápida em uma direção, os outros a jusante também devem ser ajustados com o mesmo tipo de curva e mesma direcionalidade. Adicionalmente, o religador a montante deve ser seletivo com o religador a jusante na curva rápida. Isso porque no caso de um equipamento protegido utilizar curva rápida e o protetor não utilizar, significa que um curto-circuito na zona de proteção principal do religador protetor quem vai atuar primeiro é o religador protegido, retirando de serviço desnecessariamente consumidores não atendidos pela região onde ocorreu o defeito.

De forma geral, para a filosofia de proteção coordenada, o impacto da GD é no sentido de dificultar a sua aplicação. Sem a GD as correntes enxergadas pelos fusíveis e religadores eram as mesmas e não sofriam variações com as dinâmicas de operação do sistema. Com a entrada da GD, as correntes enxergadas por tais dispositivos passam a ser diferentes e isso pode causar a descoordenação, devendo ser calculados novos pontos de avaliação no coordenograma levando em conta a dinâmica das correntes.





Outro ponto é que se deve evitar ao máximo a sobreposição das zonas de proteção entre religadores, caso isso ocorra, quando o equipamento protetor passar a atuar pela curva lenta ocasionará a atuação do equipamento protegido na sua curva rápida de forma desnecessária.

Neste aspecto, de atuação indevida pela rápida, a entrada da GD é positiva quando se consideram os equipamentos a sua montante, porque a mesma provoca um subalcance e, como o *pickup* destes religadores é definido até a zona do religador protetor, esse subalcance faz com que não sejam reconhecidos curtos a jusante. Tomando como exemplo a Figura 5.1, um defeito a frente de R3 poderia levar a atuação indevida de R2 na curva rápida, porém o subalcance ocasionado pela entrada da GD faz com que R2 não seja sensível a defeitos a frente de R3.

Essa solução só é viável se a GD enxergar os menores curtos apenas na sua zona principal, pois a sua atuação fará com que o sistema volte a configuração OPSS e os religadores atuem sem subalcance na zona correta.

Na proteção de terra serão consideradas curvas de tempo dependente, pois se fossem utilizadas curvas de tempo definido, embora tornasse o ajuste mais simples, os tempos de atuação seriam pequenos a ponto de não ser possível utilizar o intervalo de seletividade entre as curvas rápidas dos dispositivos.

Apesar da metodologia apresentada poder ser generalizada, sempre que possível os elementos serão referenciados conforme os da Figura 5.1 para facilitar o entendimento.

### **5.5.1. Ajuste dos equipamentos considerando a possibilidade de operação ilhada da GD**

Neste caso é interessante que a GD se mantenha operando para curtos nas zonas inversas dos religadores a montante, considerando a possibilidade de operação ilhada. A definição dos ajustes da proteção deve respeitar a sequência:

- a) Inicia-se pelo ajuste no sentido normal da GD e analisando apenas em relação aos fusíveis na sua zona de proteção principal;
- b) Depois ajusta-se os religadores a montante da GD olhando para o lado inverso, da montante inversa para a jusante inversa quando houver necessidade, os quais dependem da contribuição de curto-circuito da GD;
- c) Em seguida ajustam-se os religadores a montante da GD olhando para o lado normal que dependerão dos ajustes inversos dos religadores imediatamente a jusante, quando houver, e do ajuste para o lado normal do religador imediatamente a montante. A dependência do ajuste sentido inverso do religador a jusante é para analisar a coordenação com os fusíveis na sua zona principal, enquanto que o ajuste do equipamento a montante para o sentido normal é



para analisar a seletividade entre as curvas rápidas visto que a metodologia propõe analisar coordenação da montante para a jusante.

- d) Definem-se então os ajustes dos religadores a jusante da GD sendo que o imediatamente a jusante da GD deve ser coordenado com a GD e o religador a montante;
- e) Por fim, ajusta-se a GD para o sentido inverso.

No sistema da Figura 5.1, a análise teria como sequência:

- a) Ajusta-se PC para o sentido normal e em relação aos fusíveis F3 e F4;
- b) Em seguida ajusta-se R2 para o sentido inverso em relação a F1 e F2;
- c) Na sequência ajusta-se R1 que depende do ajuste inverso de R2 para análise de coordenação com os fusíveis F1 e F2;
- d) Ajusta-se a seguir R2 para o sentido normal que depende do ajuste da GD para análise de coordenação dos fusíveis F3 e F4, além do ajuste da curva rápida do religador R1 para análise de seletividade;
- e) Ajusta-se então R3 em relação a F5 e analisando a seletividade na curva rápida em relação a PC e R2;
- f) Por fim, ajusta-se PC no sentido inverso.

#### **5.5.1.1. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal**

O ajuste da GD será determinado apenas em relação aos fusíveis de derivações na sua zona de proteção principal normal (F3 e F4), não precisando ser coordenado com o religador a montante (R2) para ao lado normal. As zonas de retaguarda que correspondem as zonas inversas dos religadores a montante serão protegidas pelos religadores a montante (R2) considerando que a GD pode atuar ilhada.

Para proteção de fase o *pickup* da proteção da GD deverá ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico na zona principal normal da GD (entre R2 e R3) ou nas zonas principais dos fusíveis instalados na mesma zona, para configuração OPGS. O *pickup* deve ainda ser maior que a corrente nominal da GD.

O ajuste da curva rápida deve ser determinado pela análise fusível a fusível analisando as correntes de curto-circuito trifásico e para as menores correntes de curto-circuito bifásico enxergadas por cada dispositivo considerando na configuração OPGS. Os pontos críticos devem ser determinados utilizando o fator de segurança “K” para obter o tempo de resposta do fusível.

Uma observação importante é que a corrente a ser analisada nos fusíveis é a corrente de curto-circuito total (soma da contribuição da SED e GD) enquanto a proteção da GD enxerga apenas uma parcela da corrente total, que corresponde a contribuição da GD.



A curva rápida de terra da proteção da GD deve ter seu *pickup* menor que a mínima corrente de curto-circuito fase-terra mínima na zona principal normal de proteção da GD (entre R2 e R3) ou nas zonas dos fusíveis presentes nesta, considerando a configuração OPGS. O *pickup* de terra deve ser maior que a corrente de desequilíbrio, no caso será considerada uma porcentagem da corrente de carga considerada para proteção de fase, limitada a 30%. O ajuste em relação aos fusíveis deve se dar de forma a obter os pontos críticos para proteção de neutro, analisando a máxima e mínima corrente de curto-circuito fase-terra enxergada pelo fusível, aplicando o fator “K” e verificando o ponto para as correntes que cada dispositivo enxerga (corrente total ou parcial).

#### **5.5.1.2. Ajuste dos religadores a montante da GD para o lado inverso**

O *pickup* desses equipamentos deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico nas zonas de proteção principais inversas dos religadores ou na zona principal normal dos fusíveis presentes na zona inversa do religador considerado, como é o caso de F1 e F2 em relação a R2 na Figura 5.1, analisando a configuração OPGS. Além disso deve ser maior que a corrente de carga nominal da GD.

Como o ajuste do ponto de conexão da GD, se deu apenas em relação aos fusíveis do lado normal o ajuste inverso destes religadores devem levar em conta os fusíveis e a GD. Em outras palavras, o R2, sentido inverso, deve atuar antes do fusível e da GD. Em relação aos fusíveis determina-se o ajuste pelo método fusível a fusível utilizando a máxima corrente de curto-circuito trifásico e as menores correntes de curto-circuito bifásico enxergadas por cada fusível e o religador para curtos considerando OPGS, aplicando o fator de segurança para curva rápida “K”. Dessa forma, calculam-se os pontos críticos analisando as contribuições de curto enxergadas pelos dispositivos, aplicando o fator “K”.

Em relação a GD o intervalo de seletividade para a curva rápida deve ser aplicado para a maior corrente de falta trifásica que os dois dispositivos enxergam considerando OPGD.

Para os demais religadores a montante (ou a jusante inversa) valem as mesmas considerações em relação aos fusíveis, onde os ajustes são conseguidos utilizando OPGS, e entre os religadores onde o ajuste é conseguido via OPGD.

Para proteção de terra o *pickup* deve ser menor que a mínima corrente de curto-circuito fase-terra enxergada pelo religador considerando OPGS e maior que a corrente de desequilíbrio de neutro, a qual considera-se uma porcentagem da corrente de carga limitada a 30% desta corrente. Os ajustes da curva rápida de neutro em relação aos fusíveis, religadores a montante e GD devem seguir os mesmos critérios da curva de fase com a diferença que aqui utilizam-se as correntes máximas e mínimas para curtos monofásicos.

### 5.5.1.3. Ajuste dos religadores a montante da GD para o lado normal

Considerando um religador qualquer a montante de uma GD, por exemplo R2, seu ajuste depende do ajuste inverso do equipamento a sua jusante (GD sentido normal e R3 se a GD estivesse conectada na Barra 3) e do ajuste normal do religador a montante (R1), além dos fusíveis nas suas zonas principais. Começando pelo primeiro religador a montante (R1), o *pickup* da sua curva rápida de fase deverá ser menor que a corrente de curto-circuito bifásico nas suas zonas principais normais ou nas zonas principais dos fusíveis dentro da zona principal normal do religador, considerando OPSS, sendo que ao mesmo tempo esse *pickup* deve ser maior que a corrente de carga enxergada pelo religador.

O ajuste em relação aos fusíveis na zona de proteção principal dos religadores deverá ser pelo método fusível a fusível analisando agora as correntes dinâmicas máximas para curto-circuito trifásico e mínimas para curto-circuito bifásico nos fusíveis, aplicando o fator de segurança para curva rápida, “K”, para encontrar o tempo que o religador deve respeitar. As correntes dinâmicas vão depender basicamente do tempo que o religador a jusante atuará, no sentido inverso, para o curto-circuito considerado. Os pontos críticos serão os pares ordenados com estes tempos e as correntes máximas de curto-circuito trifásico e mínimas de curto-circuito bifásico que o religador enxerga considerando o sistema OPSS. Aplicando esses procedimentos para cada fusível serão encontrados os pontos críticos que delimitam a região que a curva dos religadores devem operar antes dos fusíveis.

Em relação a curva rápida do religador a montante, as curvas rápidas devem ser seletivas aplicando o intervalo de seletividade para a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam na OPSS.

Para o ajuste da proteção de terra, onde serão utilizadas curvas de tempo dependente, o *pickup* deve ser menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínima nas suas zonas principais normais ou nas zonas principais dos fusíveis dentro zona principal normal do religador, considerando OPSS. Ao mesmo tempo este *pickup* deve ser maior que a corrente de desequilíbrio de neutro enxergada pelo religador. Em relação ao ajuste das curvas valem as mesmas observações da proteção de fase com a diferença de serem utilizadas as correntes máximas e mínima para curtos fase-terra.

### 5.5.1.4. Ajustes dos religadores a jusante da GD

De forma geral, os ajustes dos religadores a jusante da GD dependem do ajuste normal dos religadores a montante do equipamento em análise. Para conseguir um único ajuste que



contemple os três cenários de operação apresentados, deve-se determinar o *pickup* para a menor corrente de curto-circuito bifásico nas zonas principais dos fusíveis presentes nas zonas principais dos religadores, como é o caso de F5 e R3 na Figura 5.1, considerando OPSS e OPGD e utilizando o menor valor de corrente dentre os dois casos. O *pickup* deve ainda ser maior que a corrente de carga enxergada pelo religador considerado.

O problema de determinar o *pickup* desta maneira é que, quando o sistema estiver operando na condição OPGS, configuração na qual há um aumento no nível de curto-circuito, acontece o sobrealcançe podendo levar a atuação indevida da proteção para mais pontos de defeito nas zonas de retaguarda. Este sobrealcançe também acontece em relação as curvas lentas, porém, enquanto para estas é algo positivo por aumentar a sensibilidade da proteção de retaguarda, para as curvas rápidas pode levar a atuação indevida.

A seletividade entre as curvas rápidas dos religadores a jusante da GD (entre R3 e R2 se a GD estivesse conectada na barra 1) deve ser avaliada para a máxima corrente de curto-circuito trifásico considerando OPGS, sendo este o pior caso.

Particularmente ao religador imediatamente a jusante da GD, como é o caso de R3, a curva rápida da proteção deve ser analisada tanto em relação a GD quanto em relação ao religador a montante da GD (R2). Em relação a GD, o ajuste deve ser analisado aplicando o intervalo de seletividade para a curva rápida entre as máximas correntes de curto-circuito trifásico considerando OPGD. Quando o *pickup* deste religador (R3) for maior que o da GD deve-se aplicar o intervalo de seletividade para as menores correntes de curto-circuito bifásico. Para o religador a montante da GD (R2) a seletividade entre as curvas rápidas também deve ser analisada, aplicando o intervalo de seletividade para a curva rápida, entre as máximas correntes de curto-circuito trifásico considerando OPSS. A curva do religador a jusante da GD deve ser determinada de forma a atender ao mesmo tempo a coordenação com os fusíveis na sua zona principal, a coordenação com a GD e a coordenação com o religador a montante da GD (R2).

Em relação aos fusíveis nas zonas principais dos religadores analisa-se fusível a fusível para as maiores correntes de curto-circuito trifásico no caso OPGS de forma a determinar os pontos de máximo e para as menores correntes de curto-circuito bifásico analisando tanto o OPSS quanto OPGD e pegando o menor deles para determinação dos pontos de mínimo. O fator de segurança “K” também deve ser considerado conforme procedimento já descrito anteriormente para determinação dos pontos críticos.

Para curva de terra aplicam-se as mesmas observações analisando as correntes máximas e mínimas de curto-circuito fase-terra. Os critérios para ajuste do *pickup* de terra são os mesmos já descritos anteriormente.



### 5.5.1.5. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso

Considerando que o equipamento a montante da GD utiliza curvas rápidas, será necessário implementar ajustes de curva rápida também na GD no sentido inverso, de forma que estes sejam coordenados entre si para que, nos defeitos na zona principal inversa da GD, não haja atuação do religador a montante (R2) pela curva rápida.

O *pickup* da curva inversa de fase da GD deve ser determinado através do menor curto-circuito bifásico enxergado pela GD na sua zona principal inversa, aplicando o fator de segurança e considerando OPGS. Não há restrição em relação à corrente de carga visto que se pressupõe que não há carga instalada entre a geração e o ponto de conexão da GD ao sistema de distribuição.

Para a proteção de terra define-se o *pickup* pela menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo enxergada pela GD considerando OPGS, na sua zona de proteção principal inversa e aplicando o fator de segurança. Não há limitação em relação à corrente de desequilíbrio.

As curvas de fase e neutro devem ser tão rápidas quanto possível, de forma que eliminem os defeitos na zona de proteção principal inversa antes do religador a montante, aplicando o intervalo de seletividade adequado entre curva as rápidas.

Da mesma forma que na proteção seletiva, é importante salientar a necessidade de verificação das situações em que podem ocorrer oscilações de potência para evitar desligamentos desnecessários da GD.

### 5.5.1.6. Resumo da proteção coordenada para possibilidade de operação ilhada

a) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal

$$I_{carga}(OPGD) < I_{P50} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.22)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.23)$$

$$I_{deseq}(OPGD) \text{ ou } \frac{d\%}{100} \cdot I_{P50} < I_{P50N} < \frac{I_{CCFTmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.24)$$

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal analisa-se pela configuração OPGS para determinação dos pontos críticos.

b) Ajustes dos religadores a montante da GD para o sentido inverso



$$I_{carga}(OPGD) < I_{P50} < \frac{ICC_{2Fmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.25)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.26)$$

$$I_{deseq}(OPGD) \text{ ou } \frac{d\%}{100} \cdot I_{P50} < I_{P51N} < \frac{ICC_{FTmin}}{FS}(OPGS) \quad (5.27)$$

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal analisa-se pela configuração OPGD para determinação dos pontos críticos.

Em relação aos religadores analisa-se pela OPGD aplicando o intervalo de seletividade para curva rápida.

c) Ajuste dos religadores a montante da GD para o sentido normal

$$I_{carga}(OPSS) < I_{P50} < \frac{ICC_{2Fmin}}{FS}(OPSS) \quad (5.28)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.29)$$

$$I_{deseq}(OPSS) \text{ ou } \frac{d\%}{100} \cdot I_{P50} < I_{P50N} < \frac{ICC_{FTmin}}{FS}(OPSS) \quad (5.30)$$

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal deve-se analisar a corrente dinâmica na OPSS para determinação dos pontos críticos.

Em relação aos religadores analisa-se pela OPSS aplicando o intervalo de seletividade para curva rápida.

d) Ajuste dos religadores a jusante da GD

$$I_{carga}(OPSS) < I_{P50} < \frac{ICC_{2Fmin}}{FS}(OPGD \text{ ou } OPSS) \quad (5.31)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.32)$$

$$I_{deseq}(OPSS) \text{ ou } \frac{d\%}{100} \cdot I_{P50} < I_{P50N} < \frac{ICC_{FTmin}}{FS}(OPGD \text{ ou } OPSS) \quad (5.33)$$

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal analisa-se pela configuração OPGD para determinação dos pontos de máximo e pelas configurações OPGD ou OPSS para os pontos mínimos, selecionando a menor corrente.



Em relação aos religadores analisa-se pela OPGS aplicando o intervalo de seletividade para curva rápida. Porém, o primeiro equipamento a jusante da GD analisa pela OPGD em relação a GD e pela OPSS em relação ao religador a montante.

e) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso

$$I_{osc} < I_{P50} < \frac{ICC_{2Fmin}}{FS} (OPGS) \quad (5.34)$$

$$I_{P50} > I_{inrush} \quad (5.35)$$

$$I_{osc} < I_{P50N} < \frac{ICC_{FTmin}}{FS} (OPGS) \quad (5.36)$$

O dial de tempo deve ser aplicado de forma que a GD atue o mais rápido possível para defeitos na sua zona principal inversa.

### 5.5.2. Ajuste dos equipamentos considerando GD sem possibilidade de operação ilhada

A diferença em relação a GD poder atuar ilhada é que neste caso o ajuste dos religadores a montante para o lado normal não dependem dos religadores a jusante para o lado inverso, não sendo necessária a habilitação desta proteção. Porém, a curva rápida dos religadores a montante lado normal e da GD devem ser habilitadas para que a filosofia “salva fusível” seja efetiva. Para a definição dos ajustes da proteção recomenda-se adotar a seguinte sequência:

- Ajusta-se a GD para o sentido normal de forma coordenada com os fusíveis instalados na sua zona de proteção principal;
- Ajustam-se os religadores a montante olhando para o lado normal até a GD, pois estes ajustes dependem do ajuste da GD;
- Depois ajusta-se o religador a jusante, o qual depende da GD e do religador a montante;
- Por fim ajusta-se a GD para o sentido inverso.

Tomando como referência a Figura 5.1, têm-se a sequência de ajustes:

- Ajusta-se PC no sentido normal em relação a F3 e F4;
- Ajustam-se R1 no sentido normal em relação a F1 e F2 e R2 no sentido normal em relação a F3 e F4. Estas proteções dependem da curva rápida de PC;
- Ajusta-se R3 em relação a F5 sendo que R3 depende de PC e R2;
- Por fim ajusta-se PC sentido inverso.

Além da implementação de ajustes das curvas rápidas de sobrecorrente de fase e terra, a GD também terá a proteção anti-ilhamento habilitada, a qual tem tempo máximo de atuação de 250 ms, considerando proteção 81 df/dt (VIEIRA JÚNIOR, 2006).





#### **5.5.2.1. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal**

A parametrização da proteção rápida da GD no sentido normal deve enxergar os fusíveis nas zonas inversas dos religadores a montante e os fusíveis na sua zona de proteção principal normal, tais como F1, F2, F3 e F4 na Figura 5.1.

Para proteção de fase o *pickup* da GD será menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico nas zonas citadas, considerando OPGS pois a GD deve enxergar os menores curtos e não pode haver subalcançe. O *pickup* ainda deve ser maior que a corrente nominal da GD.

O ajuste da curva rápida, em relação aos fusíveis nas zonas citadas, deve ser pela análise fusível a fusível analisando as máximas correntes de curto-circuito trifásico e as menores correntes de curto-circuito bifásico enxergadas por cada dispositivo na OPGS. Assim, determinam-se os pontos críticos utilizando o fator “K” para o tempo de resposta do fusível na corrente para a corrente total e utilizando o tempo calculado com a corrente parcial que a GD enxerga.

Da mesma forma, a curva rápida de terra da GD deve ter seu *pickup* menor que a mínima corrente de curto-circuito fase-terra determinada na análise das zonas citadas e considerando OPGS, devendo ainda ser maior que a corrente de desequilíbrio prevista. O ajuste em relação aos fusíveis deve se dar de forma a obter os pontos críticos para proteção de neutro, analisando a máxima e mínima corrente de curto-circuito fase-terra enxergada pelos fusíveis, aplicando o fator “K” e verificando os pares ordenados “tempo calculado/corrente (máxima ou mínima) enxergada pela GD” considerando OPGS.

#### **5.5.2.2. Ajuste dos religadores a montante da GD para o lado normal**

Neste caso estes religadores deverão ter ajustes olhando apenas para o sentido normal, onde seus ajustes dependerão do ajuste da GD utilizando a corrente dinâmica para coordenação com os fusíveis na sua zona.

O *pickup* da curva rápida de fase destes religadores é definido pela menor corrente de curto-circuito bifásico na sua zona considerando a contribuição apenas do sistema (OPSS), sendo que ao mesmo tempo esse *pickup* deve ser maior que a corrente de carga enxergada pelo religador.

O ajuste em relação aos fusíveis deverá ser pelo método fusível a fusível, abrangendo os fusíveis na zona de proteção principal normal de cada religador, analisando agora as correntes dinâmicas máximas para curto-circuito trifásico e mínimas para curto-circuito bifásico nos fusíveis aplicando o fator de segurança “K” para encontrar o tempo que o religador deve



respeitar. Essas correntes dinâmicas vão depender do tempo que a GD atuará para o curto-circuito considerado.

Os pontos críticos, compostos pelos pontos de máximo e os pontos de mínimo para a curva rápida, serão os pares ordenados com os tempos calculados e as correntes máximas de curto-circuito trifásico e mínimas de curto-circuito bifásico que o religador enxerga considerando OPSS. Aplicando esses procedimentos para cada fusível serão encontrados os pontos críticos que delimitam a região que a curva rápida deve operar antes dos fusíveis.

A coordenação em relação ao equipamento a montante deve ser determinada para a maior corrente de curto-circuito trifásico que os equipamentos em análise enxergam, considerando OPSS.

O *pickup* da proteção de neutro deve ser menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínima na sua zona de proteção para OPSS e maior que a corrente de desequilíbrio de neutro enxergada pelo religador. Em relação ao ajuste das curvas valem as mesmas observações da proteção de fase com a diferença de serem utilizadas as correntes máximas e mínima para curtos monofásicos.

#### **5.5.2.3. Ajuste dos religadores a montante da GD para o lado inverso**

Neste caso os religadores a montante da GD não precisam ser parametrizados para enxergar correntes de falta no sentido inverso.

#### **5.5.2.4. Ajustes dos religadores a jusante da GD**

Conforme 5.5.1.4.

#### **5.5.2.5. Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso**

Conforme 5.5.1.5.

#### **5.5.2.6. Resumo da proteção coordenada para o caso sem possibilidade de operação ilhada**

- a) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido normal

Conforme equações (5.22), (5.23) e (5.24).

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal analisa-se pela configuração OPGS para determinação dos pontos críticos.

- b) Ajuste dos religadores a montante da GD para o sentido normal

Conforme equações (5.28), (5.29) e (5.30).

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal deve-se analisar a corrente dinâmica na OPSS para determinação dos pontos críticos.

Em relação aos religadores analisa-se pela OPSS aplicando o intervalo de seletividade para curva rápida.

- c) Ajustes dos religadores a montante da GD para o sentido inverso



Sem ajustes para o lado inverso.

d) Ajuste dos religadores a jusante da GD

Conforme equações (5.31), (5.32) e (5.33)

Em relação aos fusíveis na zona de proteção principal analisa-se pela configuração OPGS para determinação dos pontos de máximo e pelas configurações OPGD ou OPSS para os pontos mínimos, selecionando a menor corrente.

Em relação aos religadores analisa-se pela OPGS aplicando o intervalo de seletividade para curva rápida. Porém, o primeiro equipamento a jusante da GD analisa pela OPGD em relação a GD e pela OPSS em relação ao religador a montante.

e) Ajustes da GD no ponto de conexão para o sentido inverso

Conforme equações (5.34), (5.35) e (5.36).

O dial de tempo deve ser aplicado de forma que a GD atue o mais rápido possível para defeitos na sua zona principal inversa.

## 5.6. Lógica de religamentos

A filosofia de religamentos a ser utilizada no caso em que a GD tem possibilidade de atuar de forma ilhada, com o objetivo de aumentar a continuidade operacional da GD e a confiabilidade do sistema de proteção, deverá respeitar as seguintes premissas:

- a) Os religadores a jusante da GD (R3), com ajustes apenas no sentido normal, podem ter ajustes de religamento segundo filosofia já adotada pela concessionária, com até 3 religamentos automáticos, considerando as seguintes combinações de curvas rápidas e lentas: (RRRL, RRLl, RLLL ou LLLL);
- b) Os religadores a montante da GD (R1 e R2), ajustes no sentido normal, com até 3 religamentos automáticos e as combinações de curvas rápidas e lentas (RRRL, RRLl, RLLL ou LLLL);
- c) Os religadores a montante da GD (R2), sentido inverso, devem ter apenas uma tentativa de religamento (RL). O tempo morto deve ser maior que o tempo total do ciclo de operação do religador a montante ajustado no sentido normal, acrescentando uma margem de segurança. O religamento destes equipamentos deve ser bloqueado na condição barra viva – linha morta, além de ser necessário o *check* de sincronismo quando da condição barra viva – linha viva. Para garantir o bom funcionamento do sistema e evitar esforços eletromecânicos desnecessários no sistema de geração, o tempo de reinício de sequência (reset) destes equipamentos deve ser maior que o tempo morto do religador de conexão da GD à concessionária ou do equipamento a montante inversa;



- d) Para o religador da GD, sentido normal, também deve ter apenas uma tentativa de religamento (RL) com tempo morto maior que o tempo total do ciclo do religador a montante no sentido normal (R2), acrescentando uma margem de segurança. O religamento deste equipamento deve ser bloqueado na condição barra morta – linha morta, além de ser necessário o *check* de sincronismo quando da condição barra viva – linha viva. Ainda em relação à GD, seu tempo de reset deve ser maior que o tempo morto para o lado inverso do religador a montante;
- e) O religamento automático do religador da GD, sentido inverso, deve ser bloqueado.

Ressalta-se que as condições de religamento estabelecidas nas alíneas “c” e “d”, são necessárias para garantir o bom funcionamento do sistema na presença de GD. Na condição barra viva – linha morta significa que o religador a montante realizou seu ciclo de religamentos e foi a bloqueio, ou seja, existe um defeito permanente na sua zona principal normal e, dessa forma, o bloqueio do religamento automático é conveniente para que a GD não venha a sofrer esforços desnecessários. Na condição barra viva - linha viva significa que houve um religamento com sucesso do religador a montante, e que os sistemas podem voltar a operar interligados novamente desde seja habilitada a função *check* de sincronismo. Na condição barra morta – linha morta significa que tanto a GD como o SED saíram de operação, isolando o defeito. Neste caso será necessário localizar a falta para restaurar o sistema.

Quando da operação somente pela geração distribuída (OPGD) por um longo período, é interessante que seja reajustada a lógica de religamento através de grupos de ajuste tanto para a GD quanto para os religadores a montante para o lado inverso. Isso porque neste caso os religadores e a GD podem ter ajustes convencionais de religamento. Esta mudança de grupo de ajuste pode vir de um comando remoto do centro de operações da concessionária.

No caso em que a GD não pode operar de forma ilhada, as únicas diferenças entre os ajustes de religamentos automáticos acontecem em relação aos religadores a montante da GD no sentido inverso (R2) e a GD no sentido normal. No caso dos religadores a montante (R2), não há ajustes de religamento automático. Já no caso do religador da GD, ao não se permitir o ilhamento, além das condições citadas, o religamento automático deve ser bloqueado para condição barra viva – linha morta.

## 5.7. Considerações finais

Alimentadores com característica radial unidirecional, os quais geralmente constituem a maioria das redes de distribuição, possuem metodologia de proteção bastante consolidada e difundida entre as concessionárias.



As normas voltadas a proteção das redes de média tensão das diversas distribuidoras, em geral, possuem poucas diferenças entre si, possibilitando inclusive trabalhos no sentido de unificá-las. Partindo desta premissa é válido classificar como clássica ou convencional a metodologia de proteção atual, considerando que há predominância de sistemas de distribuição radiais com fluxo de corrente unidirecional.

A entrada de geração distribuída nos alimentadores, principalmente no tipo de conexão em derivação, vai de encontro a metodologia de proteção clássica, que não é mais suficiente para acomodação dos impactos ocasionados pelas GDs. Felizmente, os dispositivos de proteção microprocessados, já amplamente difundidos nas redes da maioria das concessionárias, possuem funções suficientes para permitir o desenvolvimento de uma metodologia de proteção compatível com as novas demandas da proteção do sistema de distribuição. Dentre estas funções destacam-se: sobrecorrente direcional, *check* sincronismo e proteção anti-ilhamento.

Neste contexto, este capítulo teve como objetivo propor a otimização do sistema de proteção em redes de distribuição com geração distribuída síncrona. Em vez de estabelecer grupos de ajustes para cada configuração operacional considerada (OPGS, OPSS e OPGD), buscou-se estabelecer um único conjunto de ajustes independentemente da condição operacional do sistema. Destaca-se, no entanto, que o engenheiro de proteção deve escolher a priori o tipo de filosofia da proteção a ser aplicada (seletiva ou coordenada) e se GD poderá operar ilhada ou não.

No próximo capítulo será apresentado um estudo de caso baseado em um sistema real para exemplificar a aplicação da metodologia proposta.



## **6. ESTUDO DE CASO E APLICAÇÃO**

### **6.1. Considerações Iniciais**

O presente capítulo vem apresentar um estudo de caso de um alimentador de distribuição real com penetração relevante de GD com os objetivos de buscar o melhor entendimento do comportamento dessas redes, além de avaliar e validar a estratégia proposta para definir os ajustes do sistema de proteção. O alimentador escolhido pertence a uma importante distribuidora nacional e possui conexão em derivação de uma geração do tipo hidráulica.

Inicialmente será apresentado um estudo de proteção do alimentador pela filosofia de proteção convencional e em seguida serão verificados os impactos causados no alimentador com a conexão de uma CGH. Posteriormente, será aplicada a metodologia de proteção proposta no Capítulo 5. Finalmente, os resultados obtidos pelas duas metodologias serão analisados e comparados.

O alimentador será modelado e simulado em software voltado para estudos de proteção na distribuição, o DistriView, por meio do qual serão desenvolvidas as análises com auxílio das ferramentas desenvolvidas em ambiente MATLAB e disponibilizadas nos Apêndices A e B deste documento.

### **6.2. Sistema proposto**

#### **6.2.1. Alimentador de distribuição**

O alimentador proposto, JFAU 08 é suprido pela Subestação Juiz de Fora 1 (SE JFAU), possui extensão de rede rural de 667,63 km que atendem a 1479 clientes e 31,54 km de rede urbana atendendo a 4123 clientes.

O diagrama unifilar da Figura 6.1 apresenta o alimentador JFAU08 com a localização de suas proteções e do ponto de conexão da GD (CGH Monte Verde).

A Tabela 6.1, apresenta um resumo das características principais do alimentador, necessárias para realização de estudo de proteção.

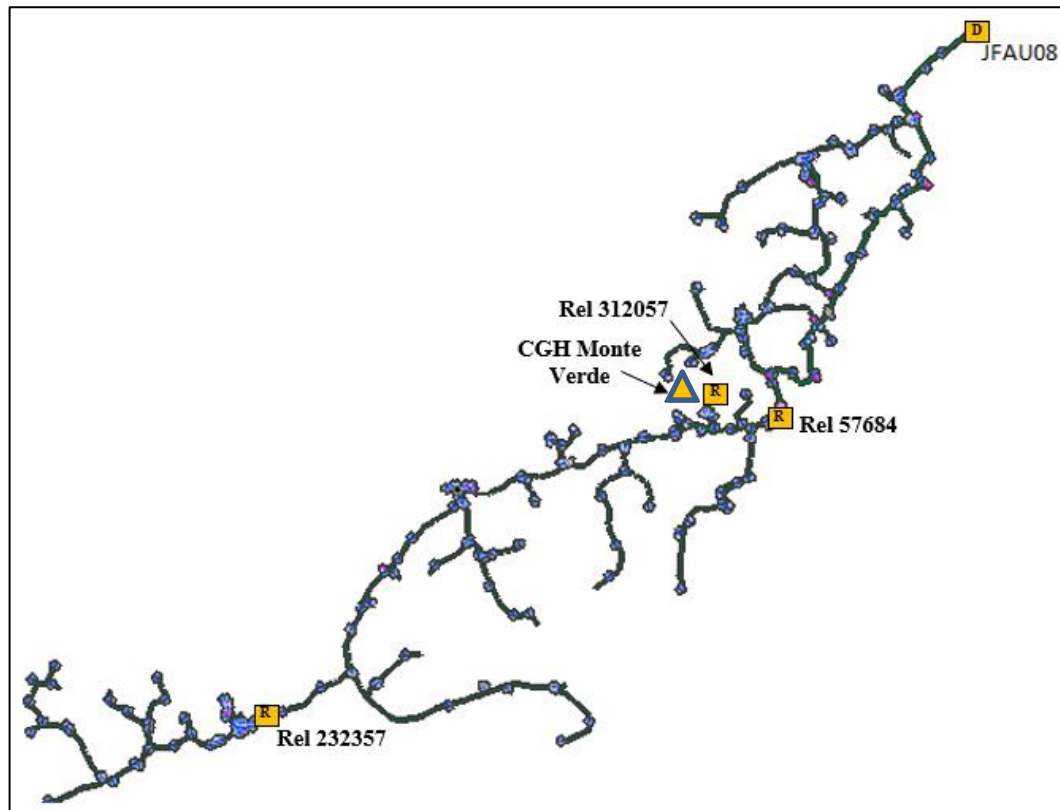


Figura 6.1 - Alimentador JFAU 08. Adaptado de (BRAGA JR, 2017)

Tabela 6.1 - Características do alimentador JFAU08 (BRAGA JR, 2017)

Alim.	Extensão de Rede (km)			Clientes				Carga Instalada (MVA)	Distância Elétrica entre a CGH e a SE JFAU (km)
	Urbana	Rural	Total	Urbano	Primário	Rural	Total		
<b>JFAU 08</b>	31,54	667,63	699,18	4.123	2	1.479	5.604	17,83	43,12

A filosofia de proteção adotada neste alimentador é do tipo combinada, possuindo religadores que utilizam filosofia de proteção seletiva, os quais são normalmente circuitos localizados em zonas urbanas e outros religadores cuja filosofia de proteção adotada é a coordenada, normalmente em circuitos rurais, visando preservar os elos fusíveis durante faltas transitórias (BRAGA JR, 2017).

A proteção de saída do alimentador é realizada por disjuntor com relé secundário, com disjuntor do fabricante Westinghouse com extinção de arco a gás SF<sub>6</sub>, sendo que o TC que alimenta o relé de proteção possui relação de transformação igual a 400:5. Já no ponto de conexão da GD a proteção é realizada por um religador microprocessado com interruptor à vácuo disparado por um atuador magnético.

Na filosofia de proteção adotada pela distribuidora, não são utilizadas curvas instantâneas para proteção deste alimentador, sendo utilizada então, prioritariamente, a função 51/51N, com neutro utilizando curva de tempo definido. Com relação às políticas de religamentos automáticos, a Tabela 6.2 apresenta a sequência de operação e os tempos de religamentos implementados em cada equipamento (BRAGA JR, 2017).

Tabela 6.2 - Filosofia de religamentos automáticos no alimentador JFAU 08 (BRAGA JR, 2017)

Equipamento de Proteção	Nº Total de Aberturas	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)		
			1º	2º	3º
Disj. JFAU 08	3	3L	15	30	-
Rel. 57684	4	4L	10	20	20
Rel. 232357	4	4L	10	20	20
Rel. 312057	1	Não há	-	-	-

Pela Tabela 6.2 observa-se que o religador de conexão da CGH ao sistema de distribuição não está ajustado para realizar religamentos.

Com relação às cargas instaladas, este alimentador tem como característica predominante o atendimento a clientes da zona rural do município de Juiz de Fora, possuindo uma curva de carga tipicamente residencial e rural, com predominância de carga máxima ao longo do dia como apresentado na Figura 6.2. O alimentador possui um desequilíbrio de neutro de 26,58%, conforme Tabela 6.3, apresentando a curva de carga diária com máximos para a faixa de horário entre as 18 e 21 horas onde se observa uma corrente máxima de 50 A.

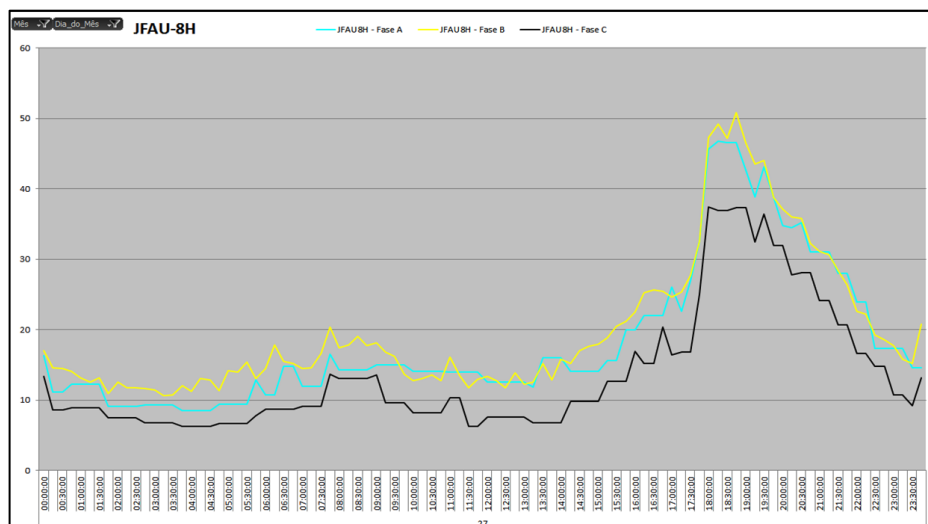


Figura 6.2 - Curva de carga típica diária do alimentador JFAU 08. Adaptado de (BRAGA JR, 2017)



Tabela 6.3 - Medição de corrente na saída do alimentador JFAU 08 (BRAGA JR, 2017)

Alim.	Corrente Máxima (A)				Tensão (pu)
	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	
<b>JFAU 08</b>	46,77	50,88	37,40	12,04	1,03

### 6.2.2. Acessante

A geração distribuída apresentada na Figura 6.1, conectada em derivação no alimentador JFAU 08, se trata de uma CGH (CGH Monte Verde), localizada na zona rural do município de Juiz de Fora – MG, próximo a localidade de Torreões, cuja distância elétrica entre a CGH Monte Verde e a barra de 22 kV da SE JFAU é de 43,12 km, conforme Figura 6.3.

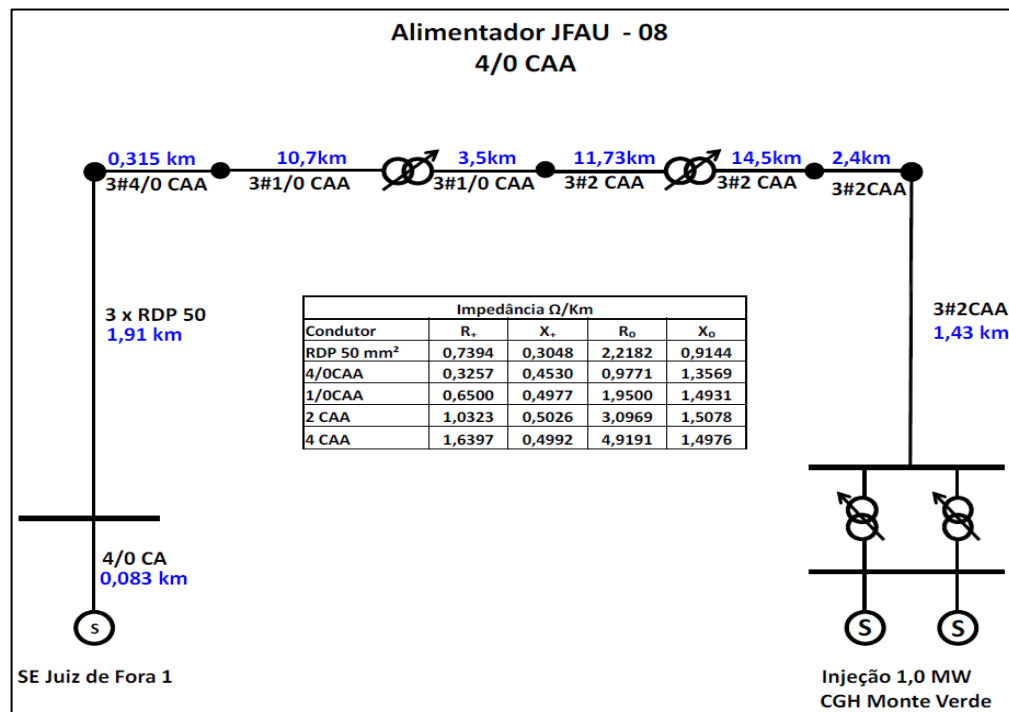


Figura 6.3 - Unifilar do alimentador JFAU 08 entre a SE e a CGH Monte Verde (BRAGA JR, 2017)

As Tabelas 6.4 e 6.5 apresentam as principais características dos geradores e transformador de conexão, respectivamente.

Tabela 6.4 - Dados dos geradores da CGH Monte Verde (BRAGA JR, 2017)

Gerador	Potência Nominal (MVA)	Potência Gerada (MW)	Fator de Potência	Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
<b>G1</b>	0,70	0,50	0,90	0,48	1,05	0,95
<b>G2</b>	0,70	0,50	0,90	0,48	1,05	0,95

Tabela 6.5 - Dados do transformador de conexão da CGH Monte Verde (BRAGA JR, 2017)

<b>Transformador</b>	<b>Potência Nominal (MVA)</b>	<b>Reatância (%)</b>	<b>Tensão Primário (kV)</b>	<b>Tensão Secundário (kV)</b>
<b>T1</b>	1,5	6,0	0,48	22,0

O transformador possui ligação delta no lado primário e estrela solidamente aterrada no lado secundário.

Apesar de não haver uma definição precisa a respeito da penetração da geração distribuída em um alimentador, neste trabalho será adotada a definição do fator de penetração da GD como um percentual da capacidade nominal de um alimentador (SHAYANI, 2010) em função da capacidade nominal da GD. Visto que a capacidade nominal do cabo alimentador é 175 A, considerando condutor de menor seção no trecho, considera-se como capacidade nominal do alimentador JFAU 08 a potência de 6,5 MVA e da GD de 1,5 MVA, portanto há uma penetração de 23% da CGH Monte Verde no alimentador JFAU.

## 6.3. Modelagem e simulação do alimentador JFAU 08

### 6.3.1. Software Distriview

Para realização do estudo de caso será utilizado o software Distriview desenvolvido pela empresa *Advanced Systems for Power Engineering Inc* (ASPEN), a qual é especializada em desenvolvimento de softwares para concessionárias de energia elétrica.

O software é um conjunto integrado de funções que permitem a análise de queda de tensão, curto-circuito, coordenação de relés, cálculo de harmônicos e confiabilidade para sistemas de distribuição.

Dentre as funcionalidades do software de proteção, podem ser citadas:

- Permite modelar a rede de distribuição no domínio de fase para estudos de curto-circuito, além da modelagem de máquinas síncronas e compensadores síncronos onde cada máquina pode ser controlada para manter tensão constante ou potência constante em um estudo de queda de tensão;
- Possibilita modelar sistemas radiais ou malhados;
- Simula curtos-circuitos em barramentos e falhas intermediárias;
- Modela relés de sobrecorrente, fusíveis, religadores e seccionadores, incluindo as funções de direcionalidade;

- e) Possui algoritmos de verificação de coordenação automática entre fusíveis, religadores e relés;

As principais ferramentas do programa utilizadas durante o desenvolvimento deste estudo de caso foram:

- a) *Protective Device Coordination*: realiza análise das filosofias de proteção seletiva e coordenada implementadas no sistema modelado. Essa análise é realizada através de uma relação entre os tempos de atuação do fusível e religador de acordo com as correntes que cada um deles enxerga num determinado defeito. Tal verificação é realizada para diversos valores de corrente, simulados desde o começo da zona de proteção de retaguarda de um equipamento até o fim desta zona.
- b) *Run stepped event analysis*: permite a simulação de eventos em passos, apresentando todos os tempos de atuação dos equipamentos envolvidos em uma determinada falta de acordo com suas sequências de atuações e até que a falta seja eliminada.

### 6.3.2. Sistema modelado

A Figura 6.4 mostra o diagrama unifilar do alimentador com apontamento de alguns locais de falta, assim como os principais equipamentos de proteção.

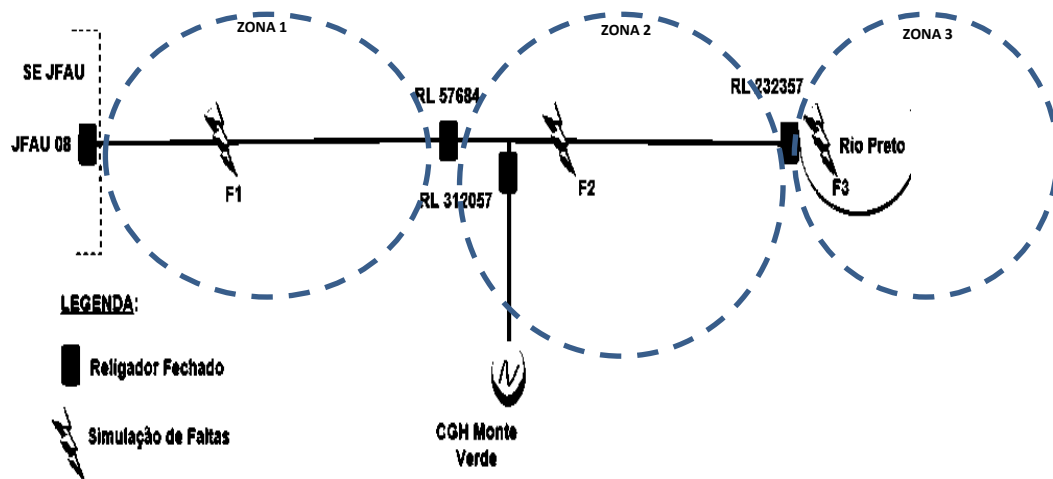


Figura 6.4 - Diagrama unifilar do alimentador JFAU 08 e seus religadores. Adaptado de (BRAGA JR, 2017)

#### 6.3.2.1. Modelagem considerando a GD desconectada

A Tabela 6.6 apresenta os valores de curto-circuito simétricos calculados, sem contribuição da CGH, na barra de 22 kV da SE e no ponto de conexão da CGH Monte Verde. Já a Tabela 6.7 apresenta os níveis de curto-circuito nos pontos de falta F1, F2 e F3 obtidos de (BRAGA JR, 2017).

Tabela 6.6 - Dados de curto-circuito do alimentador JFAU 08 (BRAGA JR, 2017)

Subestação JFAU			Ponto de Conexão da CGH		
Curto-Circuito	Corrente (A)	$\alpha$	Curto-Circuito	Corrente (A)	$\alpha$
Trifásico	3.423	-89,20	Trifásico	418,6	-49,30
Fase – Fase	2.964	-89,20	Fase – Fase	362,5	-49,30
Fase – Terra máx.	3.476	-89,00	Fase – Terra máx.	274,9	-52,92
Fase – Terra mín.	315,7 (*)	-5,21	Fase – Terra mín. (*)	164,5	-28,51

(\*) Para o curto-circuito fase-terra mínimo foi considerada resistência de falta igual 40 Ohm.

Tabela 6.7 - Curto- circuito nos pontos F1, F2 e F3 sem contribuição da CGH (BRAGA JR, 2017)

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc (Trifásico)		Icc (Fase-Terra)	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)
F1	Disj. JFAU 08	1.285	1.483	255	962
F2	Disj. JFAU 08	318	367	149	247
	Rel.57684	318	367	149	247
F3	Disj. JFAU 08	150	174	91	118
	Rel. 57684	150	174	91	118
	Rel. 232357	150	174	91	118

Para modelagem do alimentador a montante da CGH foram utilizados os dados de impedância do alimentador apresentados na Figura 6.3. Devido à falta de informações, o sistema a jusante da CGH foi modelado considerando cabos 4/0 com comprimentos semelhantes aos da Figura 6.3 de forma que os erros entre os valores de curto-circuito simulados no Distriview e aqueles apresentados nas tabelas 6.6 e 6.7 sejam mínimos.

A Figura 6.5 mostra o sistema modelado no Distriview, onde as simulações indicaram que as faltas F1, F2 e F3 estão localizadas nos seguintes trechos:

- Falta F1: a falta trifásica é máxima entre as barras 2 e 3, a 63% do comprimento do trecho de rede tomando como referência a barra 2. A falta mínima ocorre a 79% do mesmo trecho.
- Falta F2: a falta trifásica é máxima a 50% da barra 8 e é mínimo a 30% da barra 9.
- Falta F3: a falta F3 acontece no trecho de linha entre as barras 13 e 14.

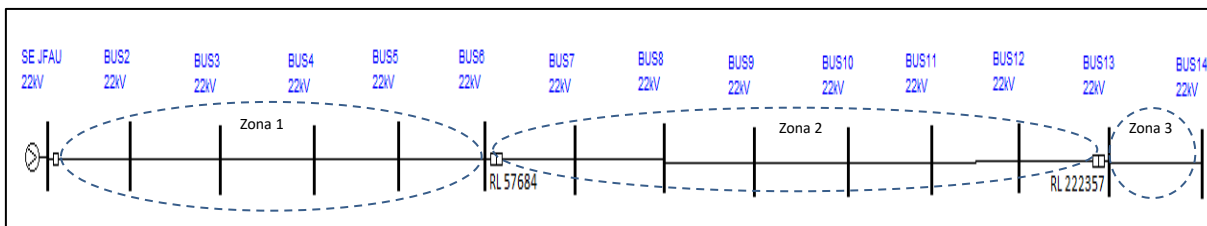


Figura 6.5 - Diagrama unifilar do sistema modelado no DistriView

### 6.3.2.2. Modelagem considerando GD conectada

A CGH Monte Verde é inserida na barra 7, como mostra a Figura 6.6, e os valores de curto-circuito máximos e mínimos são agora exibidos nas tabelas 6.8 e 6.9, onde também podem ser encontradas as contribuições do sistema e da GD para curtos trifásicos e fase-terra de acordo com (BRAGA JR, 2017).

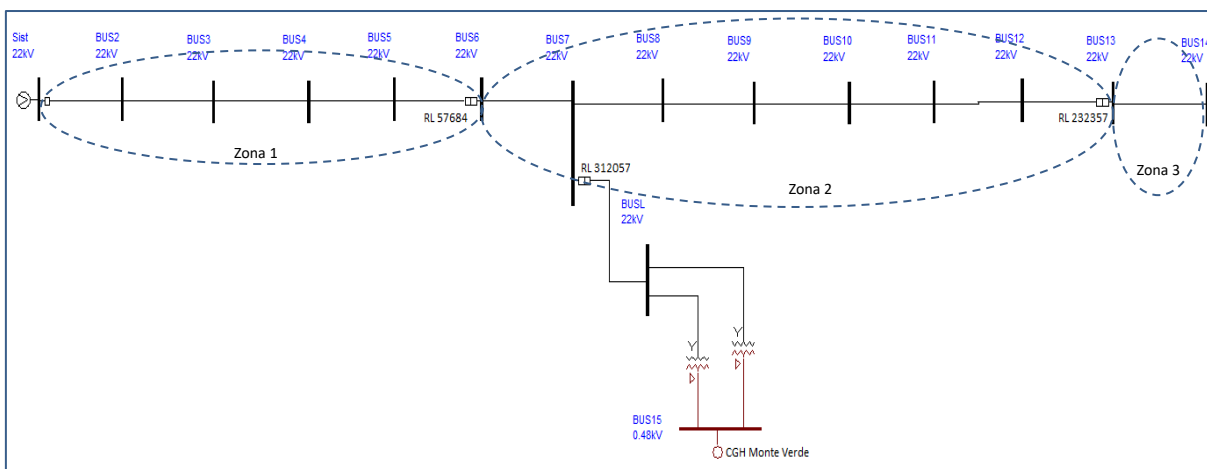


Figura 6.6 - Sistema modelado com conexão da geração distribuída

Tabela 6.8 – Níveis de curtos-circuitos trifásicos para faltas aplicadas com presença de GD (BRAGA JR, 2017)

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Trifásico (contribuição da SE JFAU)		Icc Trifásico (contribuição da GD)	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)
F1	Disj. JFAU 08	1.285	1.483	-	-
	Rel. 57684	-	-	267	308
	Rel. 312057	-	-	267	308
F2	Disj. JFAU 08	318	367	-	-
	Rel. 57684	318	367	-	-
	Rel. 312057	-	-	254	293
F3	Disj. JFAU 08	150	174	-	-
	Rel. 57684	150	174	-	-
	Rel. 312057	-	-	156	180
	Rel. 232357	150	174	156	180

Tabela 6.9- Curto-circuito fase-terra para faltas aplicadas com a presença da GD (BRAGA JR, 2017)

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Fase-Terra (contribuição da SE JFAU)		Icc Fase-Terra (contribuição da GD)	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)
F1	Disj. JFAU 08	255	962	-	-
	Rel.57684	-	-	205	324
	Rel. 312057	-	-	205	324
F2	Disj. JFAU 08	149	247	-	-
	Rel.57684	149	247	-	-
	Rel. 312057	-	-	190	296
F3	Disj. JFAU 08	91	118	-	-
	Rel.57684	91	118	-	-
	Rel. 312057	-	-	114	152
	Rel. 232357	91	118	114	152

Um resumo dos resultados de simulação obtidos do Distriview para curtos nos três pontos de falta e considerando a GD conectada ao alimentador pode ser encontrado na Tabela 6.10. Pode-se verificar que os resultados obtidos são aderentes com aqueles apresentados nas Tabelas 6.8 e 6.9. A maior variação pode ser observada na contribuição da GD para curtos fase-terra mínimo em F3, onde a variação foi de 8,7%.

Tabela 6.10 - Resumo dos dados simulados no modelo Distriview

Falta Aplicada	Eq. Em operação	Icc 3 $\phi$ – Contrib. SE	Icc 3 $\phi$ – Contrib. GD	Icc 1 $\phi$ – Contrib. SE		Icc 1 $\phi$ – Contrib. GD	
		Max (A)	Max (A)	Mín (A)	Max (A)	Mín (A)	Max (A)
F1	D JFAU 08	1491	-	244	1008	-	-
	RL 57684	-	296	-	-	206	336
	RL 312057	-	296	-	-	206	336
F2	D JFAU 08	358	-	137	247	-	-
	RL 57684	358	-	137	247	-	-
	RL 312057	-	298	-	-	184	282
F3	D JFAU 08	167	-	84 -18	108	-	-
	RL 57684	167	-	84 -18	108	-	-
	RL 312057	-	176	-	-	104	140
	RL 232357	193		143 (Máx)		109 (Mín)	

Após realizar a validação do sistema modelado, e visando possibilitar análises envolvendo fusíveis em algumas derivações do alimentador, foram acrescentadas chaves fusíveis dentro da zona de proteção principal de cada religador. Assim, o sistema modelado completo é mostrado na Figura 6.7.

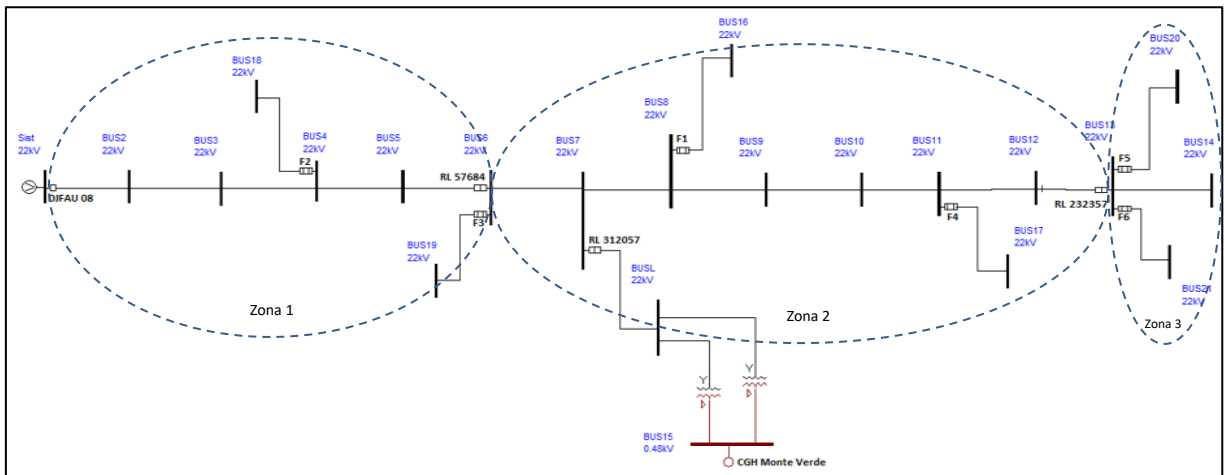


Figura 6.7 - Sistema modelado completo

## 6.4. Sistema de proteção do alimentador – metodologia clássica

Nesta seção serão definidos os ajustes dos equipamentos de proteção do alimentador de distribuição da Figura 6.5, no qual não é considerada a conexão da CGH Monte Verde. Neste caso será empregada a metodologia de proteção clássica para definição dos ajustes de sobrecorrente tanto para a filosofia de proteção seletiva como para a coordenada. O fluxo de corrente será considerado unidirecional, do sentido fonte para a carga.

### 6.4.1. Premissas adotadas

Para que as análises sejam mais abrangentes, serão considerados fusíveis de diferentes correntes nominais nas derivações do alimentador, tomando como referência a Figura 6.7 sem considerar a conexão da GD, respeitando apenas os seguintes critérios:

- $I_{elo} < \frac{I_{CCFTmin}}{4}$ ;
- Corrente nominal máxima igual a 40 A.

Os fusíveis serão todos do tipo K, por serem os mais utilizados em derivações de alimentadores. Assim, os fusíveis dimensionados são: F1 = 30K; F2 = 30K; F3 = 20K; F4 = 25K; F5 = 15K; F6 = 20K.

Para possibilitar a utilização das ferramentas de análise automática e verificação da coordenação da proteção no DistriView, são considerados intervalos de seletividade de 3 ciclos entre as operações rápidas dos religadores microprocessados, ao passo que o DistriView considera 2 ciclos. Para garantir a coordenação entre as curvas rápidas dos religadores e os fusíveis será aplicado o fator “K” igual a 1,4, ao passo que normalmente o DistriView considera “K” igual a 1,35.



Serão consideradas curvas de tempo definido para as curvas lentas da proteção de terra. Este procedimento foi adotado com o objetivo de buscar maior flexibilidade na metodologia aplicada e posterior comparação dos resultados. Esta medida está de acordo com as práticas atuais adotadas por algumas distribuidoras brasileiras.

Visto que não se sabe a carga enxergada por cada equipamento, será considerada a carga total do alimentador para todos os religadores, sem prejuízo à coordenação e seletividade. De forma geral, os ajustes levam em conta que a ampacidade dos condutores é respeitada e que as condições de *inrush* permitem a energização do sistema.

Os valores de curtos-circuitos apresentados nas seções subsequentes são obtidos através de simulação do sistema da Figura 6.7, os quais auxiliam na definição dos ajustes dos equipamentos de proteção.

## **6.4.2. Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção seletiva**

Os ajustes estão resumidos nos coordenogramas das Figuras 6.8 e 6.9.

### **6.4.2.1. Curvas lentas do religador 232357**

O curto-circuito bifásico mínimo enxergado pelo religador é igual a 120 A, logo o *pickup* deve ser menor que  $120/1,2=100$  A e maior que 50A que é a carga considerada neste religador.

Para a definição da curva e TD a ser utilizados foi aplicado o intervalo de seletividade entre a curva escolhida do religador e a curva de máxima interrupção do maior fusível na zona do religador (Zona 3), analisando para a maior corrente de curto-circuito que os dois enxergam que é de 219 A. O ideal é que a curva e TD escolhidos permitam o intervalo de seletividade para toda a extensão da curva do fusível ou pelo menos fique o mais próximo disso. Não há ponto de mínimo, e para a corrente mínima que os dois dispositivos enxergam, que é de 183A (curto-circuito bifásico), o intervalo de seletividade é respeitado.

Ajuste definido:  $I_{PFL232357} = 70 \text{ A}, IEC VI, TD = 0,12$ .

Para proteção de terra a corrente mínima de curto-circuito fase-terra que o religador enxerga é 71 A, e a máxima corrente de desequilíbrio considerada igual a 12,04 A para este religador. Utilizando o fator de segurança de 1,2, o pickup da proteção lenta de terra deve ser menor que  $71/1,2=59$  A e maior que 12,04 A, ajustado em 30 A.

A corrente mínima para um curto-circuito fase-terra e resistência de  $40 \Omega$  que o fusível de 15K enxerga é 96 A em 1,756s e o fusível de 20 A enxerga 99 A em 2,818s. Portanto ajustar a curva em 10 s é suficiente e atende ao intervalo de seletividade.

Ajuste definido:  $I_{PNL232357} = 30 \text{ A}, \text{Tempo definido}, 10 \text{ s}$ .





#### 6.4.2.2. Curvas lentas do religador 57684

Corrente mínima exergada pelo dispositivo na zona em que é retaguada é a mesma que o 232357 enxerga, igual a 120A. Sendo a corrente de carga máxima igual a 50 A o pickup deve ser menor que 100 A, maior que 50 A e maior que o pickup da proteção a jusante que foi de 70 A, logo o valor escolhido foi de 80 A.

Para a definição da curva e TD a ser utilizados foi verificado o intervalo de seletividade entre a curva escolhida do religador e a curva de tempo máximo do maior fusível para a maior corrente de curto-circuito que os dois enxergam que é de 415 A (fusível de 30K, barra 08). Deve ainda ser verificada a seletividade com o dispositivo a jusante para as máximas correntes que os dois dispositivos enxergam que é de 219 A (curto-circuito trifásico na barra 13), a qual está respeitando o intervalo de 200ms.

Ajuste definido:  $I_{PFL57684} = 80 A, IEC VI, TD = 0,3$ .

O ponto de mínimo está em 148A e para a menor corrente que os dois dispositivos enxergam, que é de 315 A, há seletividade.

Para proteção de terra a corrente mínima que o religador enxerga incluindo a zona em que ele é retaguada é de 71 A utilizando o fator de 1,2 o pickup deve ser menor que 59 A. Sendo a corrente de desequilíbrio máximo igual a 12,04 o pickup deve ser maior que 12,04 A e menor que 64 A, sentado em 30 A.

A menor corrente que o fusível de 20 (F3) enxerga é de 148 A em 1,11s, para o fusível de 25 (F4) é 108A em 5,522s e para o fusível de 30 é 145 A em 4,837s. Dessa forma o TD da curva deste religador em 10s atenderia a todos os pontos, porém este deve ser maior que 10s para ser seletivo com o religador a jusante. Assim, a curva foi ajustada em 11s.

Ajuste definido:  $I_{PNL57684} = 30 A, Tempo\ definido, 11\ s$ . Conforme Figura 6.9.

#### 6.4.2.3. Curvas lentas do relé DJFAU 08

Aplicando as mesmas considerações dos religadores anteriores para as curvas lentas de fase e de terra, foram definidos os ajustes em:

Ajuste de fase definido:  $I_{PFLDJFAU08} = 110 A, IEC VI, TD = 0,5$ ;

Ajuste de terra definido:  $I_{PNLDJFAU)8} = 30 A, Tempo\ definido, 12\ s$ .

### 6.4.3. Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção coordenada

Neste caso, pela metodologia clássica, são utilizadas curvas rápidas tipo Kyle, as quais são curvas padrão dos dispositivos. Os ajustes estão resumidos nos coordenogramas das Figuras 6.8 e 6.9.



#### **6.4.3.1. Curvas rápidas do religador 232357**

O menor curto-circuito fase-fase enxergado pelo religador e fusíveis é 125 A (barra 14), logo o *pickup* da curva rápida de fase deverá ser menor que 105 A e maior que a corrente de carga considerada para este religador, igual a 50 A. Dessa forma o *pickup* foi ajustado em 70A.

Para a definição da curva do religador em relação aos fusíveis, tem-se que o máximo curto-circuito é de 219 A e atuação do menor fusível em 0,26 s. Assim o ponto de máximo será, considerando o fator de segurança “K” conforme premissa adotada, 0,185 s para 219 A. Ou seja, existirá coordenação para uma curva rápida abaixo do ponto máximo ora definido.

O curto-circuito fase-terra mínimo enxergado pelo religador 232357 e fusíveis a jusante é igual a 98 A para um curto-circuito na barra 20, já o curto-circuito fase-terra máximo enxergado pelos dispositivos no trecho é igual a 134 A para um curto-circuito na barra 13. O *pickup* da curva rápida de terra deve ser maior que a corrente de desequilíbrio no neutro, dessa forma foi ajustado 65 A. O ponto de máximo para a curva de terra será 0,458 s para 134 A.

#### **6.4.3.2. Curvas rápidas do religador 57684**

A corrente de curto-circuito fase-fase mínima no trecho em que há proteção conjunta entre religador e fusíveis é igual a 190A, curto-circuito na barra 13. Para a coordenação de terra a menor corrente verificada na mesma barra foi de 102 A.

O *pickup* da curva de fase deve ser menor que 158 A e maior que a corrente de carga, 50 A, definido em 80 A para que seja maior que a corrente de *pickup* do religador a jusante. Já para o *pickup* da curva de terra pode ser definido entre as correntes de 12 e 85A, de forma que será ajustado em 75 A.

Após definição dos *pickups* foi definida a máxima corrente de curto-circuito no trecho em que há proteção do religador e fusíveis. Foi considerado o ponto de conexão do religador (barra 6), para facilitar a análise, com valor de 436 A trifásico e 274 A monofásico.

Para verificação da coordenação em relação aos fusíveis a curva de fase deverá estar abaixo do ponto máximo, 0,34 s em 436 A, já a curva de terra deverá respeitar o ponto máximo de 0,76 s em 274 A.

Para garantir a seletividade com o religador 232357, as curvas rápidas devem obedecer ao intervalo de seletividade padrão entre as curvas rápidas para a corrente de curto-circuito máxima de 219 para fase e 134 para curva de terra.



### 6.4.3.3. Curvas rápidas do relé DJFAU 08

A corrente de curto-circuito fase-fase mínima no trecho em que há proteção conjunta entre religador e fusíveis é igual a 585A, na barra 18. Para a coordenação de terra a menor corrente verificada na mesma barra foi 196 A.

O *pickup* da curva de fase deve ser menor que 585 A e maior que a corrente de carga, 50 A, definido em 110 A para que seja maior que a corrente de *pickup* do religador a jusante. Já para o *pickup* da proteção de terra pode ser definido entre 12 e 196A, de forma que será parametrizado em 85 A.

Após definição dos *pickups* foi definida a máxima corrente de curto-circuito no trecho em que há proteção do religador e fusíveis. Foi considerado o ponto de conexão do religador para facilitar a análise, com valor de 875 A trifásico e 572 A monofásico.

Para verificação da coordenação em relação aos fusíveis a curva de fase deverá passar abaixo do ponto e máximo 0,083 s em 875 A, já a curva de terra deverá respeitar o ponto máximo de 0,14 s em 572 A.

Para garantir a seletividade do relé com o religador 232357 as curvas rápidas devem respeitar o intervalo de seletividade entre as curvas rápidas para a corrente de curto-circuito máxima de 436A para proteção de fase e 274A para terra.

### 6.4.4. Definição das lógicas de religamentos automáticos

A lógica de religamentos automáticos do alimentador seguiu o especificado pela concessionária conforme ajustes da Tabela 6.2 com adição das operações rápidas, conforme Tabela 6.11.

Tabela 6.11 - Lógica de religamentos dos equipamentos. Adaptado de (BRAGA JR, 2017)

Equipamento de Proteção	Nº Total de Aberturas	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)		
			1º	2º	3º
Disj. JFAU 08	3	1R2L	15	30	-
Rel. 57684	4	1R3L	10	20	20
Rel. 232357	4	1R3L	10	20	20
Rel. 312057	1	Não há	-	-	-

### 6.4.5. Análise da proteção configurada

Os coordenogramas de fase e terra correspondentes aos ajustes estabelecidos estão apresentados nas figuras 6.8 e 6.9, respectivamente.

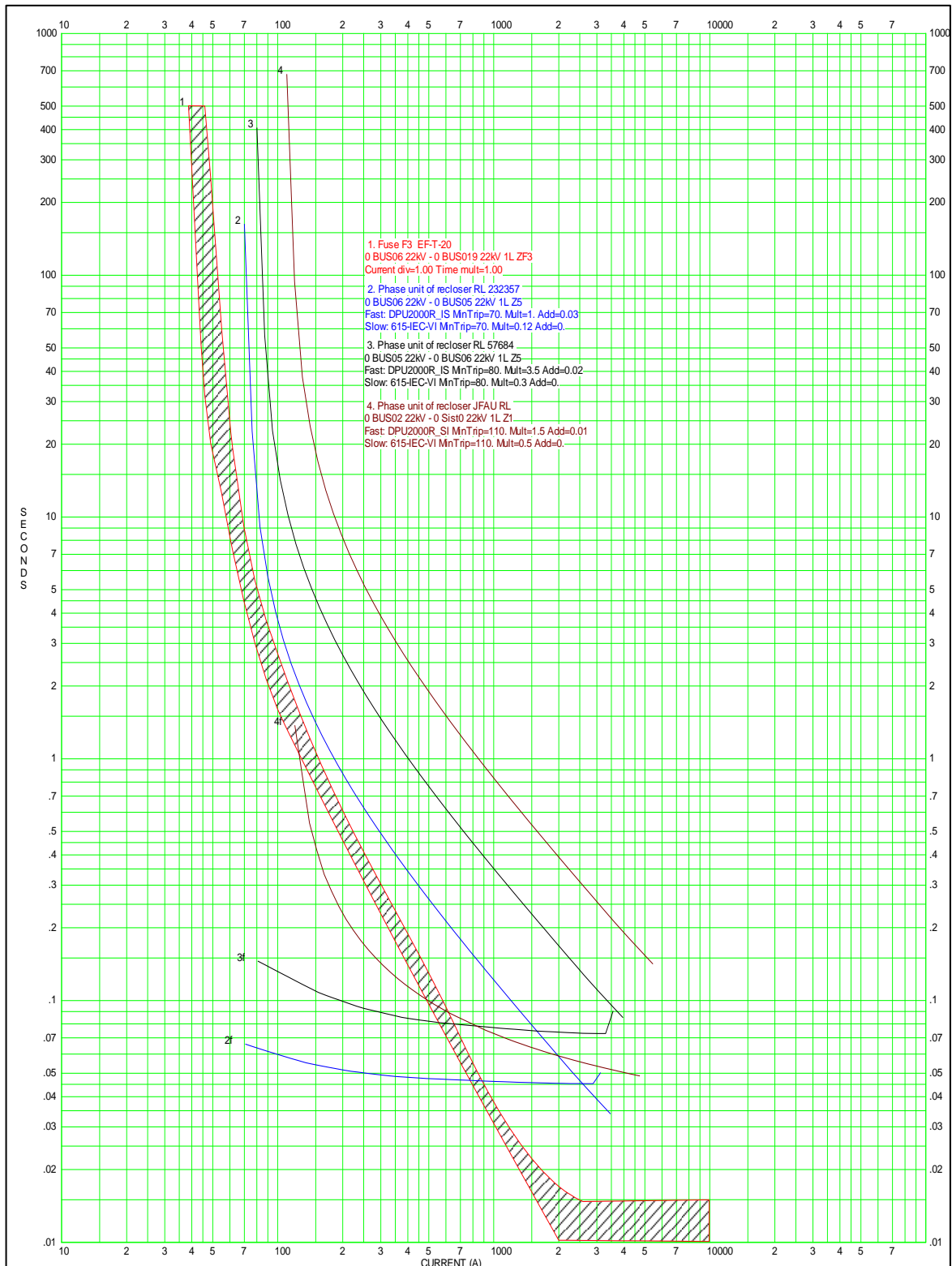


Figura 6.8 - Proteção de fase configurada no caso sem GD

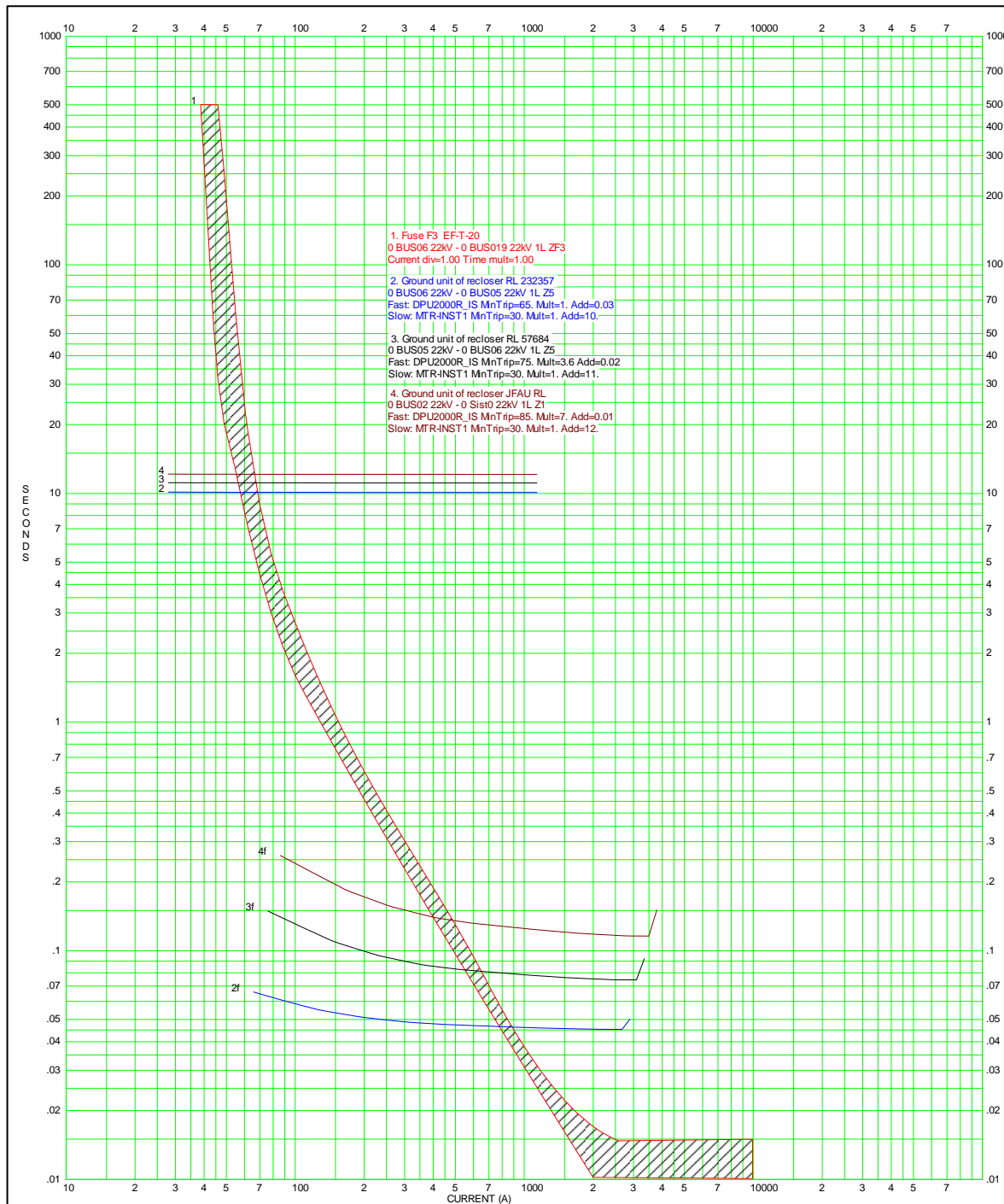


Figura 6.9 - Proteção de terra configurada no caso sem GD

Através da ferramenta *Protective device coordination* do DistriView foi possível realizar análise das filosofias de proteção seletiva e coordenada para cada fusível e religador aplicando faltas trifásicas, bifásicas, monofásicas e monofásicas com resistência de falta (40Ω). As faltas foram aplicadas em pontos uniformemente distribuídos entre o início e fim do trecho de cada equipamento protetor em teste, de forma a abranger diversos pontos de falta na zona de proteção principal do equipamento protetor, enxergados pelo equipamento protegido. Os relatórios

obtidos encontram-se no apêndice C, onde podem ser verificados os tempos de atuação de cada dispositivo de proteção.

#### 6.4.5.1. Análise da filosofia de proteção seletiva

No que diz respeito a filosofia de proteção seletiva verificou-se que:

- a) Para a seletividade entre fusíveis e religadores os intervalos de seletividade foram respeitados em 100% dos pontos testados;
- b) Entre religadores, os intervalos de seletividade foram respeitados em 100% dos pontos testados.

Através da ferramenta, *Run stepped event analysis*, foram simuladas faltas nas zonas de proteção principal dos religadores de forma a verificar a dinâmica das proteções para os pontos testados. A Figura 6.10 apresenta a dinâmica de atuação das proteções para um defeito na barra 14, onde pode-se verificar, ao fim da sequência, que o equipamento que limpa a falta é o equipamento protetor, RL 232357.

```
> 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined:  
  Bus Fault on: 0 BUS014 22kV LL Type=C-A  
1. Event no. 1 at time= 0.057 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L tripped.  
2. Event no. 2 at time= 10.057 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L reclosed.  
3. Event no. 3 at time= 10.177 s  
  Recloser RL 57684 on branch 0 BUS05 22kV-0 BUS06 22kV 1L tripped.  
4. Event no. 4 at time= 20.177 s  
  Recloser RL 57684 on branch 0 BUS05 22kV-0 BUS06 22kV 1L reclosed.  
5. Event no. 5 at time= 22.438 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L tripped.  
6. Event no. 6 at time= 42.438 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L reclosed.  
7. Event no. 7 at time= 44.699 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L tripped.  
8. Event no. 8 at time= 64.699 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L reclosed.  
9. Event no. 9 at time= 66.960 s  
  Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L locked out.  
10. Event no. 10 at time= 9999.000 s  
  No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.
```

Figura 6.10 - Atuação seletiva das proteções do alimentador sem GD

#### 6.4.5.2. Análise da filosofia de proteção coordenada

Em relação a filosofia de proteção coordenada foram verificadas as interações entre os religadores/relé e fusíveis nas suas zonas de proteção principais. Para a totalidade de pontos testados, conforme apêndice C, verificou-se descoordenação em 1,04% dos casos.

A Figura 6.11 apresenta as dinâmicas de atuação das proteções para um defeito na barra 21. Apesar de o fusível ter isolado o defeito pode-se verificar que haveria sucesso na filosofia “salva fusível” caso o defeito fosse transitório. A atuação simultânea dos religadores nas curvas rápidas, ou ainda atuação pela curva rápida do dispositivo protegido enquanto o dispositivo

protetor realiza sua atuação pela curva lenta é aceitável desde que não interfira na seletividade, como apresentado na Figura 6.11.

```
> 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined:  
   Bus Fault on:   0 BUS021 22kV 3L R=80 X=0  
1. Event no. 1 at time= 0.060 s  
   Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L tripped.  
2. Event no. 2 at time= 10.060 s  
   Recloser RL 232357 on branch 0 BUS012 22kV-0 BUS011 22kV 1L reclosed.  
3. Event no. 3 at time= 10.191 s  
   Recloser RL 57684 on branch 0 BUS05 22kV-0 BUS06 22kV 1L tripped.  
4. Event no. 4 at time= 20.191 s  
   Recloser RL 57684 on branch 0 BUS05 22kV-0 BUS06 22kV 1L reclosed.  
5. Event no. 5 at time= 22.953 s  
   Fuse F6 on branch 0 BUS013 22kV-0 BUS021 22kV 1L tripped.  
6. Event no. 6 at time= 9999.000 s  
   No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.
```

Figura 6.11 - Atuação da proteção coordenada para o sistema sem GD

## 6.5. Impactos na proteção após a conexão da CGH Monte Verde

A conexão da CGH no sistema gera impactos que podem ser avaliados sob o ponto de vista da seletividade e a da coordenação. Para análise destes impactos o sistema será dividido em três zonas conforme os pontos de falta indicados na Figura 6.4, sendo elas: impactos para faltas na zona de proteção do RL 232357 (Zona 3); impactos para faltas na zona de proteção do RL 57684 (Zona 2); impactos para faltas na zona de proteção do DJFAU 08 (Zona 1).

Em um primeiro momento, para avaliação dos impactos da geração distribuída, será considerada como proteção do ponto de conexão a proteção atual utilizada pela distribuidora (religador 312057), a qual não utiliza curvas rápidas (BRAGA JR, 2017), parametrizado com os seguintes ajustes:

- Curva lenta de fase: 44, IEC VI, TD=0,18;
- Curva lenta de terra: 22, Tempo definido, 8 s.

### 6.5.1. Impactos para filosofia de proteção seletiva

#### 6.5.1.1. Para faltas na zona 1

Para uma falta aplicada na barra 18 da Figura 6.7 por exemplo, a contribuição da SE tende a sofrer redução quando comparada ao curto-circuito no mesmo ponto sem a GD. Para uma falta bifásica, por exemplo, a corrente de curto-circuito fornecida pela SED sem GD é de 585 A, enquanto que com a GD a SED contribui com 554 A, uma redução de 5,3%. A redução na contribuição da SED é tão grande quanto a penetração da GD no sistema. No caso, se a CGH fosse de 3 MVA, ou seja, o dobro da CGH Monte Verde, a contribuição da SED sofreria uma redução de 9,2%.

Para o caso do defeito citado, a Figura 6.12 mostra a dinâmica de atuação para um curto-circuito sem GD (a) e com GD (b).

```
0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined:
Bus Fault on: 0 BUS018 22kV 3L
1. Event no. 1 at time= 0.085 s
Recloser JFAU RL on branch 0 BUS02 22kV-0 Sist0 22kV 1L tripped.
2. Event no. 2 at time= 10.085 s
Recloser JFAU RL on branch 0 BUS02 22kV-0 Sist0 22kV 1L reclosed.
3. Event no. 3 at time= 10.279 s
Fuse F2 on branch 0 BUS04 22kV-0 BUS018 22kV 1L tripped.
4. Event no. 4 at time= 9999.000 s
No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.
```

(a)

```
0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined:
Bus Fault on: 0 BUS18 22kV LL Type=C-A
1. Event no. 1 at time= 0.094 s
Recloser JFAU REL on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped.
2. Event no. 2 at time= 0.104 s
Recloser RL 57684 on branch 0 BUS6 22kV-0 BUS5 22kV 1L tripped.
3. Event no. 3 at time= 10.094 s
Recloser JFAU REL on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed.
4. Event no. 4 at time= 10.104 s
Recloser RL 57684 on branch 0 BUS6 22kV-0 BUS5 22kV 1L reclosed.
5. Event no. 5 at time= 10.349 s
Fuse F2 on branch 0 BUS4 22kV-0 BUS18 22kV 1L tripped.
6. Event no. 6 at time= 9999.000 s
No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.
```

(b)

Figura 6.12 - Falta na barra 18 sem GD (a) e com GD (b)

Na Figura 6.12 (b), após saída do religador RL57684, considera-se que ocorre desconexão da GD por atuação da proteção Anti-ilhamento.

Na dinâmica apresentada, verifica-se que a eliminação da falta dependerá dos ajustes dos equipamentos a montante e a jusante do ponto de defeito, de forma que defeitos no tronco poderão confundir os operadores do sistema de distribuição com a abertura dos dois equipamentos. Esta confusão da operação ocorre porque no sistema sem GD a abertura de um equipamento protetor leva ao entendimento de que há um defeito a sua frente, enquanto que a entrada da GD, conforme observado na sequência de operação apresentada, altera esta dinâmica e dificulta a eliminação do defeito no caso de faltas permanentes.

Ao mesmo tempo, defeitos em ramais de derivação, como o caso do defeito na barra 18, são eliminados mais rapidamente devido ao aumento na corrente enxergada pela proteção do ramal, melhorando a seletividade em relação aos equipamentos do tronco. As proteções a montante do defeito tendem a melhorar a seletividade com a proteção dos ramais por conta da redução na contribuição da corrente enxergada e, conseqüentemente, maior tempo de atuação, aumentando o intervalo de seletividade.

Para o defeito citado, nas tabelas 6.12 e 6.13 seguem as respostas dos equipamentos nos casos antes e depois da conexão da GD onde pode ser verificada a melhoria na seletividade entre o fusível F2 e o relé DJFAU 08.

#### a) Sistema radial sem GD



Tabela 6.12 – Resposta dos equipamentos para falta F1 sem GD

<b>I1</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>I2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>T1-T3</b>	<b>T4-K*T2</b>
584.8	1.56 RP	0.09	584.8	0.26 FU	0.20	1.31	0.08

## b) Sistema com conexão da CGH

Tabela 6.13 – Resposta dos equipamentos para falta F1 com GD

<b>I1</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>I2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>T1-T3</b>	<b>T4-K*T2</b>
554.1	1.67 RP	0.09	703.6	0.18 FU	0.14	1.49	0.017

Onde:

I1: corrente enxergada pelo religador protegido, em Amperes;

I2: corrente enxergada pelo fusível protetor, em Ampere;

T1: Tempo de operação na curva lenta o religador, em segundos;

T2: Tempo de operação na curva rápida o religador. Multiplicador K= 1.35

T3: Tempo de máxima interrupção do fusível, em segundos;

T4: Tempo mínimo de atuação do fusível, em segundos.

RP: Atuação pela unidade de fase

FU: Atuação do fusível

**6.5.1.2. Para faltas na zona 2**

No caso de uma falta a jusante do religador RL 57684, as considerações são as mesmas que do caso anterior. Considerando uma falta trifásica na barra 11 e imediatamente a jusante do fusível F4, têm-se, nas tabelas 6.14 e 6.15, os seguintes resultados apresentados pelo DistriView para interação entre o religador 57684 e o fusível F4 nos casos sem GD e com GD:

## a) Sistema radial sem GD

Tabela 6.14 – Resposta dos equipamentos para falta F2 sem GD

<b>I1</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>I2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>T1-T3</b>	<b>T4-K*T2</b>
261.3	1.79 RP	0.09	261.3	0.74 FU	0.53	1.05	0.41

## b) Sistema com conexão da CGH

Tabela 6.15 – Resposta dos equipamentos para falta F2 com GD

<b>I1</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>I2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>T1-T3</b>	<b>T4-K*T2</b>
207.0	2.56 RP	0.1	368.4	0.40 FU	0.27	2.15	0.135

Verifica-se que ocorre uma redução na corrente enxergada pelos dispositivos a montante da GD, de forma que o tempo de resposta do religador, para um mesmo ponto de falta, é maior quando da conexão com GD, passando de 1,79 s para 2,56 s. Em contrapartida, o tempo de resposta do elemento fusível é menor, também aumentando o intervalo de seletividade entre

fusível e religador. Os aumentos nos intervalos de seletividade podem ser traduzidos como melhoria na seletividade visto que aumenta a garantia do equipamento protetor atuar primeiro.

### 6.5.1.3. Para faltas na zona 3

Nos casos de faltas na Zona 3 o impacto da entrada da CGH foi maior. Observa-se que ocorrem menores intervalos de seletividade entre os equipamentos de proteção a jusante da GD devido ao aumento da corrente de curto. Para uma falta trifásica na barra 20, as respostas do religador RL232357 e o fusível F5 estão apresentadas nas Tabelas 6.16 e 6.17:

#### a) Sistema radial sem GD

Tabela 6.16 – Resposta dos equipamentos para falta F3 sem GD

<i>I1</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>I2</i>	<i>T3</i>	<i>T4</i>	<i>T1-T3</i>	<i>T4-K*T2</i>
203.9	0.85 RP	0.05	203.9	0.42 FU	0.29	0.43	0.23

#### b) Sistema com conexão da CGH

Tabela 6.17 – Resposta dos equipamentos para falta F3 com GD

<i>I1</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>I2</i>	<i>T3</i>	<i>T4</i>	<i>T1-T3</i>	<i>T4-K*T2</i>
264.2	0.58 RP	0.05	264.2	0.26 FU	0.18	0.32	0.12

Verifica-se que entre estes equipamentos ocorre uma redução no intervalo de seletividade de 0,43s para 0,32 s, o que pode ser traduzido em uma piora da seletividade entre estes equipamentos. De forma geral os impactos serão semelhantes para equipamentos instalados nas zonas de proteção a jusante da GD. Porém, quando se considera os religadores RL 232357 e RL 57684 constata-se que há uma melhoria na seletividade. Ocorre um aumento no intervalo de seletividade uma vez que no RL 232357 há um aumento da corrente, reduzindo o seu tempo de atuação, enquanto que para o RL 57684 há uma redução na corrente e consequente aumento no tempo de atuação.

Em resumo, para este caso teste houve apenas 2,08% de perda de seletividade com a entrada da GD, com pontos críticos apenas na zona de proteção a jusante da GD, entre o fusível F5 e o religador RL 232357 e para os pontos mais próximos do fusível devido ao aumento na corrente de curto-circuito nestes locais. As respostas dos equipamentos para os diferentes curtos em cada zona de proteção podem ser encontradas no Apêndice D.

Os impactos estudados aqui podem ser generalizados para faltas a jusante dos equipamentos a jusante da GD (Zona 3), faltas a montante dos equipamentos a montante da GD (Zona 1) e faltas na zona de proteção da GD (Zona 2).

## 6.5.2. Impactos para filosofia de proteção coordenada

A conexão da GD conforme unifilar da Figura 6.7 traz impactos negativos significativos para a filosofia “salva fusível”, onde a atuação dos equipamentos protegidos deve ser mais rápida que a resposta dos equipamentos protetores para um determinado defeito a jusante destes. Isso acontece basicamente pelo fato de a corrente enxergada por fusíveis de derivação aumentar enquanto que, em alguns casos, tais quais os mostrados anteriormente para faltas nas zonas 1 e 2, a corrente enxergada pelo religador protegido é reduzida. Já nos casos de faltas na zona 3 a corrente que flui pelos dois dispositivos aumenta, deslocando o ponto de máximo que delimita a faixa de coordenação entre os equipamentos.

Voltando aos casos apresentados anteriormente, para defeito bifásico na barra 18 verifica-se que a corrente no fusível aumenta cerca de 120 A enquanto que no religador a corrente reduz 30 A, o que causa uma redução no tempo de atuação do relé e leva a descoordenação. No caso do defeito trifásico na barra 11 acontece a mesma situação, onde a corrente enxergada pelo fusível sofre aumento de 93 A enquanto o religador enxerga uma redução de 54 A. Já para defeito trifásico na barra 20, há aumento de corrente no fusível e no religador de forma igual, porém o intervalo de tempo entre a curva de mínima fusão do fusível e a rápida do religador, considerando o fator K, reduz de 0,23 s para 0,12 s e, em casos de maior penetração da GD, este intervalo pode reduzir a ponto de levar a descoordenação.

Outro ponto importante em relação a influência da GD para coordenação é a mudança nas dinâmicas de operação, de forma que para garantir a coordenação mais de um religador deve operar pela curva rápida para “salvar o fusível”. A Figura 6.13 apresenta as dinâmicas de operação dos equipamentos para o defeito na barra 11, onde pode-se verificar que apesar da atuação rápida do religador 57684, a GD permanece alimentando o defeito resultando na queima do fusível.

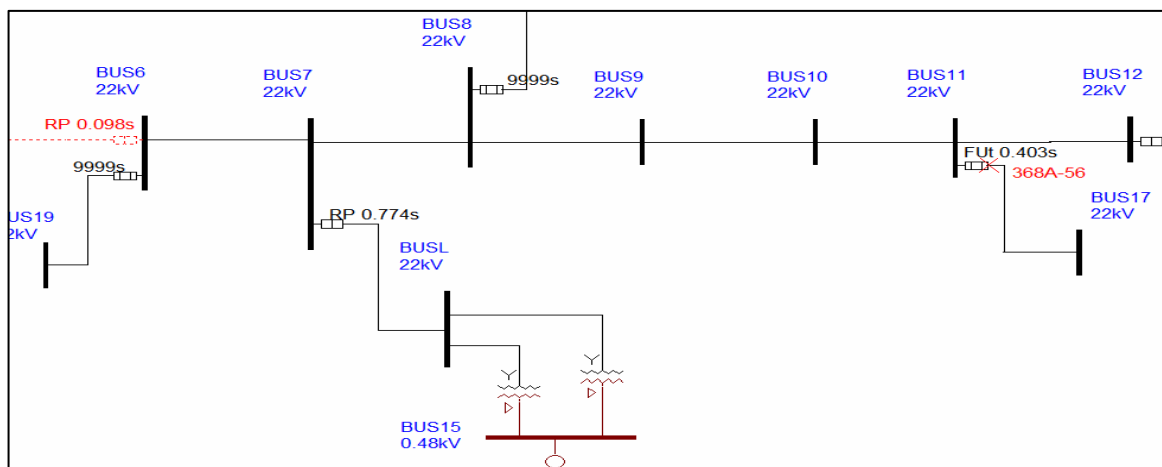


Figura 6.13 - Atuação dos equipamentos para o defeito na barra 11

A Tabela 6.18 apresenta a resposta do DistriView, via comando *Protective device coordination*, para os equipamentos 57684 e F4, falta na barra 11 e considerando a CGH conectada e contribuindo para a falta.

Tabela 6.18 – Resposta dos equipamentos para falta na barra 11 com GD

I1	T1	T2	I2	T3	T4	T1-T3	T4-K*T2
207.0	2.56 RP	0.1	368.4	0.40 FU	0.27	2.15	0.135

A verificação da coordenação através da regra  $T4-K*T2(s)$ , sem considerar a dinâmica nas correntes não é eficiente à medida que não reflete seus reais efeitos para a atuação do fusível. Para o defeito em pauta não deveria haver coordenação quando se considera o efeito da contribuição de curto-circuito da GD no fusível. Dessa forma, nestes casos a verificação da coordenação será realizada substituindo o tempo T4 pelo tempo correspondente à corrente dinâmica nos elementos de proteção localizados na zona de proteção da GD e a montante. Para os elementos a jusante da GD, como os fusíveis F5 e F6, serão considerados os tempos T4 normais, conforme procedimento de cálculo do DistriView.

As Tabelas 6.19 a 6.22 apresentam os resultados resumidos da verificação de coordenação dos religadores com os fusíveis F1, F2, F3 e F4. Para definição do tempo de atuação do fusível  $T4_{din}$ , a ser aplicado na equação de verificação  $T4-K*T2(s)$ , foi utilizado o método da corrente dinâmica.

Tabela 6.19 – Impactos na coordenação de F2 após conexão da CGH

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T4_{din}-K*T2$	Verificação
	Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3	T4 <sub>din</sub>		
Icc <sub>3φ-ini</sub>	1112	0,077	0,063	262	0,091	0,83	0,066	-0,0614	Descoordenado
Icc <sub>2φ-ini</sub>	963	0,081	0,083	227	0,095	1,081	0,141	-0,008	Descoordenado
Icc <sub>1φ-ini</sub>	836	0,087	0,105	572	0,092	0,207	0,1323	-0,0035	Descoordenado
Icc <sub>1φmin-ini</sub>	251	0,129	0,891	220	0,166	1,161	1,13	0,8976	Coordenado
Icc <sub>3φ-fim</sub>	812	0,088	0,111	245	0,093	0,943	0,34	0,2098	Coordenado
Icc <sub>2φ-fim</sub>	704	0,094	0,144	212	0,097	1,296	0,63	0,4942	Coordenado
Icc <sub>1φ-fim</sub>	569	0,095	0,207	431	0,109	0,343	0,304	0,1514	Coordenado
Icc <sub>1φmin-fim</sub>	221	0,137	1,166	196	0,173	1,443	1,65	1,4078	Coordenado

Onde:

Icc<sub>Xφ-ini</sub> é a corrente de curto-circuito no início do trecho do fusível protetor, em Amperes;

Icc<sub>Xφ-fim</sub> é a corrente de curto-circuito no fim do trecho do fusível protetor, em Amperes;

Icc<sub>F</sub> é a corrente de curto-circuito enxergada pelo fusível na contribuição das duas fontes, em Amperes;

T<sub>perm</sub> é o tempo de permanência de Icc<sub>F</sub> no sistema, em segundos;

T1 é o tempo de atuação do fusível para Icc<sub>F</sub>, em segundos;

Icc<sub>R</sub> é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador após saída de uma das fontes, em Amperes;

T2 é o tempo de atuação do religador para Icc<sub>R</sub>, em segundos;

T3 é o tempo de atuação do fusível para  $I_{ccR}$ , em segundos;

$T_{4din}$  é o tempo total de atuação do fusível considerando as dinâmicas da corrente de curto-circuito, em segundos;

K é o fator de segurança aplicado à curva rápida igual a 1,35.

Tabela 6.20 – Impactos na coordenação de F1 após conexão da CGH

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T_{4din}-K*T2$	Verificação
	$I_{ccF}$	$T_{perm}$	T1	$I_{ccR}$	T2	T3	$T_{4din}$		
$I_{cc3\phi-ini}$	735	0,084	0,132	366	0,332	0,46	0,2802	-0,1846	Descoordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	637	0,086	0,169	317	0,392	0,588	0,427	-0,1218	Descoordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	837	0,086	0,105	479	0,246	0,267	0,1508	-0,1936	Descoordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	273	0,125	0,758	264	0,487	0,832	0,9235	0,2417	Coordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	602	0,087	0,189	338	0,364	0,525	0,4132	-0,0964	Descoordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	521	0,089	0,246	293	0,43	0,673	0,5888	-0,0132	Descoordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	607	0,093	0,181	403	0,298	0,388	0,3119	-0,1053	Descoordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	238	0,133	0,996	229	0,578	1,079	1,2243	0,4151	Coordenado

Tabela 6.21 – Impactos na coordenação de F3 após conexão da CGH

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T_{4din}-K*T2$	Verificação
	$I_{ccF}$	$T_{perm}$	T1	$I_{ccR}$	T2	T3	$T_{4din}$		
$I_{cc3\phi-ini}$	753	0,083	0,049	356	0,343	0,174		-0,4802	Descoordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	652	0,085	0,063	308	0,405	0,221		-0,567	Descoordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	843	0,051	0,04	452	0,262	0,114		-0,3668	Descoordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	269	0,123	0,26	254	0,509	0,303	0,295	-0,4176	Descoordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	612	0,086	0,07	329	0,375	0,158		-0,525	Descoordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	530	0,088	0,088	285	0,443	0,249		-0,6202	Descoordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	589	0,092	0,074	381	0,206	0,153		-0,2884	Descoordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	234	0,131	0,349	222	0,602	0,381	0,3795	-0,4633	Descoordenado

Tabela 6.22 – Impactos na coordenação de F4 após conexão da CGH

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T_{4din}-K*T2$	Verificação
	$I_{ccF}$	$T_{perm}$	T1	$I_{ccR}$	T2	T3	$T_{4din}$		
$I_{cc3\phi-ini}$	368	0,098	0,267	259	0,498	0,527	0,4407	-0,2565	Descoordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	319	0,102	0,356	224	0,593	0,725	0,604	-0,2262	Descoordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	293	0,121	0,418	244	0,535	0,614	0,5452	-0,2038	Descoordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	170	1,694	1,179	163	0,899	1,293	1,206	-0,0526	Descoordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	329	0,101	0,338	241	0,542	0,615	0,529	-0,2298	Descoordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	285	0,106	0,445	208	0,648	0,842	0,7218	-0,1854	Descoordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	252	0,13	0,576	217	0,62	0,746	0,7022	-0,1658	Descoordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	155	1,993	1,452	149	1,019	1,528	1,4572	-----	Descoordenado

No caso de  $I_{cc1\phi_{min}-fim}$  na Tabela 6.22, o tempo de permanência da corrente de curto-circuito considerando as contribuições das duas fontes (1,993 s) foi maior que o tempo de atuação do fusível (1,452 s), dessa forma não foi necessário calcular  $T_{4_{din}}$  para definir a descoordenação.

As Tabelas 6.23 e 6.24 apresentam os resultados resumidos da verificação de coordenação entre os religadores e os fusíveis F5 e F6, utilizando o método padrão do Distriview.

Tabela 6.23 – Impactos na coordenação de F5 após conexão da CGH

Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	T1-T3	T4-K*T2	Verificação
$I_{cc3\phi-ini}$	289,3	0,52	0,05	289,3	0,22	0,16	0,30	0,09	Coordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	250,6	0,63	0,05	250,6	0,29	0,20	0,34	0,14	Coordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	215,1	10,04	0,05	215,1	0,38	0,27	9,66	0,20	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	215,1	10,04	0,05	215,1	0,38	0,27	9,66	0,20	Coordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	264,2	0,58	0,05	264,2	0,26	0,18	0,32	0,12	Coordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	228,8	0,71	0,05	228,8	0,34	0,24	0,38	0,17	Coordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	192,2	10,04	0,05	192,2	0,46	0,33	9,58	0,26	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	132,1	10,04	0,05	132,1	0,88	0,67	9,16	0,59	Coordenado

Onde:

$I_{cc_{x\phi}-ini}$  é a corrente de curto-circuito no início do trecho do fusível protetor, em Amperes;

$I_{cc_{x\phi}-fim}$  é a corrente de curto-circuito no fim do trecho do fusível protetor, em Amperes;

I1 é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador, em Amperes;

T1 é o tempo de atuação do religador na curva lenta, em segundos;

T2 é o tempo de atuação do religador na curva rápida, em segundos;

I2 é a corrente de curto-circuito enxergada pelo fusível, em Amperes;

T3 é o tempo de atuação do fusível na curva lenta, em segundos;

T4 é o tempo de atuação do fusível na curva rápida, em segundos;

K é o fator de segurança aplicado à curva rápida igual a 1,35.

Tabela 6.24 - Impactos na coordenação de F6 após conexão da CGH

Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	T1-T3	T4-K*T2	Verificação
$I_{cc3\phi-ini}$	289,3	0,52	0,05	289,3	0,32	0,24	0,19	0,18	Coordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	250,6	0,63	0,05	250,6	0,54	0,41	9,50	0,34	Coordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	215,1	10,04	0,05	215,1	0,41	0,31	0,22	0,25	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	215,1	10,04	0,05	215,1	0,54	0,41	9,50	0,34	Coordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	264,2	0,58	0,05	264,2	0,38	0,29	0,21	0,22	Coordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	228,8	0,71	0,05	228,8	0,66	0,50	9,38	0,43	Coordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	192,2	10,04	0,05	192,2	0,48	0,37	0,23	0,30	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	132,1	10,04	0,05	132,1	1,42	0,97	8,63	0,89	Coordenado

A verificação completa envolvendo os religadores e os fusíveis F1, F2, F3, F4, F5 e F6 para os diferentes curtos em cada zona de proteção podem ser encontradas no Apêndice D.



Em resumo, conclui-se que a entrada da GD no sistema teve um forte impacto na filosofia de proteção coordenada, sendo que houve uma ineficiência em 58,68% dos casos frente a 1,04% antes da conexão da GD, ou seja, uma piora de 57,64%.

Com o objetivo de verificar ainda o impacto da penetração da GD no sistema, foram realizadas as mesmas análises com penetração de 46% de geração distribuída e, neste cenário, a ineficiência da proteção coordenada foi de 65,5%, apresentando uma piora de 64,56% em relação ao sistema sem GD.

## **6.6. Implementação da metodologia proposta**

Após uma melhor percepção dos problemas causados pela conexão da CGH Monte Verde ao alimentador JFAU 08, na sequência serão definidos os ajustes dos dispositivos de proteção deste alimentador empregando a metodologia otimizada de proteção desenvolvida e apresentada no Capítulo 5. Será considerada tanto a operação da CGH Monte Verde em paralelo com a concessionária (OPGS), como as demais formas de operação do sistema (OPSS e OPGD):

### **6.6.1. Premissas adotadas**

Além das premissas descritas anteriormente em 6.4.1, ainda foram consideradas as seguintes premissas:

- a) Os religadores são microprocessados multifunção, de forma que possa ser implementada a função 67/67N, quando necessário;
- b) Como curvas rápidas serão consideradas as curvas padrão IEC e ANSI;
- c) Será considerada utilização da curva rápida no ponto de conexão da GD (RL312057) visto que o religador RL57684 utiliza esta filosofia de proteção;
- d) Será considerada a possibilidade de operação ilhada da GD (OPGD), caso mais complexo para definição dos ajustes. Porém, os estudos de transitórios e estabilidade do sistema não fazem parte do escopo deste trabalho.

### **6.6.2. Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção seletiva**

Os coordenogramas das proteções definidas são apresentados nas Figuras 20 a 23 da seção 6.7.

#### **6.6.2.1. Curvas lentas do religador 232357**

Para a proteção de fase o *pickup* deve ser determinado considerando OPSS, onde a menor corrente de curto-circuito bifásico é de 120 A, com a corrente de carga considerada 50 A e o fator de segurança FS=1,2, o *pickup* foi ajustado em 70 A. Em relação a seletividade entre religador e o maior fusível, deve ser observado a maior corrente considerando OPGS, sendo





esta de 289 A, onde o novo TD será de 0,125 para curva IEC VI. Não há ponto de mínimo para a curva de fase.

Para a proteção de terra o *pickup* também deve ser definido considerando OPSS, no qual a corrente mínima de curto-circuito fase-terra que o religador enxerga é 71 A, e a máxima corrente de desequilíbrio é 12,04 A. Utilizando FS o *pickup* da proteção de terra deve ser menor  $71/1,2=59$  A e maior que 12,04 A, ajustado então em 30 A. A seletividade da curva de terra em relação aos fusíveis também deve ser analisada considerando a configuração OPSS, onde a corrente mínima para um curto-circuito fase-terra que o fusível F5 enxerga é 96 A com atuação em 1,756s. Já F6 enxerga curto-circuito mínimo de 99 A, com tempo de extinção de falta em 2,818s, portanto ajustar a curva tempo definido em 10 s é suficiente e atende ao intervalo de seletividade estabelecido.

#### **6.6.2.2. Curvas lentas do religador 57684 (sentido inverso)**

Estes religadores deverão ter ajustes de sobrecorrente para os sentidos normal e inverso, portanto, a direcionalidade do religador deve ser habilitada tanto nas curvas lentas como nas rápidas.

Tendo em vista que a GD pode atuar de forma ilhada, este religador deve atuar antes do RL 312057 para os curtos a montante (Zona 1).

##### **a) Direcionalidade**

Para ajuste da característica direcional no Distriview, deve-se levar em conta que o simulador trabalha com a polarização em quadratura e considera os relés como sendo microprocessados, ou seja, para o ângulo de ajuste determinado, o torque é máximo quando a corrente está em fase com a tensão de polarização.

O ângulo característico definido para proteção de fase foi de  $45^\circ$ , enquanto que para proteção de terra, polarizada por  $V_0$  e  $I_0$ , o ângulo característico ajustado foi de  $-60^\circ$ . O desempenho da direcionalidade foi validado através de simulações de curtos-circuitos em diferentes pontos do sistema e para diferentes tipos de falta, sendo que o ajuste definido reconheceu corretamente as direções de curto-circuito em todos os casos simulados.

##### **b) Definição de ajustes**

A menor corrente de curto-circuito bifásico na zona inversa do religador (Zona 1), considerando OPGS para que não haja sublance, é 166 A. A corrente de carga considerada para este religador, no lado inverso, é a nominal da GD que é igual a 37 A. Utilizando o fator de segurança  $FS=1,2$ , o *pickup* da curva lenta de fase do religador deve ser menor ou igual que 138 A e maior que 37 A, podendo ser ajustado então em 138 A.





A maior corrente de curto-circuito trifásico enxergada pelo religador e o fusível F2 é 262 A, no sistema OPGD. A utilização de um TD em 0,1 e curva IEC VI atende ao intervalo de seletividade para curva lenta de 200 ms na corrente de 262 A.

Em relação a proteção de terra a menor corrente de curto-circuito fase-terra na zona do religador é 17 A (OPGS) e a corrente de desequilíbrio é de 11 A (30% da corrente nominal da GD). Assim, o *pickup* da curva lenta de terra do religador será ajustado em 13 A. Em relação ao fusível F2 a menor corrente de curto-circuito fase-terra que o fusível e o religador enxergam é 158 A (OPGD), assim o tempo da curva lenta de terra do religador será ajustado em 5 s.

#### **6.6.2.3. Curvas lentas do religador 57684 (sentido normal)**

Os ajustes dos religadores a montante da GD podem ser definidos tomando como base a configuração OPSS.

Em relação a proteção de fase, a menor corrente de curto-circuito bifásico enxergada pelo religador é 120 A e a corrente de carga máxima considerada é 50 A. Logo o *pickup* deve ser menor que 110 A e maior que 50 A, sendo ajustado em 80 A. A seletividade em relação aos fusíveis na sua zona é avaliada entre religador e o maior fusível, que no caso é F1. Aplica-se o intervalo de seletividade de 200 ms na corrente máxima para curto-circuito trifásico (415 A) e, visto que há sobreposição entre as curvas *total clearing* do fusível e a lenta do religador, também na menor corrente para curto-circuito bifásico (315 A). Em relação ao religador a jusante, o intervalo de seletividade deve ser aplicado para a corrente de 219 A. Como não há sobreposição das curvas, a avaliação considerando a máxima corrente é suficiente. Assim, para curva lenta de fase, o TD escolhido é de 0,3, curva IEC VI.

Para proteção de terra a corrente mínima que o religador enxerga incluindo a zona em que ele é retaguarda é de 71 A, a corrente de desequilíbrio máximo considerada é igual a 12,04 A e com isso, aplicando o fator de segurança, o *pickup* foi ajustado em 30 A. Para seletividade em relação aos fusíveis é realizada a análise fusível a fusível considerando a topologia OPSS. Para o fusível F3 a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo que o fusível enxerga é de 148 A, atuando em 1,11s, para o fusível F4 é 108A em 5,522s e finalmente fusível F1 é 145 A em 4,837s. Dado que o TD do religador a jusante é 10 s, o TD do religador em análise será ajustado igual a 11 s, uma vez que atende a todos os critérios.

#### **6.6.2.4. Curvas lentas do relé DJFAU 08**

Visto que este equipamento se encontra a montante da GD, assim como o RL 57684, seu ajuste será realizado considerando a configuração OPSS.

Em relação a proteção de fase, o *pickup* deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico na sua zona de proteção e também naquela que o relé é retaguarda. Dessa



forma, o *pickup* deverá ser menor que 120 A e maior que a corrente de carga de 50A multiplicada. Assim o *pickup* para proteção de fase foi definido em 110 A.

Para a seletividade em relação aos fusíveis, o maior fusível na sua zona é F2 e as correntes máxima de curto-circuito trifásico e mínima de curto-circuito bifásico que ambos os equipamentos enxergam é de 875 e 585 A, respectivamente. Assim, a curva e TD devem ser escolhidos de forma que o intervalo de seletividade seja respeitado para estes dois valores e, ao mesmo tempo, deve haver seletividade com a curva lenta do religador a jusante para a maior corrente que os dois enxergam que é de 436 A. Dessa forma o TD escolhido para este relé foi de 0,5 na curva IEC VI.

Para proteção de terra, a mínima corrente para curto-circuito fase-terra incluindo a zona em que ele é retaguarda é de 71 A e a máxima corrente de desequilíbrio é de 12,04A. O *pickup* da proteção de terra do relé será ajustado em 30 A uma vez que religador a jusante também está parametrizado em 30 A. A seletividade em relação aos fusíveis é conseguida realizando a análise fusível a fusível. A menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima que o fusível F2 enxerga é de 230 A, com extinção da falta em 1,628s. Para obter a seletividade com o dispositivo a jusante o relé será temporizado em 12s.

#### **6.6.2.5. Curvas lentas do religador 312057**

Para definição do *pickup* de fase do religador RL312057 deve ser considerado a configuração OPGS. Neste caso o menor curto-circuito bifásico na zona retaguarda normal da GD é de 70 A (barra 14) e a corrente nominal da GD é de 37 A. Logo o *pickup* ajustado em 63A atende aos critérios. O maior fusível dentro da zona principal normal da GD é F1, o qual será considerado para definição do TD.

A maior corrente de curto-circuito trifásico enxergada pelo religador e fusível, considerando OPGD, é de 366 A. Dado que as curvas do religador e fusível se sobrepõem, a seletividade deve ser avaliada para a menor corrente de curto-circuito bifásico que é de 293 A. Assim, em relação aos fusíveis, o TD da GD é ajustado em 0,35 para uma curva IEC VI. Em relação ao religador a jusante, a máxima corrente de curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam é de 219 A, considerando OPGD. Visto que há sobreposição entre as curvas dos religadores, a menor corrente de curto-circuito bifásico (121 A) também deve ser analisada (curto-circuito na barra 14) e constata-se que o TD de 0,35 atendeu o critério de seletividade entre as curvas lentas dos religadores RL312057 e o RL232357.

Em relação ao religador a montante e seu ajuste no sentido inverso, a máxima corrente de curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam é 356 A (OPGD). Como há



sobreposição entre as curvas lentas dos equipamentos, a seletividade considerando a menor corrente de curto-circuito bifásico, 166 A na OPGS, de ser avaliada. Com o TD de 0,35 não houve seletividade nem para a máxima e nem para a mínima corrente, o TD da curva de fase do RL312057 teve que ser reajustado para 2.

Para a proteção de terra, a menor contribuição da GD para corrente de curto-circuito fase-terra na configuração OPGS é de 56 A (barra 14) e a corrente de desequilíbrio máxima considerada para CGH será de 30% da sua nominal, 11,1 A. O *pickup* será ajustado então em 30 A, compatível com o ajuste do RL232357. A seletividade entre GD e religador a jusante deve ser verificada pela OPGD para a corrente de 188 A, logo será utilizado o TD de 11 s. A seletividade entre GD e religador a montante para o lado inverso deve ser avaliada para a corrente de 452 A, sendo que o TD de 11 s satisfaz a seletividade entre esses dois dispositivos. Em relação aos fusíveis, analisando fusível a fusível para a corrente mínima que os dispositivos enxergam também na configuração OPGD, têm-se: para F1, corrente mínima de 229 A e tempo de atuação do fusível em 1,809 s; para F3, 222 A e tempo de 0,51 s; para F4, 149 A e tempo de 2,311 s. Logo, o TD de 11 s atende a todos os casos.

### **6.6.3. Definição dos ajustes dos dispositivos para proteção coordenada**

Os coordenogramas das proteções definidas são apresentados nas Figuras 20 a 23 da seção 6.7.

#### **6.6.3.1. Curvas rápidas do religador 312057**

Tendo em conta que a CGH pode atuar de forma ilhada, a proteção para defeitos a montante do religador RL57684 devem ser eliminados por este, dessa forma o ajuste da GD se dará apenas analisando sua zona de proteção principal normal e apenas em relação aos fusíveis instalados nesta zona.

Em relação a proteção de fase e considerando sistema operando segundo a topologia OPGS, a menor corrente de curto-circuito bifásico enxergada pela GD na sua zona principal normal é de 124 A (barra 13). A título de segurança e com o objetivo de sensibilizar a proteção para 10% da zona de retaguarda propõe-se ajustar o *pickup* da curva rápida em 115 A, valor superior a corrente nominal da GD, que é de 37 A.

A coordenação da curva rápida em relação aos fusíveis é realizada realizando a análise fusível a fusível e considerando a configuração OPGS tanto para as correntes máximas de curto-circuito trifásico quanto para as mínimas de curto-circuito bifásico, de forma a determinar os pontos críticos para ajustar a curva rápida. Para o fusível F3 a máxima corrente é de 753 A e tempo de extinção de 0,062s, e a corrente mínima de 530 A em 0,118 s. Logo os pontos críticos para este fusível serão 0,044s/356A e 0,084s/251A, sendo que 356 e 251 A são as contribuições

da GD para o curto-circuito máximo e mínimo, respectivamente. Para o fusível F4 a corrente máxima é de 368 A e tempo de atuação igual a 0,403 s, já a mínima corrente de curto-circuito bifásico é de 285 A atuando em 0,636s. Logo os pontos críticos que a curva rápida deve estar abaixo são 0,28s/182 A e 0,45s/141 A. Para o fusível F1 a máxima é de 735 A e tempo igual a 0,165s e a mínima de 521 A atuando em 0,319s, sendo que a curva rápida deve “proteger” os pontos críticos 0,117s/364 A e 0,227s/258 A. A Figura 6.14 mostra que a curva rápida do religador, ANSI NI, com dial de 0,11, tem tempo de atuação abaixo da maioria dos pontos críticos calculados.

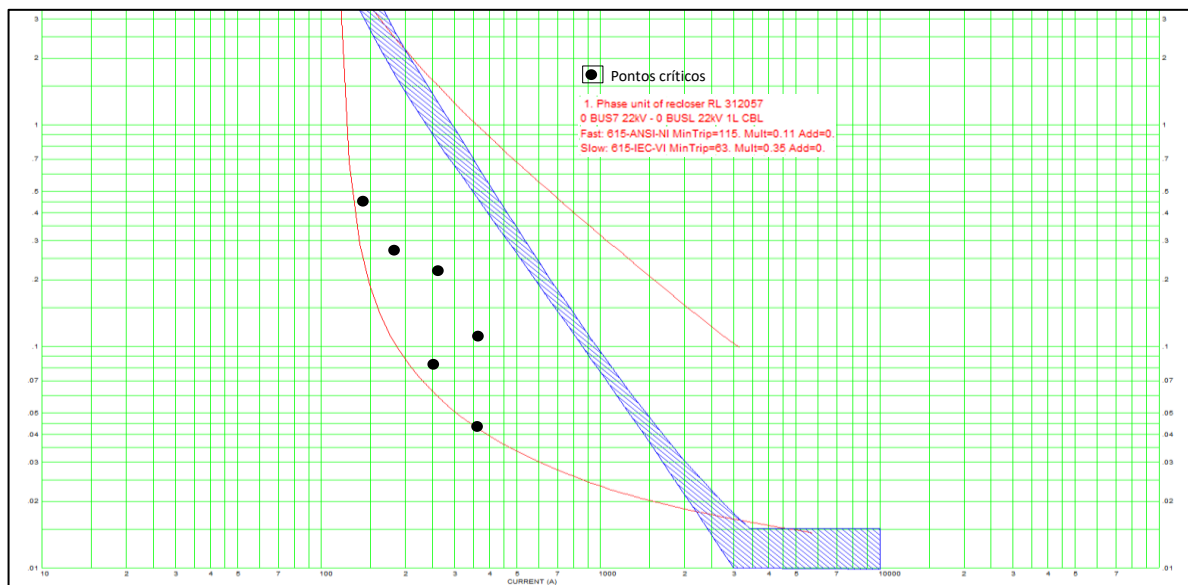


Figura 6.14 - Curva rápida de fase do religador 312057 em relação aos pontos críticos dos fusíveis

Para a definição do *pickup* da proteção rápida de terra deve-se considerar a configuração OPGS. A menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo enxergada pela GD na sua zona principal normal é de 131 A (barra 13) e, considerando um sobrealcançe de 10% na zona a jusante do religador RL232357, a corrente enxergada pela GD é de 124 A. Dado que a corrente de desequilíbrio considerada para a GD é de 30% da corrente nominal e igual a 11 A, propõe-se ajustar o *pickup* em 124 A.

A coordenação em relação aos fusíveis se dá pela análise fusível a fusível e considerando, tanto para as correntes máximas quanto para as mínimas, condição operativa OPGS de forma a determinar os pontos críticos para parametrizar a curva rápida. Para o fusível F3 a máxima corrente é de 843 A e tempo de atuação de 0,051s e a mínima de 234 A atuando em 0,464 s, definindo desta forma os pontos críticos para este fusível em 0,0364s/738 A e 0,331s/205 A.; Para o fusível F4 a corrente máxima é de 293 A e tempo de atuação igual a 0,605 s, já a mínima corrente de curto-circuito fase-terra é de 155 A em 2,119s, com isso os pontos que a curva rápida deve proteger são 0,432s/269 A e 1,513s/143 A. Finalmente, para o fusível F1 a máxima

é de 873 A e tempo igual a 0,120s e a mínima de 238 A em 1,531s, logo a curva rápida deve estar abaixo dos pontos 0,085s/802 A e 1,093s/219 A. Levando em conta apenas os fusíveis, o TD pode ser ajustado em 0,14 para curva ANSI NI, o que resulta numa curva rápida de terra operando abaixo de todos os pontos críticos conforme Figura 6.15.

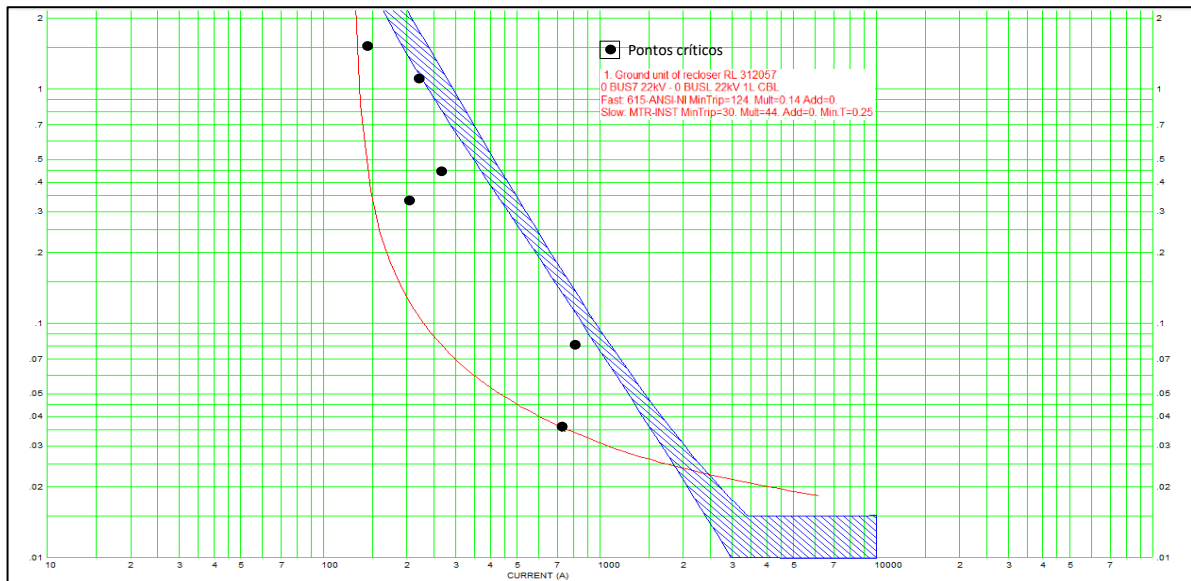


Figura 6.15 - Curva rápida de terra do religador 312057 em relação aos pontos críticos dos fusíveis

### 6.6.3.2. Curvas rápidas do religador 57684 (sentido inverso)

A menor corrente de curto-circuito bifásico enxergada pelo religador é de 166 A (OPGS), sendo a corrente nominal da GD igual a 37 A. Aplicando FS apropriado, o *pickup* da curva rápida de fase será ajustado em 80 A.

A coordenação em relação aos fusíveis na zona principal inversa deve ser avaliada fusível a fusível considerando a topologia OPGS. Para o fusível F2 a maior corrente de curto-circuito trifásico que ele enxerga é de 1112 A com atuação em 0,078s e a menor corrente de curto-circuito bifásico é de 704 A com atuação em 0,179s, de forma que os pontos críticos a serem respeitados são 0,055s/ 262 A e 0,128s/166 A, sendo ajustado então o TD em 0,11, curva ANSI NI.

Em relação ao religador RL312057, a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam é de 356 A (OPGD), na qual deve-se avaliar o intervalo de seletividade entre as curvas rápidas. Visto que para esta corrente não foi possível aplicar o intervalo de seletividade recomendado, o TD foi reajustado em 0,05, condição em que possível obter seletividade para correntes acima de 242 A. Nos casos em que haverá atuação simultânea dos religadores em questão a lógica de religamentos fará com que a GD continue operando para curtos permanentes.

Para definição do ajuste de terra, verifica-se a menor corrente de curto-circuito fase-terra enxergada pelo religador que é de 17 A considerando a condição operacional OPGS. Com a corrente de desequilíbrio igual a 30% da nominal da GD, 11 A, o *pickup* da curva proteção rápida de terra deve ser 12 A. A maior corrente de curto-circuito fase-terra que o fusível F2 enxerga é 836 A, com atuação em 0,13s; e a menor corrente de curto-circuito fase-terra é de 221 A com atuação em 1,774s. Os pontos críticos que devem ser respeitados são 0,092s/ 341 A e 1,26s/ 90 A. Para coordenar com o religador 312057 verifica-se ainda a maior corrente de curto-circuito fase-terra que ambos os dispositivos enxergam, 452 A na configuração OPGD. De forma a atender a todos os critérios, o TD da curva rápida de terra do religador 57684 para o lado inverso deve ser ajustado em 0,1, curva ANSI NI.

### 6.6.3.3. Curvas rápidas do relé DJFAU 08

O ajuste das curvas rápidas de fase e terra em relação aos fusíveis na sua zona de proteção principal, dependem das correntes dinâmicas que por sua vez dependem do religador RL57684, sentido inverso.

A menor corrente de curto-circuito bifásico na zona do relé DJFAU08 é 378 A, para curto-circuito na barra 6 e considerando OPSS. Considerando um sobrealcançe de 10% na Zona 2, chega-se à corrente de curto-circuito bifásico de 376 A. A corrente de carga que flui pelo relé é 50 A, assim, o *pickup* da curva rápida deste religador será parametrizado em 376 A.

Na coordenação com o fusível F2 analisa-se a maior corrente de curto-circuito trifásico que ele enxerga, sendo esta de 1112 A (OPGS), para a qual sua atuação seria em 0,078 s. Porém, o religador a jusante, RL57684, atua em 0,019s fazendo com que o fusível passe a enxergar a corrente de 875 A, que corresponde a contribuição da SED para o curto-circuito no mesmo ponto na condição operativa OPSS, e que faria o fusível atuar em 0,2s. Assim, a corrente dinâmica que o fusível enxerga é de 918 A, cujo tempo de atuação do fusível em 0,111s. Aplicando o fator  $K=1,4$  no tempo de atuação do fusível, o ponto de máximo para este fusível é 0,079s/875 A.

Usando o mesmo procedimento em relação a F2, a menor corrente de curto-circuito bifásico que o fusível enxerga é de 704 A (OPGS), porém o religador a jusante atua em 0,03 s fazendo com que o fusível passe a enxergar a corrente de 585 A. Assim, a corrente dinâmica que o fusível enxerga é de 600,6 A que levaria a sua atuação em 0,243s. Aplicando  $K=1,4$ , o ponto de mínimo para curva rápida de fase obtida para este fusível é 0,174s/585 A. Dessa forma os pontos críticos para o fusível F2 são 0,079s/875 A e 0,174s/585 A. Como proposição, o TD para curva rápida de fase do relé pode ser ajustado em  $TD=0,14$  com curva ANSI NI, resultando no coordenograma mostrado Figura 6.16.

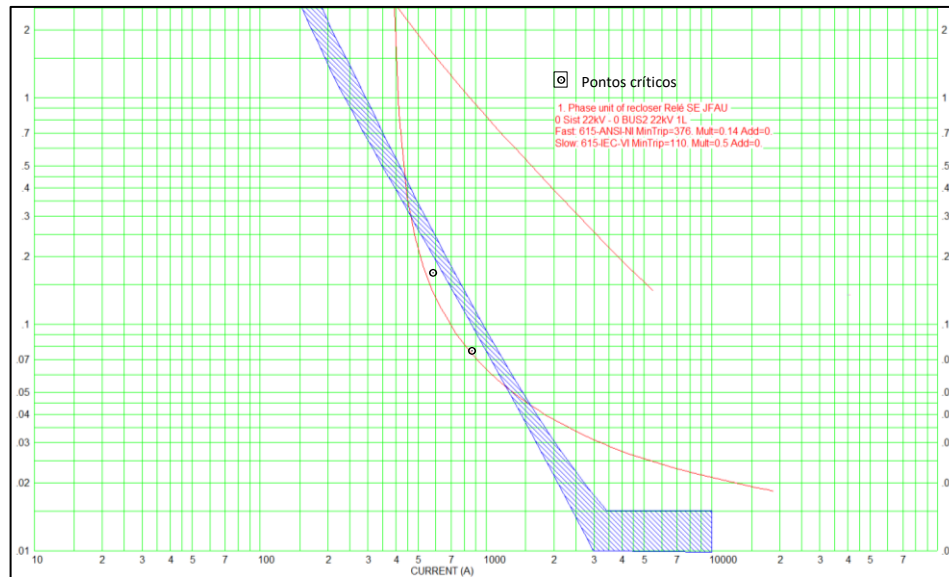


Figura 6.16 - Curva rápida de fase do relé DJFAU08 em relação aos pontos críticos de F2

Para definição do ajuste da função rápida de terra do relé, constata-se que a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima é 162 A, configuração OPSS. A corrente de desequilíbrio de neutro é igual a 12,04 A, logo o *pickup* do relé será parametrizado em 162 A.

Em relação ao fusível F2 a maior corrente de curto-circuito fase-terra enxergada por ele é 836 A, com tempo de atuação igual a 0,13 s. Tendo em conta que o religador a sua jusante atua primeiro em 0,015 s, deixando em operação apenas a SED contribuindo com 572 A, a corrente dinâmica que o fusível passa a enxergar é igual a 590,17 A, provocando sua atuação em 0,2518 s. Assim o ponto de máximo para a curva rápida de terra do relé é 0,18s/ 572 A.

Para o ponto de mínimo, a menor corrente de curto-circuito fase-terra enxergada pelo fusível é 221 A considerando a topologia OPGS. O religador a jusante, RL57684, atua em 0,023s, e o fusível passa a enxergar 196 A (OPSS) com atuação em 2,373 s. A corrente dinâmica enxergada pelo fusível é então 196,26 A, com tempo de atuação 2,3 s, logo o ponto de mínimo para a curva rápida de terra do relé é 1,64s/196 A. Dessa forma, os pontos críticos que a curva rápida de terra do relé deve considerar são 0,18s/ 572 A e 1,64s/196 A, implicando num ajuste do TD em 0,5, cujo resultado é mostrado na Figura 6.17.



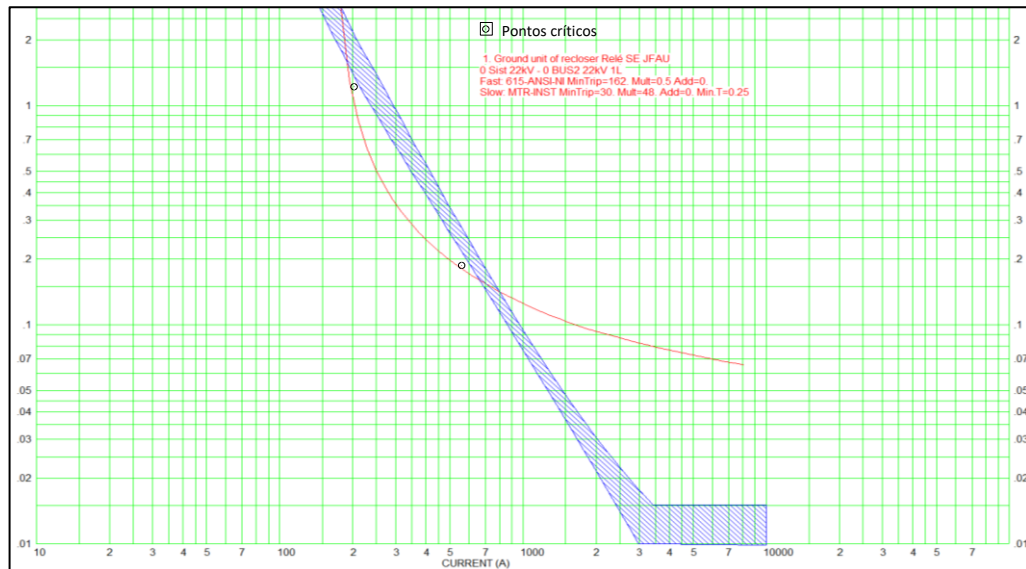


Figura 6.17 - Curva rápida de terra do relé DJFAU08 em relação aos pontos críticos de F2.

#### 6.6.3.4. Curvas rápidas do religador 57684 (sentido normal)

Para proteção de fase, a menor corrente de curto-circuito bifásico que o religador enxerga dentro da sua zona principal normal é de 190A, para um curto-circuito na barra 13 (OPSS). Logo o *pickup* deve ser menor que esta corrente e maior que a corrente de carga considerada igual a 50 A. Visando obter um sobrealcançe 10% na linha a jusante a barra 13, será utilizado 180 A como *pickup*.

O tipo de curva e TD escolhidos dependem dos pontos de máximo e mínimo analisando fusível a fusível, além do ajuste no sentido normal do religador a montante. Para o fusível F3 a corrente máxima é de 753 A (OPGS) e o religador RL312057 atua em 0,043s, sendo que o fusível passa a enxergar 436 A (OPSS) e a corrente dinâmica vista pelo fusível é 599,12 A, com tempo de atuação do fusível em 0,089 s. A corrente mínima de curto-circuito bifásico é 530 A, permanecendo no circuito por 0,062 s antes do RL312057 atuar, permanecendo a corrente de 330 A (OPSS). A corrente dinâmica calculada é 408,8 A com rompimento do fusível em 0,1733s.

Para o fusível F4 a corrente máxima é de 368 A (OPGS) com atuação do RL312057 em 0,105s, permanecendo fluindo pelo fusível 261 A (OPSS). A corrente dinâmica máxima é então 279,64 A, resultando num tempo de atuação do fusível em 0,6842s. A corrente mínima de curto-circuito bifásico enxergada por F4 é de 285 A (OPGS), o RL312057 atua em 0,243 s, restando uma a corrente de falta de 208 A (OPSS). A corrente dinâmica resultante é 228,12 A, com tempo de atuação do fusível em 1,033 s.

Para F1 a máxima corrente de curto-circuito trifásico é 735 A (OPGS) permanecendo por 0,043s até atuação do RL312057, deixando uma a corrente remanescente de 415 A (OPSS). A



corrente dinâmica obtida é de 456,9 A com tempo de atuação do fusível de 0,410 s. A mínima corrente de curto-circuito bifásico é 521 A (OPGS), com atuação do RL312057 em 0,06s, permanecendo a corrente de 315 A (OPSS). A corrente dinâmica é de 335,33 A, com tempo de atuação do fusível em 0,751 s.

Os pontos críticos que a curva rápida de fase do religador 57684 deve proteger são: para F3, 0,063s/436 A e 0,123s/330 A; para F4 0,488s/261 A e 0,737s/208 A; para F1, 0,29s/415 A e 0,536s/ 315 A. Após análise destes pontos, mediante o estudo de coordenação, definiu-se a curva ANSI NI e TD de 0,12.

Em relação ao relé a montante, a maior corrente de curto-circuito trifásico que os dois dispositivos enxergam é 436 A (OPSS), sendo que o ajuste de TD=0,12 manteve coordenação com os fusíveis e o relé, conforme pode ser observado no coordenograma apresentado na Figura 6.18.

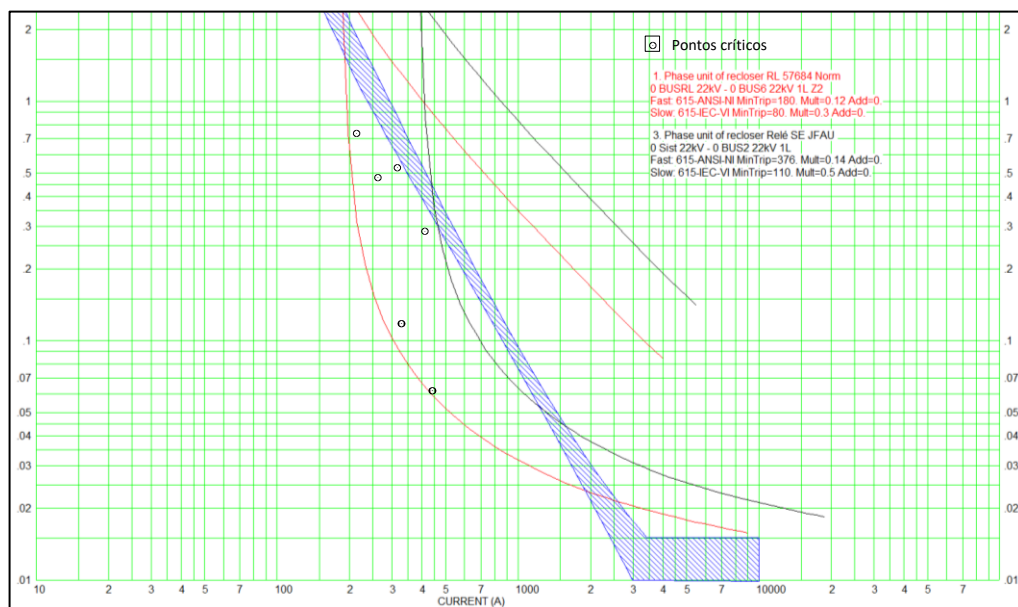


Figura 6.18 - Curva rápida de fase do RL57684, sentido normal, em relação aos pontos críticos dos fusíveis

Para proteção de terra, utilizando também curvas de tempo dependente, o *pickup* deve ser menor que 102 A, que corresponde a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima na zona do religador (OPSS). Avançando 10% na zona de proteção do religador 232357, obtém-se a corrente mínima de 98 A. A corrente de desequilíbrio máxima é de 12,04A, portanto, o *pickup* da curva rápida de terra será ajustado em 98 A.

Aplicando os mesmos passos utilizados para determinação dos ajustes da proteção rápida de fase, porém considerando agora as correntes de curto-circuito fase-terra máximas e mínimas nas zonas correspondentes a cada fusível, obtém-se os seguintes pontos críticos: para F3, 0,114s/274 A e 0,706s/ 148 A; para F4, 1,25 s/161 A e 3,57s/108 A; para F1, 0,68s/ 296 A e

3,22s/ 145 A. A curva rápida de terra determinada de forma a considerar tais pontos foi a curva ANSI NI, com um TD de 0,25.

Em relação ao relé a montante a maior corrente de curto-circuito fase-terra enxergada pelos dois dispositivos é 274 A (OPSS), podendo ser mantido o TD=0,25 pois também houve coordenação para a corrente de 274A entre as curvas rápidas de terra do religador 57684 e do relé DJFAU08. O coordenograma resultante é mostrado na Figura 6.19, onde também estão plotados os diversos pontos críticos.

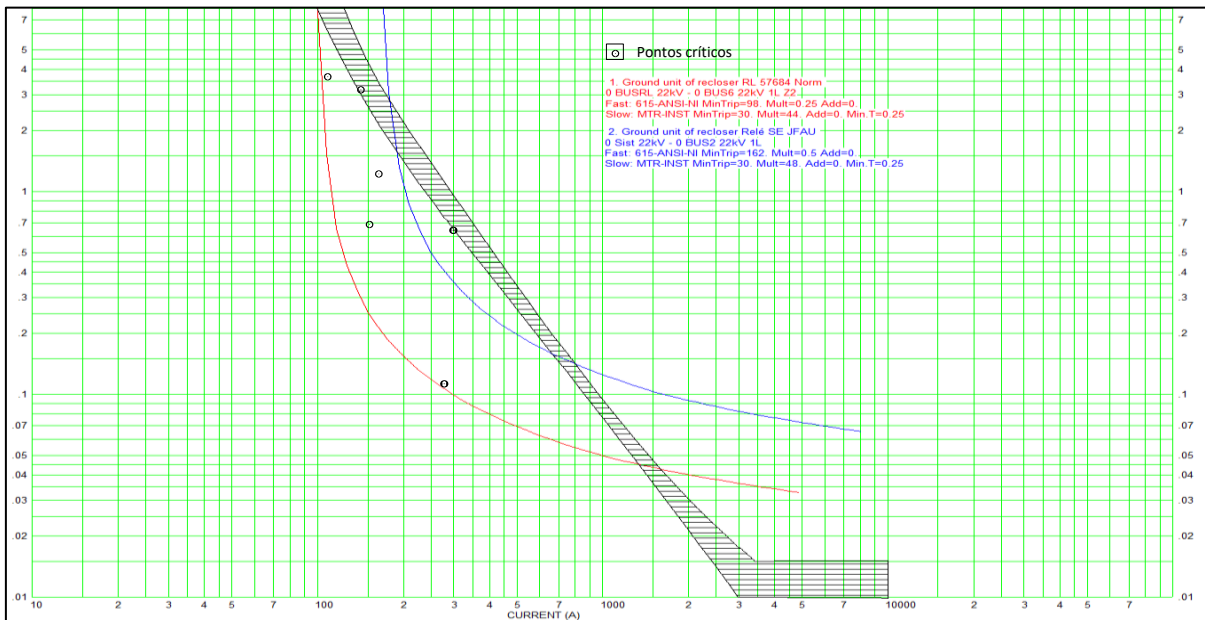


Figura 6.19 - Curva rápida de terra do RL57684, sentido normal, em relação aos pontos críticos dos fusíveis

### 6.6.3.5. Curvas rápidas do religador 232357

Em relação a proteção de fase o *pickup* é determinado a partir da configuração OPSS, pois neste estudo de caso a corrente de curto-circuito bifásico é menor que a corrente para o mesmo defeito na topologia OPGD, sendo esta igual a 120 A. Visto que a corrente de carga considerada é de 50 A e considerando FS=1,2, o *pickup* deve ser menor que 100 A e maior que 50 A, sendo ajustado então em 70 A.

Para avaliação da coordenação com os fusíveis devem ser consideradas as correntes máximas (OPGS) e as mínimas (OPSS). A máxima corrente de curto-circuito trifásico enxergada pelo fusível F5 e religador RL232357 é 289 A, com tempo de atuação do fusível em 0,221s, e a mínima de curto-circuito bifásico é de 177 A com fusível atuando em 0,533s. Logo os pontos críticos para este fusível são 0,157s/289 A e 0,38s/177 A. Em relação a F6, os pontos críticos são 0,231s/289 A e 0,516s/183 A. Levando em conta apenas os fusíveis foi escolhida curva ANSI NI e o TD deve ser parametrizado em 0,49.

Em relação a CGH, a maior corrente de curto-circuito trifásico que o religador 232357 e o 312057 enxergam é de 219 A (OPGD), devendo então ser aplicado o intervalo de seletividade



para curva rápida nesta corrente, enquanto que em relação ao religador 57684, deve-se analisar a coordenação entre as curvas rápidas para a corrente de 220 A (OPSS). Assim, para se obter seletividade entre as curvas rápidas de fase dos equipamentos, os pontos 0,025s/219 A e 0,227s/219 A devem ser respeitados e com isso o seu TD deve ser reajustado para 0,064.

De forma a definir a proteção rápida de terra, analisa-se a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo na configuração OPSS, que foi a menor dentre os casos OPGD e OPSS, com valor igual a 71 A (barra 14). O *pickup* será parametrizado em 30 A, valor superior a corrente de desequilíbrio (12,04 A) e inferior a 59 A (71 A/1,2).

Para avaliar a coordenação com os fusíveis deve ser aplicada análise fusível a fusível tomando como referência as maiores e menores correntes de curto-circuito fase-terra, que correspondem, respectivamente, as configurações OPGD e OPSS. Dessa forma, para o fusível F5 os pontos críticos são 0,27s/215 A e 1,24s/96 A, e para o fusível F6 são 0,385s/215 A e 2,04s/ 99 A. De forma a atender ao critério dos pontos críticos, o TD da curva rápida de terra proposto é 1,1 na curva ANSI NI.

Dado que os *pickups* dos religadores a montante são maiores que do RL232357, não é necessário analisar as mínimas correntes de curto-circuito fase-terra. Em relação ao religador 312057, a máxima corrente de curto-circuito fase-terra que ambos enxergam é de 188 A (OPGD), situação que o RL312057 atua em 0,099 s. Já em relação ao religador 57684 a maior corrente de curto-circuito fase-terra que os dois dispositivos enxergam é 134 A, sendo que o tempo de atuação deste igual a 0,347 s. Portanto, o religador 232357 deve respeitar os pontos 0,049/188 A e 0,297s/ 134 A, tendo então que abaixar o TD para 0,2.

#### **6.6.4. Definição das lógicas de religamentos automáticos**

Os religadores 232357 e 57684 assim como o relé DJFAU08 podem possuir lógica de religamentos conforme metodologia convencional já adotada pela concessionária quando se olha para o fluxo de corrente no sentido normal de operação. Portanto, mantém-se os números de aberturas, tempos mortos e de reinício de sequência de operação.

No caso do equipamento RL57684, que também terá ajuste para o sentido inverso, deverá executar apenas uma tentativa de religamento, sendo que a primeira atuação será pela curva rápida. Neste caso, considerando que o relé DJFAU08 tem tempo máximo de operação de 12s pela curva lenta e que a soma dos tempos de religamento é 45 s, o tempo morto do RL57684 deverá ser no mínimo 69 s, ajustado então em 80 s. Considerando ainda que o tempo morto do religador RL312057 90 s, e acrescentando 10 s como margem de segurança, recomenda-se ajustar o tempo de reinício de sequência deste religador (RL57684) em 100s. Adicionalmente



o RL57684 deverá ter bloqueio de religamento automático para condição de barra viva – linha morta, além de ser necessário parametrizar a função *check* de sincronismo quando da condição barra viva – linha viva.

O religador RL312057, também deverá ser configurado para executar apenas uma tentativa de religamento, com tempo morto calculado conforme operação do religador 57684 para o sentido normal. Portanto, o religador tem tempo de operação de 11 s e tempo total de religamento de 50 s, resultado num tempo mínimo de operação de 83 s, sendo então utilizado o tempo morto de 90 s, contemplando uma margem de segurança de 7 s. Adicionalmente, o RL312057 deve ir a bloqueio na condição barra morta – linha morta, além de ser necessário a habilitação da função *check* de sincronismo quando da condição barra viva – linha viva. Para completar a parametrização deste equipamento, seu tempo de reinício de sequência deve ser ajustado em 100s.

Como resultado, as lógicas de religamentos de cada equipamento estão definidas conforme a Tabela 6.25.

Tabela 6.25 - Lógica de religamentos conforme metodologia proposta

Equipamento de Proteção	Nº Total de Aberturas	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)			Tempos de reinício de sequência (s)
			1º	2º	3º	
Disj. JFAU 08	3	1R2L	15	30	-	30
Rel. 57684	4	1R3L	10	20	20	30
Rel. 232357	4	1R3L	10	20	20	30
Rel. 312057	2	1R1L	90	-	-	100
Rel. 57684 (inv)	2	1R1L	80	-	-	100

Onde:

Rel. 57684 (inv) é o ajuste de religamento do equipamento 57684 no sentido inverso.

## 6.7. Análise de resultados

As proteções do alimentador, configuradas conforme a metodologia otimizada proposta para definição dos ajustes de proteção, estão resumidas nos coordenogramas das figuras 6.20 a 6.23.

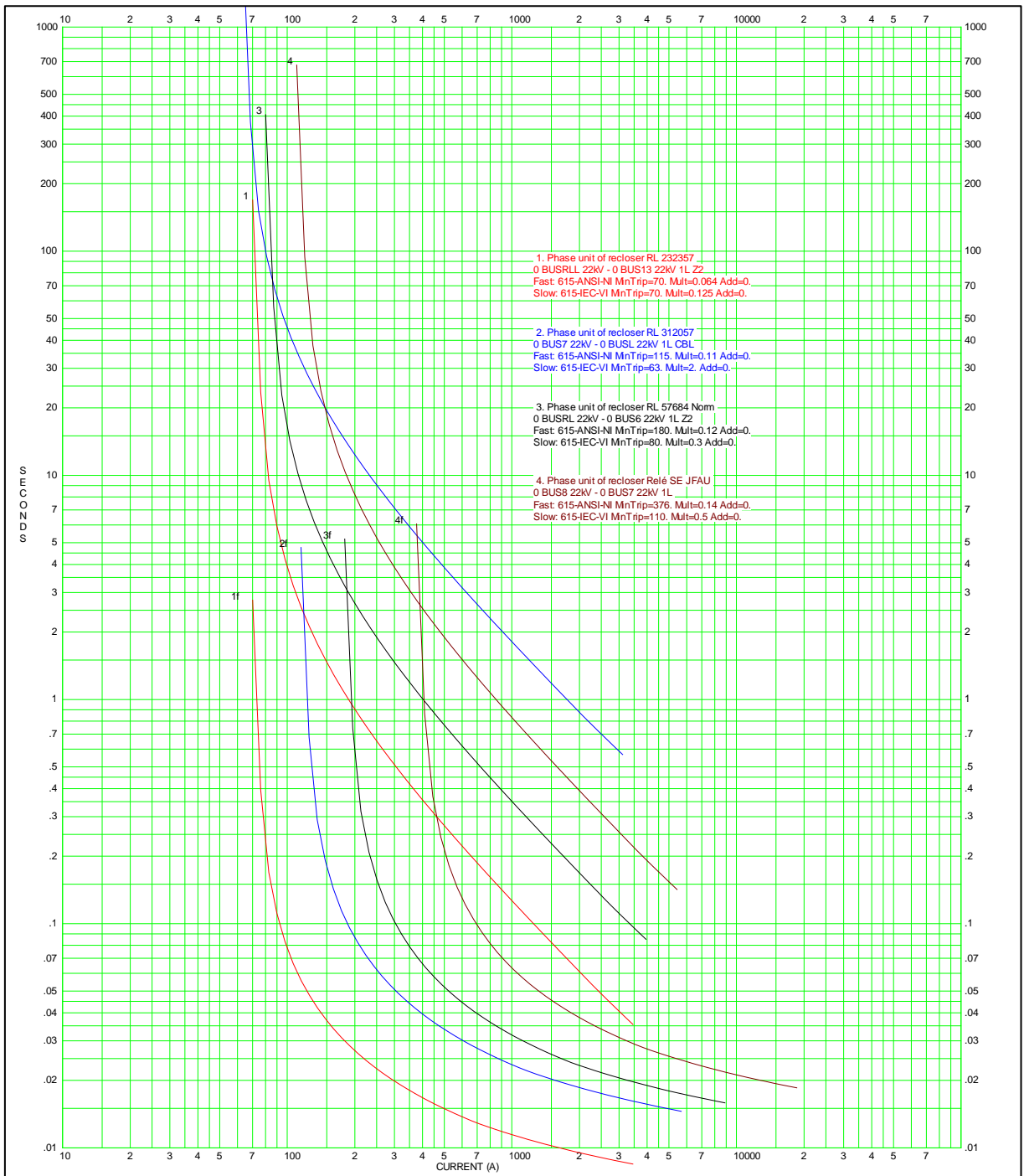


Figura 6.20 - Proteções de fase configuradas para o sentido normal pelo método proposto no sistema com CGH

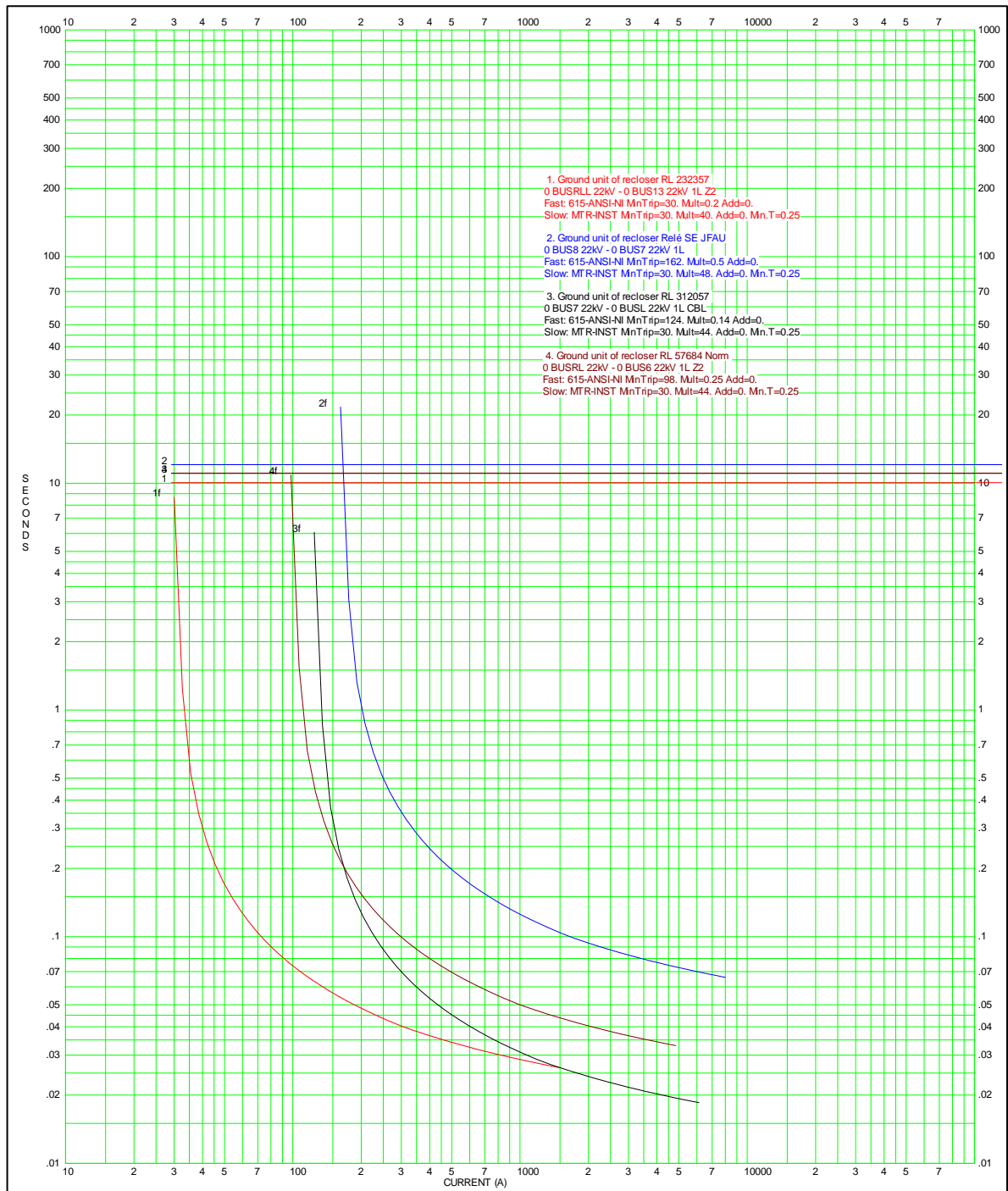


Figura 6.21 - Proteções de terra configuradas para o sentido normal pelo método proposto no sistema com CGH

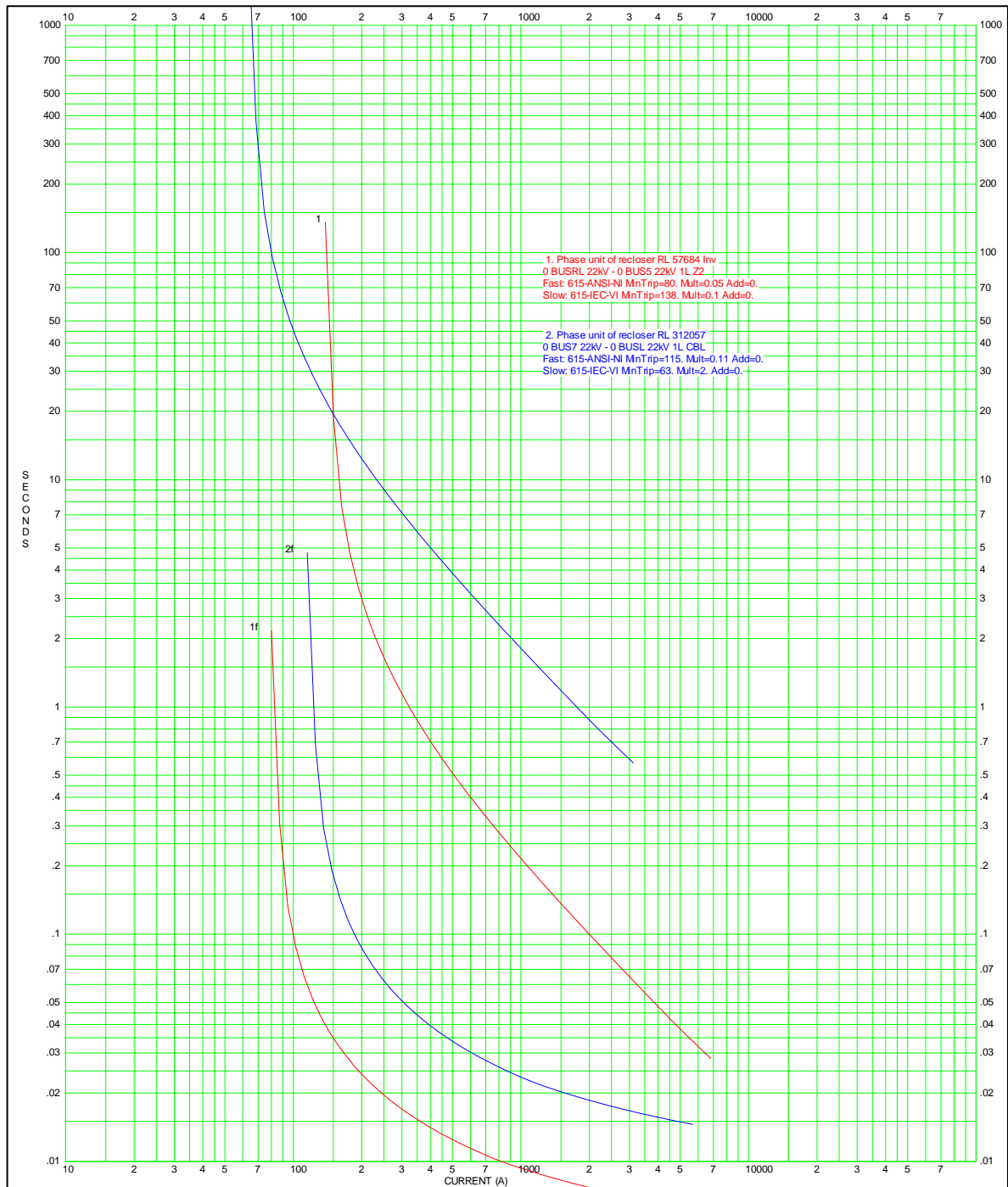


Figura 6.22 - Proteções de fase configuradas para o sentido inverso pelo método proposto no sistema com CGH

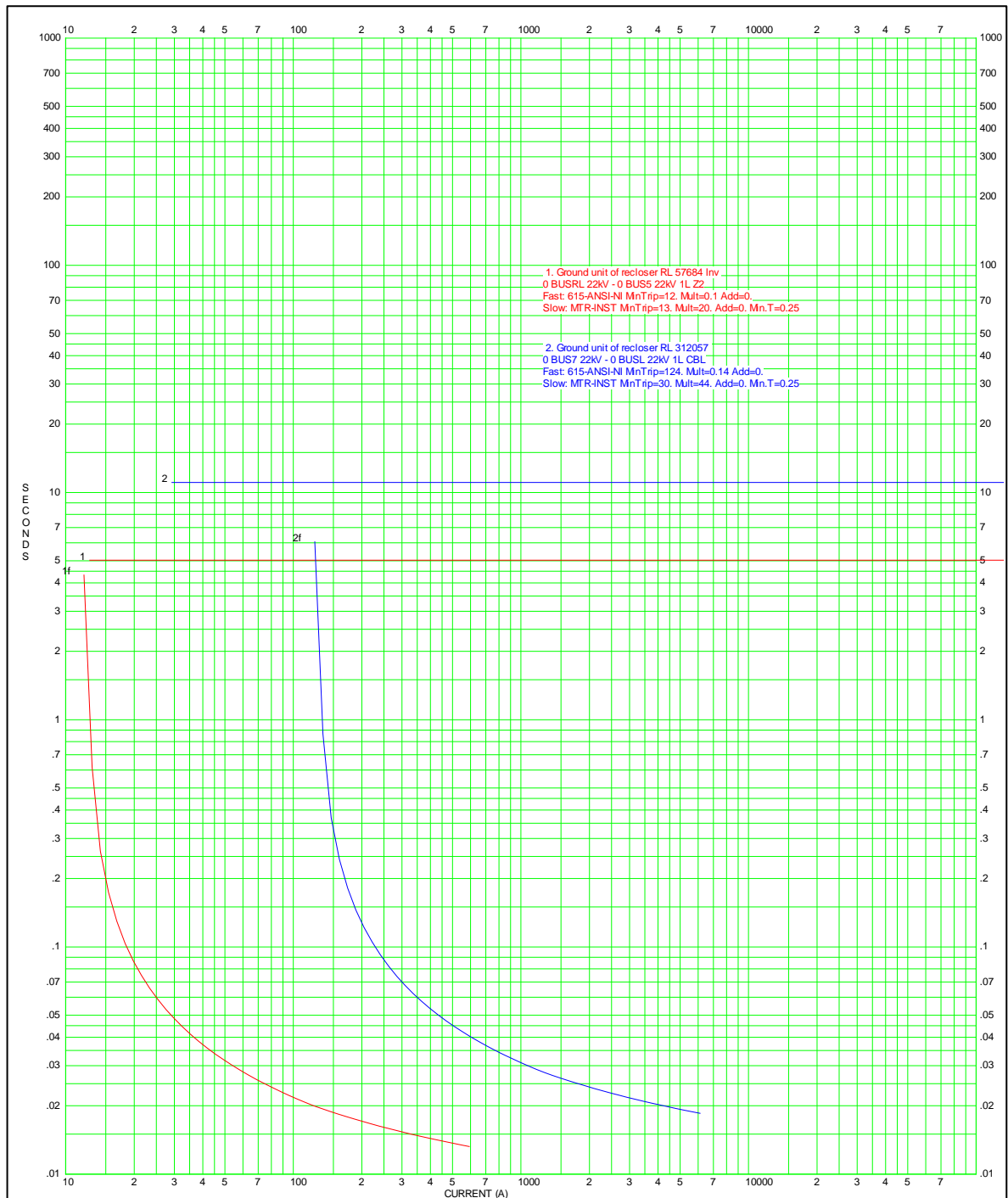


Figura 6.23 - Proteções de terra configuradas para o sentido inverso pelo método proposto no sistema com CGH

A análise do desempenho da proteção, seja na filosofia seletiva ou coordenada, será realizada com base nas suas respostas para defeitos dentro das zonas de proteção discriminadas na Figura 6.24, e considerando os diferentes cenários operacionais (OPSS, OPGD e OPGS). Tais respostas são apresentadas de forma detalhada nos relatórios do Apêndice E.



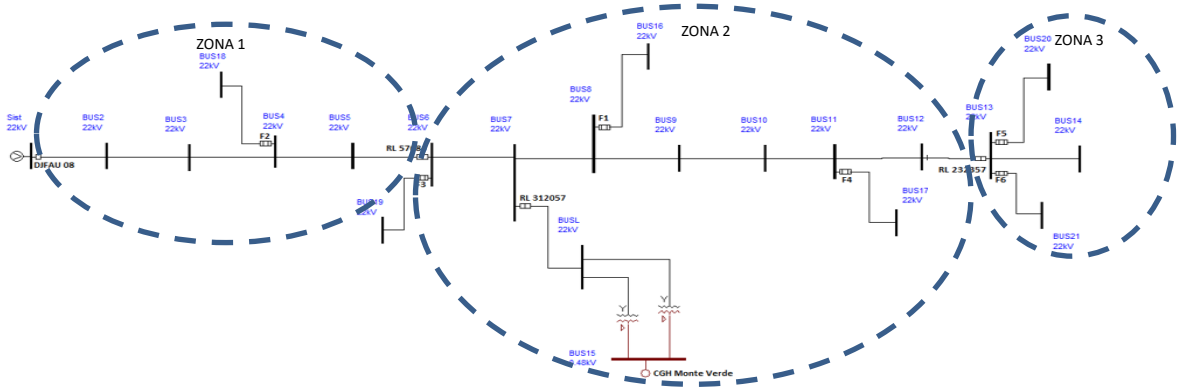


Figura 6.24 - Zonas de proteção para análise da proteção seletiva e coordenada

### 6.7.1. Análise da filosofia de proteção seletiva

#### 6.7.1.1. Operação considerando somente o sistema da concessionária (OPSS)

No cenário de operação onde a CGH encontra-se desconectada, o sistema de proteção se comportou de forma satisfatória, onde verificou-se que:

- a) Para a seletividade entre fusíveis e religadores os intervalos de seletividade foram respeitados em 100% dos casos testados em todas as zonas de proteção;
- b) Entre religadores, os intervalos de seletividade também foram respeitados em 100% dos casos avaliados. As figuras 6.25 e 6.26 apresentam a sequência de operação da proteção para defeitos nas zonas 2 e 3.

<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS10 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 1.462 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 11.462 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 12.924 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 22.924 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 24.386 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 44.386 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 45.948 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS10 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 3.044 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 13.044 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 16.087 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 26.087 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 29.131 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 49.131 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 52.174 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
---	---

(a)

(b)

Figura 6.25 – Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 10 considerando OPSS

<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS14 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 1.720 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 11.720 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 13.439 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 33.439 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 35.159 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 55.159 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 56.878 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS14 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 8.542 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 18.542 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 27.085 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 47.085 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 55.627 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 75.627 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 84.169 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
---	---

(a)

(b)

Figura 6.26 - Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 14 considerando OPSS

### 6.7.1.2. Operação considerando somente a CGH (OPGD)

No cenário de operação onde a CGH opera de forma ilhada, verificou-se que:

- Para a seletividade entre fusíveis e religadores os intervalos de seletividade foram respeitados em 100% dos casos simulados, sendo que o religador 57684 atua conforme esperado para faltas aplicadas na Zona 1;
- Entre religadores, os intervalos de seletividade foram respeitados para todos os casos simulados. No caso de defeitos na zona de proteção principal inversa do religador 57684 (Zona 1), seus tempos de resposta estão de acordo com seu ajuste definido para o sentido inverso. As figuras 6.27 e 6.28 apresentam a sequência de operação da proteção para defeitos nas zonas 1 e 3

<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS4 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 1.504 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 86.504 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 88.009 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L locked out. 4. Event no. 4 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS4 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 1.635 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 86.635 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 88.271 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L locked out. 4. Event no. 4 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
(a)	(b)

Figura 6.27 - Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 4 considerando OPGD

<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS14 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 1.687 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 11.687 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 13.374 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 33.374 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 35.061 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 55.061 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 56.748 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS14 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 3.603 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 13.603 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 17.206 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 37.206 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 40.809 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 60.809 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 64.412 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
(a)	(b)

Figura 6.28 - Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 14 considerando OPGD

### 6.7.1.3. Operação considerando contribuições da SED e CGH (OPGS)

No cenário de operação conjunta entre a CGH e a SED, verificou-se que:

- Entre religadores e fusíveis houve seletividade entre todos os equipamentos e para 100% dos casos simulados nas zonas 1, 2 e 3;
- Entre religadores, para 100% dos defeitos dentro das zonas 1, 2 e 3 testados, houve seletividade.

As figuras 6.29 a 6.31 apresentam as respostas dinâmicas para defeitos permanentes dentro de cada zona de proteção e considerando apenas a operação nas curvas lentas dos dispositivos, onde verifica-se a atuação da proteção de forma seletiva.



<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS4 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 0.970 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 1.504 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L tripped. 3. Event no. 3 at time= 15.970 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed. 4. Event no. 4 at time= 16.940 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped. 5. Event no. 5 at time= 46.940 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed. 6. Event no. 6 at time= 47.911 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L locked out. 7. Event no. 7 at time= 86.504 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L reclosed. 8. Event no. 8 at time= 88.009 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L locked out. 9. Event no. 9 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS4 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 1.493 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 1.750 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L tripped. 3. Event no. 3 at time= 16.493 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed. 4. Event no. 4 at time= 18.099 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped. 5. Event no. 5 at time= 48.099 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed. 6. Event no. 6 at time= 49.705 s Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L locked out. 7. Event no. 7 at time= 86.750 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L reclosed. 8. Event no. 8 at time= 88.386 s Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L locked out. 9. Event no. 9 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
--	--

(b)

(b)

Figura 6.29 - Resposta dinâmica para um defeito, F1, trifásico (a) e monofásico (b) na barra 4 considerando OPGs

<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS10 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 0.151 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 7.361 s Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L tripped. 3. Event no. 3 at time= 10.151 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 4. Event no. 4 at time= 11.614 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 5. Event no. 5 at time= 21.614 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 6. Event no. 6 at time= 23.076 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 7. Event no. 7 at time= 43.076 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 8. Event no. 8 at time= 44.538 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L locked out. 9. Event no. 9 at time= 97.361 s Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L reclosed. 10. Event no. 10 at time= 104.676 s Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L locked out. 11. Event no. 11 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS10 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 4.088 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 7.995 s Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L tripped. 3. Event no. 3 at time= 14.088 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 4. Event no. 4 at time= 17.131 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 5. Event no. 5 at time= 27.131 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 6. Event no. 6 at time= 30.175 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L tripped. 7. Event no. 7 at time= 50.175 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L reclosed. 8. Event no. 8 at time= 53.219 s Recloser RL 57684 Norm on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS6 22kV 1L locked out. 9. Event no. 9 at time= 97.995 s Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L reclosed. 10. Event no. 10 at time= 104.983 s Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L locked out. 11. Event no. 11 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
---	---

(b)

(b)

Figura 6.30 - Resposta dinâmica para um defeito, F2, trifásico (a) e monofásico (b) na barra 10 considerando OPGs

<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS14 22kV 3L 1. Event no. 1 at time= 1.257 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 11.257 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 12.514 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 32.514 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 33.772 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 53.772 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 55.029 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>	<pre>&gt; 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined: Bus Fault on: 0 BUS14 22kV 1LG Type=A 1. Event no. 1 at time= 2.932 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 2. Event no. 2 at time= 12.932 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 3. Event no. 3 at time= 15.864 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 4. Event no. 4 at time= 35.864 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 5. Event no. 5 at time= 38.796 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L tripped. 6. Event no. 6 at time= 58.796 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L reclosed. 7. Event no. 7 at time= 61.729 s Recloser RL 232357 on branch 0 BUSRLL 22kV-0 BUS13 22kV 1L locked out. 8. Event no. 8 at time= 9999.000 s No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.</pre>
---	---

(b)

(b)

Figura 6.31 - Resposta dinâmica para um defeito, F3, trifásico (a) e monofásico (b) na barra 14 considerando OPGs

Na Figura 6.32 é apresentada uma resposta dinâmica completa, considerando curvas rápidas e lentas, para um defeito trifásico permanente na zona 1 e configuração OPGs.

```
> 0. Event no. 0 at time= 0.000 s. User defined:  
   Bus Fault on: 0 BUS4 22kV 3L  
1. Event no. 1 at time= 0.019 s  
   Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L tripped.  
2. Event no. 2 at time= 0.073 s  
   Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped.  
3. Event no. 3 at time= 15.073 s  
   Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed.  
4. Event no. 4 at time= 16.044 s  
   Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L tripped.  
5. Event no. 5 at time= 46.044 s  
   Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L reclosed.  
6. Event no. 6 at time= 47.014 s  
   Recloser Relé SE JFAU on branch 0 Sist 22kV-0 BUS2 22kV 1L locked out.  
7. Event no. 7 at time= 85.019 s  
   Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L reclosed.  
8. Event no. 8 at time= 85.078 s  
   Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L tripped.  
9. Event no. 9 at time= 175.078 s  
   Recloser RL 312057 on branch 0 BUS7 22kV-0 BUSL 22kV 1L reclosed.  
10. Event no. 10 at time= 176.582 s  
   Recloser RL 57684 Inv on branch 0 BUSRL 22kV-0 BUS5 22kV 1L locked out.  
11. Event no. 11 at time= 9999.000 s  
   No protective device tripped, and no reclose event is anticipated. Simulation ends.
```

Figura 6.32 - Resposta dinâmica completa para um defeito trifásico na zona 1 e configuração OPGS

Em todos os casos pode-se verificar que as proteções atuam no sentido de manter a maior continuidade operacional da GD, isolando o defeito de forma a preservar seu fornecimento de energia para o sistema.

No caso da Figura 6.32, os passos 7 e 8 não existiriam devido a lógica de religamentos com bloqueio pela condição linha morta – barra viva, preservando a CGH de um impacto eletromecânico desnecessário quando do religamento do RL5764 sob falta permanente na zona 1.

Em resumo, em todos os cenários de operação, OPSS, OPGD e OPGS, houve seletividade em 100% dos casos. Em comparação com a proteção definida pela metodologia convencional, que apresentou efetividade de aproximadamente 98% com perda de seletividade para pontos de curto-circuito na zona 3, houve uma melhora de 2%. A melhora pouco expressiva se dá por conta de os impactos na filosofia de proteção seletiva não serem tão significativos quando da entrada da CGH Monte Verde.

## 6.7.2. Análise da filosofia de proteção coordenada

### 6.7.2.1. Operação considerando somente o sistema da concessionária (OPSS)

Neste cenário de operação, segundo os dados apresentados no Apêndice E e da mesma forma que na proteção pelo método convencional, houve descoordenação na zona de proteção 1 entre o relé e o fusível F2 para alguns pontos de curto-circuito. Nas zonas 2 e 3 houve 100% de coordenação entre religadores e fusíveis.

Em relação aos fusíveis, de um modo geral, a filosofia de proteção coordenada apresentou ineficácia de 1,73% dos casos de curto-circuito simulados frente aos 1,04% do caso com metodologia convencional.

Um ponto importante a se considerar é em relação a coordenação entre religadores. Após atuação pela curva rápida de um equipamento protetor, existe a possibilidade de o dispositivo

protegido atuar pela curva rápida enquanto o equipamento protetor faz sua tentativa pela curva lenta. Nestes casos ocorre o desligamento temporário de mais clientes que o necessário devido a defeitos transitórios. Além deste tipo de evento, podem ocorrer atuações simultâneas pelas curvas rápidas de dois equipamentos, situação que leva ao mesmo impacto citado anteriormente.

Apesar de estas situações de descoordenação entre as curvas rápidas serem aceitáveis quando da utilização da filosofia de proteção coordenada, visto que a utilização da lógica de religamentos adequada minimiza o impacto desta descoordenação, ainda assim torna-se inconveniente em função da quantidade de clientes afetados indevidamente em defeitos transitórios. Uma das formas de melhorar esta situação é através da otimização do *pickup*, aplicando o conceito de seletividade amperimétrica, pela utilização de funcionalidades como a coordenação de sequência ou pela utilização de seletividade lógica.

No caso do sistema com proteção ajustada pelo método convencional, houve atuação indevida pela curva rápida do dispositivo protegido em 99% dos casos simulados, os quais constam nos relatórios do Apêndice C. Ao implementar os ajustes estabelecidos conforme metodologia proposta houve atuação indevida em 60%, conforme mostrado no Apêndice E, o que equivale a uma redução de 39% de casos de descoordenação. A Figura 6.33 ilustra essa situação nos dois cenários de ajustes para um defeito na barra 14, onde o religador 57684 atua de forma descoordenada em relação ao 232357.

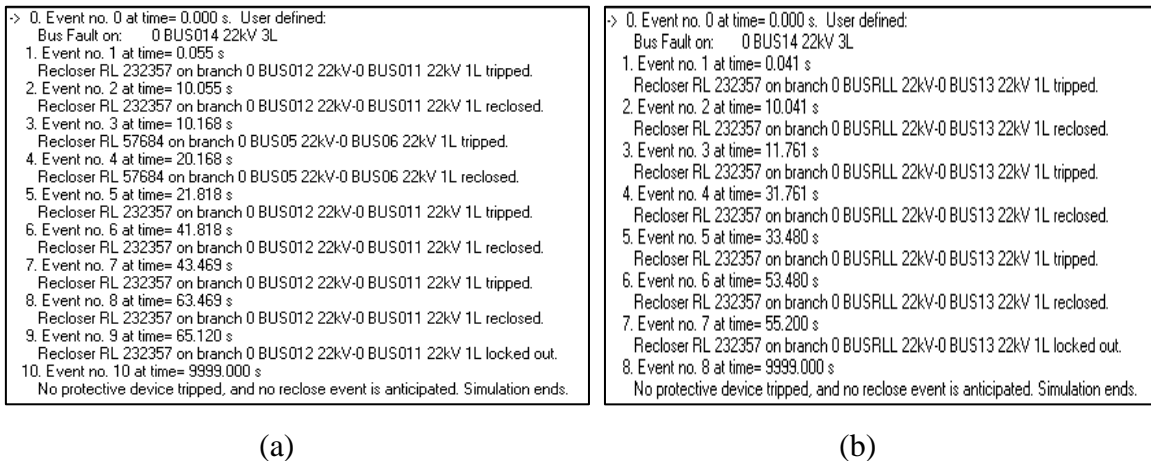


Figura 6.33 - Dinâmica de operação da proteção para metodologia convencional (a) e proposta (b)

Observando as sequências de operação apresentadas, conclui-se que com o ajuste proposto evita-se o desligamento temporário dos consumidores instalados na Zona 2.

### 6.7.2.2. Operação considerando somente a CGH (OPGD)

Com a GD operando de forma ilhada, a coordenação entre religadores e fusíveis foi satisfatória para todos os pontos de curto-circuito simulados, com eficácia de 100%.

As figuras 6.34 a 6.36 apresentam as dinâmicas de operação para defeitos em cada zona de proteção, para faltas trifásicas e monofásicas nas barras 18, 16 e 20.

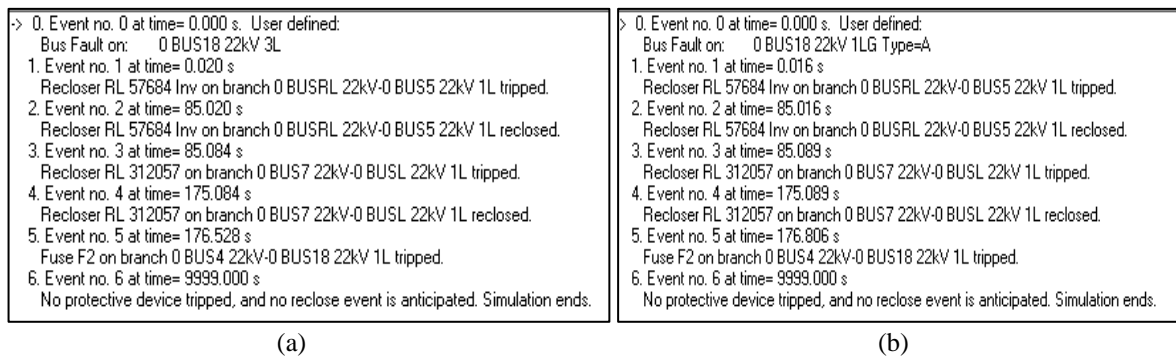


Figura 6.34 - Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 18 considerando OPGD

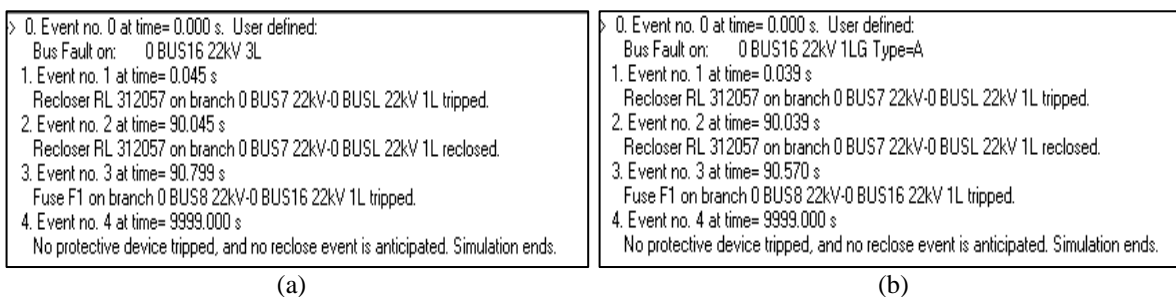


Figura 6.35 - Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 16 considerando OPGD

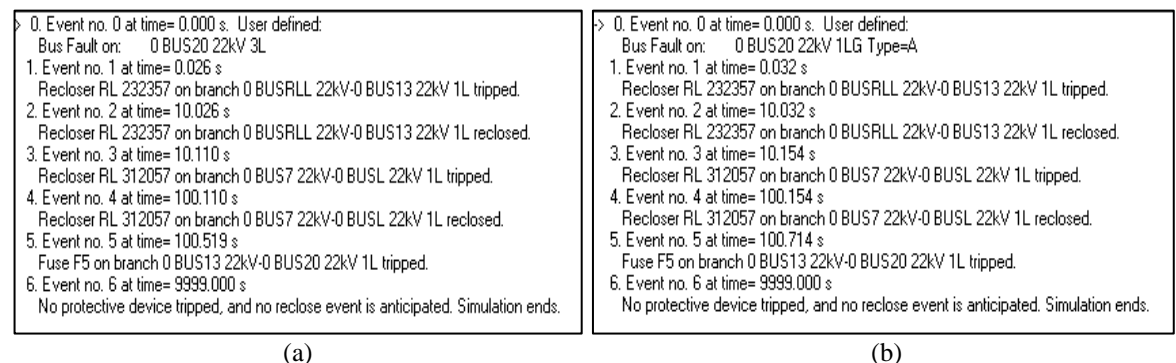


Figura 6.36 - Resposta dinâmica para um defeito trifásico (a) e monofásico (b) na barra 20 considerando OPGD

No que diz respeito a coordenação entre as curvas rápidas dos religadores, verificou-se que houve atuação indevida do equipamento protetor em 6,25% dos casos.

A título de ilustração a Figura 6.34 apresenta um caso de atuação indevida entre as curvas rápidas dos religadores RL57684 e RL312057.

### 6.7.2.3. Operação considerando contribuições da SED e CGH (OPGS)

Conforme apontado anteriormente, as mudanças nas dinâmicas de curto-circuito devem ser consideradas para análise da coordenação entre os equipamentos. Tal como aplicado na



seção 6.5.2, a coordenação entre fusíveis e religadores será verificada empregando o método da corrente dinâmica para garantir a eficácia da filosofia *fuse saving*, como nos casos de defeitos nas Zonas 1 e 2. Para faltas na Zona 3, o método utilizado pelo DistriView é suficiente visto que nesta zona o religador RL232357 e fusível a montante da falta enxergam a mesma corrente.

As tabelas 6.26 a 6.29 apresentam os resultados resumidos da verificação de coordenação dos religadores com os fusíveis F1, F2, F3 e F4, aplicando a fórmula  $T4_{din}-K*T2$ . Para os fusíveis F5 e F6 os resultados são apresentados nas tabelas 6.30 e 6.31, aplicando a fórmula  $T4-K*T2$ . Os resultados completos estão disponíveis nos relatórios do Apêndice E.

Tabela 6.26 – Verificação da coordenação para F2 no sistema OPGs com metodologia de proteção proposta

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T4_{din}-K*T2$	Verificação
	$I_{ccF}$	$T_{perm}$	T1	$I_{ccR}$	T2	T3	$T4_{din}$		
$I_{cc3\phi-ini}$	1112	0,019	0,063	875	0,073	0,097	0,091	-0,0112	Descoordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	963	0,021	0,083	758	0,088	0,126	0,1137	0,00	Coordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	836	0,015	0,105	572	0,146	0,209	0,203	0,00	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	251	0,022	0,891	220	0,725	1,182	1,13	0,115	Coordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	812	0,025	0,111	675	0,105	0,156	0,1517	0,00	Coordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	704	0,03	0,144	586	0,139	0,2	0,197	0,00	Coordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	569	0,016	0,207	431	0,227	0,333	0,327	0,00	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	221	0,023	1,166	196	1,178	1,448	1,69	0,0408	Coordenado

Onde:

$I_{cc_{X\phi-ini}}$  é a corrente de curto-circuito no início do trecho do fusível protetor, em Amperes;

$I_{cc_{X\phi-fim}}$  é a corrente de curto-circuito no fim do trecho do fusível protetor, em Amperes;

$I_{ccF}$  é a corrente de curto-circuito enxergada pelo fusível na contribuição das duas fontes, em Amperes;

$T_{perm}$  é o tempo de permanência de  $I_{ccF}$  no sistema, em segundos;

T1 é o tempo de atuação do fusível para  $I_{ccF}$ , em segundos;

$I_{ccR}$  é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador após saída de uma das fontes, em Amperes;

T2 é o tempo de atuação do religador para  $I_{ccR}$ , em segundos;

T3 é o tempo de atuação do fusível para  $I_{ccR}$ , em segundos;

$T4_{din}$  é o tempo total de atuação do fusível considerando as dinâmicas da corrente de curto-circuito, em segundos;

K é o fator de segurança aplicado à curva rápida igual a 1,35.

Tabela 6.27 – Verificação da coordenação para F1 no sistema OPGs com metodologia de proteção proposta

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T4_{din}-K*T2$	Verificação
	$I_{ccF}$	$T_{perm}$	T1	$I_{ccR}$	T2	T3	$T4_{din}$		
$I_{cc3\phi-ini}$	735	0,043	0,132	415	0,064	0,366	0,314	0,2244	Coordenado
$I_{cc2\phi-ini}$	637	0,049	0,169	359	0,077	0,475	0,425	0,3172	Coordenado
$I_{cc1\phi-ini}$	837	0,032	0,105	260	0,114	0,83	0,715	0,5554	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-ini}$	273	0,087	0,758	158	0,232	2,317	2,22	1,8952	Coordenado
$I_{cc3\phi-fim}$	602	0,051	0,189	364	0,075	0,461	0,4258	0,3208	Coordenado
$I_{cc2\phi-fim}$	521	0,06	0,246	315	0,094	0,594	0,5692	0,4376	Coordenado
$I_{cc1\phi-fim}$	607	0,041	0,181	226	0,132	1,094	1,0437	0,8589	Coordenado
$I_{cc1\phi_{min}-fim}$	238	0,109	0,996	145	0,284	2,903	2,8907	2,4931	Coordenado

Tabela 6.28 – Verificação da coordenação para F3 no sistema OPGS com metodologia de proteção proposta

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T_{4\text{din}}-K*T2$	Verificação
	$I_{CCF}$	$T_{\text{perm}}$	T1	$I_{CCR}$	T2	T3	$T_{4\text{din}}$		
$I_{CC3\phi-\text{ini}}$	753	0,043	0,049	436	0,06	0,122	0,057	-0,027	Descoordenado
$I_{CC2\phi-\text{ini}}$	652	0,05	0,063	378	0,071	0,157	0,0898	0,00	Coordenado
$I_{CC1\phi-\text{ini}}$	843	0,033	0,04	274	0,108	0,268	0,08	-0,0712	Descoordenado
$I_{CC1\phi_{\text{min}}-\text{ini}}$	269	0,096	0,26	162	0,218	0,67	0,5513	0,2461	Coordenado
$I_{CC3\phi-\text{fim}}$	612	0,053	0,07	381	0,071	0,152	0,0895	0,00	Coordenado
$I_{CC2\phi-\text{fim}}$	530	0,062	0,088	330	0,087	0,198	0,1183	0,00	Coordenado
$I_{CC1\phi-\text{fim}}$	589	0,044	0,074	237	0,126	0,348	0,1825	0,00	Coordenado
$I_{CC1\phi_{\text{min}}-\text{fim}}$	234	0,122	0,349	148	0,264	0,784	0,6632	0,2936	Coordenado

Tabela 6.29 – Verificação da coordenação para F4 no sistema OPGS com metodologia de proteção proposta

Tipo e local da falta	Duas fontes			Uma fonte				Coordenação	
	Fusível			Religador		Fusível		$T_{4\text{din}}-K*T2$	Verificação
	$I_{CCF}$	$T_{\text{perm}}$	T1	$I_{CCR}$	T2	T3	$T_{4\text{din}}$		
$I_{CC3\phi-\text{ini}}$	368	0,105	0,267	261	0,142	0,51	0,4295	0,2307	Coordenado
$I_{CC2\phi-\text{ini}}$	319	0,152	0,356	226	0,233	0,717	0,5928	0,2666	Coordenado
$I_{CC1\phi-\text{ini}}$	293	0,08	0,418	161	0,221	1,323	1,1717	0,8623	Coordenado
$I_{CC1\phi_{\text{min}}-\text{ini}}$	170	0,268	1,179	116	0,102	2,585	2,3955	2,2527	Coordenado
$I_{CC3\phi-\text{fim}}$	329	0,14	0,338	240	0,185	0,632	0,5	0,241	Coordenado
$I_{CC2\phi-\text{fim}}$	285	0,243	0,445	208	0,387	0,841	0,609	0,0672	Coordenado
$I_{CC1\phi-\text{fim}}$	252	0,098	0,576	148	0,268	1,58	1,4213	1,0461	Coordenado
$I_{CC1\phi_{\text{min}}-\text{fim}}$	155	0,463	1,452	108	1,268	3,102	2,6703	0,8951	Coordenado

Tabela 6.30 – Verificação da coordenação para F5 no sistema OPGS com metodologia de proteção proposta

Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	T1-T3	T4-K*T2	Verificação
$I_{CC3\phi-\text{ini}}$	289,3	0,54	0,02	289,3	0,22	0,16	0,32	0,13	Coordenado
$I_{CC2\phi-\text{ini}}$	250,6	0,65	0,02	250,6	0,29	0,20	0,37	0,17	Coordenado
$I_{CC1\phi-\text{ini}}$	215,1	0,81	0,03	215,1	0,38	0,27	0,44	0,23	Coordenado
$I_{CC1\phi_{\text{min}}-\text{ini}}$	215,1	0,81	0,03	215,1	0,38	0,27	0,44	0,23	Coordenado
$I_{CC3\phi-\text{fim}}$	264,2	0,61	0,02	264,2	0,26	0,18	0,35	0,16	Coordenado
$I_{CC2\phi-\text{fim}}$	228,8	0,74	0,02	228,8	0,34	0,24	0,41	0,21	Coordenado
$I_{CC1\phi-\text{fim}}$	192,2	0,97	0,03	192,2	0,46	0,33	0,50	0,29	Coordenado
$I_{CC1\phi_{\text{min}}-\text{fim}}$	132,1	1,91	0,04	132,1	0,88	0,67	1,02	0,61	Coordenado

Onde:

$I_{CCx\phi-\text{ini}}$  é a corrente de curto-circuito no início do trecho do fusível protetor, em Amperes;

$I_{CCx\phi-\text{fim}}$  é a corrente de curto-circuito no fim do trecho do fusível protetor, em Amperes;

I1 é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador, em Amperes;

T1 é o tempo de atuação do religador na curva lenta, em segundos;

T2 é o tempo de atuação do religador na curva rápida, em segundos;

I2 é a corrente de curto-circuito enxergada pelo fusível, em Amperes;



T3 é o tempo de atuação do fusível na curva lenta, em segundos;  
 T4 é o tempo de atuação do fusível na curva rápida, em segundos;  
 K é o fator de segurança aplicado à curva rápida igual a 1,35.

Tabela 6.31 - Verificação da coordenação para F6 no sistema OPGS com metodologia de proteção proposta

Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	T1-T3	T4-K*T2	Verificação
Icc <sub>3φ</sub> -ini	289,3	0,54	0,02	289,3	0,32	0,24	0,21	0,22	Coordenado
Icc <sub>2φ</sub> -ini	250,6	0,65	0,02	250,6	0,41	0,31	0,24	0,28	Coordenado
Icc <sub>1φ</sub> -ini	215,1	0,81	0,03	215,1	0,54	0,41	0,28	0,37	Coordenado
Icc <sub>1φ<sub>min</sub></sub> -ini	215,1	0,81	0,03	215,1	0,54	0,41	0,28	0,37	Coordenado
Icc <sub>3φ</sub> -fim	264,2	0,61	0,02	264,2	0,38	0,29	0,23	0,26	Coordenado
Icc <sub>2φ</sub> -fim	228,8	0,74	0,02	228,8	0,48	0,37	0,26	0,33	Coordenado
Icc <sub>1φ</sub> -fim	192,2	0,97	0,03	192,2	0,66	0,5	0,31	0,46	Coordenado
Icc <sub>1φ<sub>min</sub></sub> -fim	132,1	1,91	0,04	132,1	1,42	0,97	0,49	0,91	Coordenado

Ao realizar a comparação dos resultados das tabelas 6.19 a 6.22 com os resultados das tabelas 6.26 a 6.29, verifica-se uma melhoria na filosofia de proteção coordenada quando é utilizado o método proposto para as Zonas 1 e 2.

Para a Zona 3, ao comparar os resultados das duas metodologias, tabelas 6.23, 6.24, 6.30 e 6.31, percebe-se um aumento dos tempos de verificação da coordenação (T4-K\*T2), o que se pode ser interpretado como uma melhoria para o sistema de proteção.

Quanto a operação indevida do equipamento protegido pela curva rápida, a entrada da GD reduz estas ocorrências para os equipamentos instalados a montante do ponto de conexão da GD. Conforme já explicado, a entrada de uma GD no sistema causa o subbalcance das proteções a montante, o que pode ser algo vantajoso para a proteção coordenada pois o equipamento protegido passa a não enxergar alguns curtos na Zona do equipamento protetor. Como consequência, o equipamento protegido deixa de atuar de forma simultânea em uma maior quantidade de casos.

No alimentador JFAU08, a entrada da CGH Monte Verde reduziu os casos de atuação do equipamento protegido de 99% (OPSS) para 78,12% (OPGS) para o sistema de proteção ajustado de forma convencional. Ao implementar os ajustes de acordo com a metodologia otimizada a melhoria foi de 60% (OPSS) para 12,5% (OPGS).

De forma geral, do total de pontos de curto-circuito simulados no cenário de operação OPGS, a filosofia “salva fusível” foi ineficaz em 58,68% dos casos com ajuste baseado na metodologia convencional frente aos 10,41% com ajuste pela metodologia otimizada, significando uma melhoria de 48,27%.

No cenário de ampliação da penetração de geração distribuída de 23% para 46%, houve impacto na filosofia coordenada em 29,16% dos casos de curto-circuito, apresentando uma piora de 18,75% em relação ao sistema com menor penetração da CGH Monte Verde.

Visto que no sistema com proteção definida pelo método convencional a descoordenação saiu de 58,68% para 65,5% quando houve aumento da penetração da GD, representando uma piora de 6,82%, verifica-se a que otimização da proteção via metodologia proposta gera uma sensibilidade maior às variações de penetração da GD.

## 6.8. Considerações finais

A Tabela 6.32 apresenta o resumo comparativo dos resultados obtidos para filosofia de proteção seletiva, considerando os cenários de operação sem e com conexão da CGH Monte Verde.

Tabela 6.32 – Taxa de sucesso da proteção seletiva em percentual do total de casos de faltas simuladas

Cenário operacional	Ajuste de acordo com a Metodologia convencional (%)	Ajuste de acordo com a Metodologia proposta (%)	Variação (%)
OPSS	100	100	0
OPGS	97,92	100	2,08
OPGS_46	95,84	97,3	1,46
OPSS-OPGS	2,08	0	-2,08
OPGS-OPGS_46	2,08	2,7	0,62

Onde:

Variação: representa a variação da taxa de sucesso em relação a metodologia convencional;

OPGS\_46: é o cenário de operação OPGS simulado com aumento na penetração da GD para 46%.

De forma semelhante, a Tabela 6.33 apresenta o resumo comparativo dos resultados obtidos agora com foco nos impactos na filosofia de proteção coordenada.

Tabela 6.33 - Taxa de sucesso da proteção coordenada em percentual do total de casos de faltas simuladas

Cenário operacional	Ajuste de acordo com a Metodologia convencional (%)	Ajuste de acordo com a Metodologia proposta (%)	Variação (%)
OPSS	98,96	98,27	-0,69
OPGS	41,32	89,59	48,27
OPGS_46	34,5	70,84	36,34
OPSS-OPGS	57,64	8,68	-48,96
OPGS-OPGS_46	6,82	18,75	11,93

Tomando como base os resultados exibidos na Tabela 6.32 conclui-se que o impacto da conexão da GD é pouco significativo para filosofia seletiva em ambas as metodologias implementadas.



A variação negativa em “OPSS-OPGS” mostra que o impacto é maior no sistema com metodologia de proteção convencional, enquanto a variação positiva de 0,62% em “OPGS-OPGS\_46” mostra que a metodologia proposta é mais sensível ao aumento na penetração de GD.

Dos resultados exibidos na Tabela 6.33 pode-se concluir que a conexão da GD promove um impacto significativo para filosofia de proteção coordenada, implementada segundo a metodologia convencional.

Verifica-se ainda, pelo resultado positivo de 11,93% em “OPGS-OPGS\_46”, que há maior sensibilidade ao aumento na penetração de GD quando é aplicada a metodologia proposta, sendo ainda mais impactante na filosofia coordenada que na seletiva, cujo resultado foi de apenas 0,62%.

Visto que também foi considerado a possibilidade de operação de forma ilhada da CGH, verificou-se que há 100% de eficácia tanto para filosofia seletiva quanto para a coordenada.

Finalmente, chega-se à conclusão que a implementação da metodologia proposta trouxe ganhos expressivos para o desempenho do sistema de proteção do alimentador JFAU 08. Conclui-se ainda que o sistema de proteção pode operar com ajustes únicos independentemente das configurações operacionais (OPSS, OPGD e OPGS). Portanto, não há necessidade de estabelecer grupos de ajustes de acordo com a configuração operacional do sistema.



## 7. CONCLUSÕES

### 7.1. Conclusões e Contribuições

É indiscutível o avanço da geração distribuída no cenário mundial, impulsionado pelas vantagens econômicas para as concessionárias de energia elétrica, como a redução nos investimentos a longo prazo, e para os clientes com a possibilidade de redução dos seus custos com energia elétrica. Além das questões econômicas, as pressões por uma matriz energética com predominância de fontes limpas, de baixo impacto ambiental, levam a incentivos governamentais cada vez mais fortes.

Apesar do enorme crescimento destas fontes de energia no cenário nacional, a maior parcela do número de instalações no Brasil hoje fica por conta das UFVs, porém, conforme explanado, existe um grande potencial de crescimento ainda pouco explorado em relação as fontes de geração síncronas, as quais têm previsão de crescimento de 7% apenas para as UTEs a gás natural até 2029 segundo dados da ABGD.

Considerando estes cenários torna-se evidente a preocupação com os impactos ocasionados pelo avanço na penetração destas fontes nos sistemas de distribuição, tendo em vista que os clientes industriais, residenciais, comerciais e rurais exigem cada vez mais qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

No que diz respeito às tecnologias das fontes de geração, este trabalho expõe, através dos resultados apontados nas simulações com GDs síncronas e não síncronas, que os impactos são muito mais significativos para os casos de GDs por fontes síncronas, devido a sua capacidade de sustentação do curto-circuito e pelo aumento provocado no nível de curto-circuito do sistema.

Ainda em relação às consequências para a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, o estudo de caso desenvolvido buscou contemplar as condições mais impactantes para o sistema de proteção da distribuição, que corresponde a GD síncrona conectada em derivação. Este tipo de conexão, situação em a GD está conectada diretamente a um trecho de um alimentador já existente, é a mais comum devido a seu menor custo global e a que apresenta melhor viabilidade para implementação. No entanto, é a que provoca maior impacto para o sistema de proteção, dependendo da localização do ponto de conexão à rede e também da potência da geração distribuída a ser injetada.

Neste contexto, o estudo de caso do alimentador JFAU 08, com conexão em derivação da CGH Monte Verde, permitiu comprovar os impactos descritos em literatura referentes ao aumento no nível de curto-circuito, redução da sensibilidade das proteções, sub e sobrealcançe e atuações indevidas quando da aplicação da metodologia convencional utilizada para definição



dos ajustes de proteção, sendo que tais impactos foram mais expressivos para a filosofia coordenada em comparação com os impactos na filosofia seletiva.

Com o objetivo de mitigar os impactos descritos, foi proposta e aplicada uma metodologia otimizada para a definição de ajustes da proteção que leva em conta os dinamismos operacionais do sistema com geração distribuída. No estudo de caso apresentado, a metodologia mostrou que é possível definir um único conjunto de ajustes da proteção, cujo desempenho mostrou-se adequado para todas as condições operacionais consideradas (OPSS, OPGD e OPGS).

Na contramão do que se propõe atualmente na literatura, a metodologia proposta representa uma alternativa a utilização da proteção adaptativa, que utiliza mudanças automáticas de grupos de ajustes para os diferentes cenários de operação da rede.

A filosofia de religamentos automáticos proposta também vai de encontro ao que é praticado atualmente nas empresas. De forma geral, hoje não se utiliza religamentos automáticos no ponto de conexão das GDs, prática que leva a perda de continuidade operacional da fonte de geração. A metodologia de religamentos automáticos propostas, desde que sejam respeitados os limites transitórios das máquinas da GD e equipamentos do sistema, visa garantir o correto funcionamento do sistema, preservando a segurança das instalações e das pessoas por meio de condições específicas de religamento. Contudo, vale ressaltar que a operação da GD de forma ilhada ainda não é uma prática disseminada no sistema elétrico, devido aos custos elevados das soluções atuais relacionadas aos sistemas de proteção das redes, questões regulatórias e, principalmente, devido a questões relacionadas à segurança operacional.

Finalmente, tendo em vista os resultados obtidos e apresentados no estudo de caso do alimentador JFAU 08, conclui-se que os objetivos estabelecidos inicialmente para este trabalho foram alcançados e obteve-se êxito no desenvolvimento e aplicação de uma nova metodologia visando a definição de ajustes da proteção de sistemas de distribuição com conexão de geração distribuída.

## **7.2. Propostas para trabalhos futuros**

Durante a elaboração do trabalho foi possível identificar os seguintes pontos de melhoria para desenvolvimento de trabalhos futuros:

- Aplicação e validação da metodologia proposta em outros sistemas de distribuição com geração distribuída com geração síncrona;
- Estudo e melhoria da metodologia proposta neste trabalho quando há inserção de mais de uma GD em diferentes zonas de um alimentador de distribuição;



- Estudos dos impactos à qualidade de energia, com extensão de abrangência aos processos de ressarcimento de danos à consumidores;
- Desenvolvimento de metodologia de proteção de alimentadores de distribuição que contemple a possibilidade de comunicação entre os equipamentos, como por exemplo, a avaliação da aplicação da seletividade lógica;
- Estudo de *self-healing* com a inserção de geração distribuída com possibilidade de operação ilhada;
- Realização de estudos de estabilidade transitória para viabilizar a criação de microrredes com geração distribuída síncrona operando de forma ilhada.



## REFERÊNCIAS

ABB - ASEA BROWN BOVERI. **Disjuntores de média tensão a vácuo, 2020**. Disponível em: <<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCP000408%202011.02&LanguageCode=pt&DocumentPartId=&Action=Launch&DocumentRevisionId=->>. Acesso em: Novembro 2020.

ABGD - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Geração Distribuída: conceitos e caminhos para o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: ABGD, 2020.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 7282. Dispositivos fusíveis de alta tensão - Dispositivos tipo expulsão – Requisitos e métodos de ensaio**. Rio de Janeiro 2011.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, DF: ANEEL, 2017.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Planilha de dados: SISGD**. Brasília, DF: 2020. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsmi0jR9>>. Acesso em: 15 dez. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Balanco Energético Nacional 2020: ano base 2019**. ANEEL. Brasília, p. 264. 2020.

BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, A. C. S. D. **Geração Distribuída: vantagens e desvantagens**. In: Simpósio de estudos e pesquisas ambientais na Amazônia. Belém: UEPA. 2013.

BEGHIM IND. E COM. S/A. **DISJUNTOR A VÁCUO SÉRIE ARCO-O-VAC Tipo MAF**. BEGHIM - Catálogo técnico de disjuntores, São Paulo, 2014. Disponível em: <[https://www.beghim.com.br/upload-adm/prod/cat\\_disjmaf\\_completo.pdf](https://www.beghim.com.br/upload-adm/prod/cat_disjmaf_completo.pdf)>. Acesso em: Novembro 2020.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: principles and applications**. 3. ed. Flórida: Taylor & Francis Group, 2007.

BRAGA JR, M. F. **Impacto da Geração Distribuída na Proteção de sistema de distribuição**. Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica). UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá. Itajubá/MG, p. 170. 2017.

BRAHMA, S. M. E. A. **Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a sytem with high penetration of distributed generation**. In: Power Engineering Society Winter Meeting. IEEE, 2002.



BRASIL. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.**, Brasília,DF, Julho 2004.

BRITTO, T. M. E. A de. **Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks**. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition. Latin America: IEEE/PES, 2004.

CASTRO, N. J. de (Org.); DANTAS, G. (Org.). **Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018.

CEMIG - COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **ND 4.15 Proteção de sobrecorrentes do sistema de distribuição da Cemig**. Belo Horizonte: CEMIG, 2017.

CEMIG - COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão**. Manual de distribuição - ND 5.31. Belo Horizonte: CEMIG, p 188, 2018.

CHEUNG, H. E. A. **Investigations of impacts of distributed generations on feeder protections**. In: Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2009.

COSTER, E. J. **Distribution Grid Operation Including Distributed Generation: impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior**. Technische Universiteit Eindhoven, p. 222, 2010.

COSTER, E.; MYRZIK, J.; KLING, W. **Effect of DG on distribution grid protection**. INTECH Open Access Publisher, 2010.

CPFL ENERGIA. **Proteção de redes aéreas de distribuição - Sobrecorrente**. Norma técnica. Campinas: CPFL, p. 98, 2016.

DUFOURNET, D. **AC High-Voltage Circuit Breakers**. IEEE Switchgear Committee, 2017.

ELEKTRO. **Proteção de redes aéreas de distribuição**. Norma ND 78 - Revisão 02. Campinas: ELEKTRO, p. 52, 2014.

ELETROFUSI POWER SYSTEMS. **Elo fusível**. Catálogo técnico. São Paulo: ELETROFUSI, 2020. Disponível em: <[http://www.eletrofusi.com.br/port/elos\\_port.htm](http://www.eletrofusi.com.br/port/elos_port.htm)>. Acesso em: 24 nov. 2020.

ENERGISA. **Norma de distribuição unificada NDU - 17**. João Pessoa: Energisa, p. 70, 2017.

FRAZÃO, R. J. A. **Proteção do sistema elétrico de potência**. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

GEIDL, M. **Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art**. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology (ETH), p. 35, 2005.

GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of Electricity Distribution Networks**. 3. ed. The Institution of Engineering and Technology, 2011.





GIRGIS, A.; BRAHMA, S. **Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system**. In: Power Engineering. Large Engineering Systems Conference on IEEE, LESCOPE'01. IEEE, 2001.

GONEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 3. ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2014.

GUTIERRES, L. F. E. A. **Revisão de Técnicas elaboradas de modo a evitar a perda da coordenação e seletividade entre Religadores e Elos Fusíveis de sistemas de distribuição quando da inserção de geração distribuída**. XIX Congresso Brasileiro de Automática - CBA. Campina Grande, 2012.

HAYNES, R.; WHITAKER, C. **A guide to distributed generation interconnection issues**. 5. ed. Sponsored by the U.S. Department of Energy, 2007.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 4. ed. Nova Jersey: Wiley, 2014.

HOSSEINZADEH, H. **Distribution System Protection**. Ontario: University of Western Ontario, p. 16. 2008.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C37.2 - IEEE Standard electrical Power system device function numbers and contact designations**. IEEE Standard Board - Substations Committee. IEEE, p. 19, 1996.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations**. IEEE, 2008.

INAEL ELECTRICAL SYSTEMS. **Seccionalizador inteligente trifásico/monofásico**. INAEL, 2020. Disponível em: <<https://inael.com/download/seccionalizador-inteligente-trifasicomonofasico/>>. Acesso em: Novembro 2020.

INDEL BAURU. **CURVAS CARACTERÍSTICAS DE FUSÃO TEMPO X CORRENTE TIPO "K" - EM CONFORMIDADE COM A NORMA ABNT NBR 7282:2011**. Indel Bauru: Proteção para distribuição de energia, Bauru, 2020. Disponível em: <<https://www.indelbauru.com.br/produtos/tipo-k/>>. Acesso em: novembro 2020.

INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é geração distribuída**. INEE, 2020. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp?Cat=gd](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd)>. Acesso em: Novembro 2020.

KORRES, G. N. E. A. **Hardware-In-the-Loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation**. In: IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY. IEEE, 2017.

KUMAR, P. A.; SHANKAR, J.; NAGARAJU, Y. **Protection issues in micro grids**. In: International Journal of Applied Control, Electrical and Electronics Engineering. (IJACEEE), 2013.

LELLYS, D. et al. **Geração Distribuída (Energia Eólica): Impacto Sobre o Sistema de Proteção das redes de distribuição de energia elétrica**. XI Seminário Técnico de Proteção e Controle. Florianópolis, Novembro 2012. 10.



LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; SAADE, M. D. C. **Geração distribuída de energia: desafios e perspectiva em redes de comunicação.** In: Simpósio de estudos e pesquisas ambientais na Amazônia. Belém: UEPA. 2013.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico.** Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) - Escola de engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 136. 2012.

MAHAT, P. A. E. **A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation.** In: IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, n. 3, 2011.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** 2. ed. São Paulo: LTC, 2020.

MATOS, D.; CATALÃO, J. **Geração Distribuída e os seus Impactos no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1.** International Conference of engineering. Covilhã: University of Beira Interior, p. 9, 2013.

MELLO, A. P. C. E. A. **Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição com Geração Distribuída.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE. Foz do Iguaçu. 2014.

MILLER, N.; YE, Z. **Report on distributed generation penetration study.** Colorado: NREL, 2003.

MORAES, R. M. **Religadores x Disjuntores - Quando utilizar um ou outro em subestações?.** O setor elétrico, 2009. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/religadores-x-disjuntores-quando-utilizar-um-ou-outro-em-subestacoes>>. Acesso em: Novembro 2020.

MYTTENAERE, A. D. et al. **Mean Absolute Percentage Error for Regression Models: Advances in artificial neural networks, machine learning and computational intelligence.** Amsterdã: Elsevier. p. 34, 2016.

OGDEN, R.; YANG, J. **Impacts of distributed generation on low-voltage distribution network protection.** In: IEEE Power Engineering Conference (UPEC), 2015 50th International Universities. IEEE, p. 67, 2015.

PALUDO, P. R. L. **Aplicação de um sistema de proteção adaptativa na coordenação de proteção e seletividade em um sistema elétrico industrial com cogeração.** Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 84. 2010.

PEDRO, A. E. B. D. C. **PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.** Trabalho de conclusão de curso - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 62. 2018.

PITOMBO, S. O. **Proteção adaptativa anti-Ilhamento de geradores síncronos distribuídos.** Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.

PRÉVÉ, C. **Protection of electrical networks.** London: ISTE Ltd, 2006.

RUSH, P. **Proteção e automação de redes: conceito e aplicação.** São Paulo: Blucher: Schneider, 2011.



S&C ELECTRIC COMPANY. **Religador montado em chave fusível TripSaver II**. S&C, 2020. Disponível em: <<https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/general-brochure-461-g366.pdf?dt=637459843785925359>>. Acesso em: Dezembro 2020.

SA'ED, J. A. et al. **Investigating the Effect of Distributed Generators on Traditional Protection in Radial Distribution Systems**. IEEE Grenoble Conference. Palermo: IEEE. 2013. p. 6.

SARABIA, A. F. **Impact of distributed generation on distribution system**. Tese de Doutorado. Aalborg University, 2011.

SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SHAYANI, R. A. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. Tese de Doutorado. Universidade de Brasília. Brasília/DF, p. 186. 2010.

SIEMENS. **Disjuntor a vácuo para uso externo e unidade de controle remoto**. Catálogo de produto. 2020.

SILVA, K. Q. D. **Sistema de proteção Adaptativa**. Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 92. 2014.

SILVEIRA, F. T.; GALVANI, G. T. A.; SOUZA, E. D. **Coordenação entre religador e seccionizador em redes de distribuição**. 3. ed. Belo Horizonte: UniBH, v. 4, 2011.

VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. **Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas. Campinas/SP. 2006.

VIJITHA, K.; SELVAN, M. P.; RAJA, P. **Short circuit analysis and adaptive zonal protection of distribution system with distributed generators**. In: IEEE ENERGY, POWER AND ENVIRONMENT: TOWARDS SUSTAINABLE GROWTH (ICEPE). 2015.

YU, P. et al. **Analysis of DG Access Impact on Adaptive Protection Suitability**. PES Asia-Pacific power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Nanjing, China, October 2020.

ZAYANDEHROODI, H. et al. **Impact of distributed generations on power system protection performance**. International Journal of the Physical Sciences. 2011.

ZONNEVELD, P. et al. **CALCULATION OF GRID LOSSES WITH THE AID OF STOCHASTIC MODELING OF WIND TURBINES AND LOADS**. 16th PSCC. Glasgow, p. 8, 2008.



## APÊNDICES

APÊNDICE A – Algoritmo para definição e simulação da corrente dinâmica em ambiente MATLAB.

APÊNDICE B – Algoritmo para definição das equações características de fusíveis a partir das curvas padrão IEC e ANSI em ambiente MATLAB.

APÊNDICE C – Resultados das filosofias coordenada e seletiva no sistema com proteções definidas via metodologia convencional.

APÊNDICE D – Resultados das filosofias coordenada e seletiva no sistema com proteções definidas via metodologia convencional após conexão da CGH Monte Verde

APÊNDICE E – Resultados das filosofias coordenada e seletiva no sistema com proteções definidas via metodologia proposta.



## APÊNDICE A - Algoritmo para definição e simulação da corrente dinâmica em ambiente MATLAB.

```
% Emulação das curvas de fusíveis e verificação do tempo de atuação nas
curvas de fusíveis emuladas via curva IEC e ANSI com parâmetros definidos
pelo algoritmo de representação dos fusíveis.
% O algoritmo tem duas funcionalidades, uma testa as equações para uma
determinada corrente eficaz apenas para pegar o par ordenado corrente/tempo
e a outra realiza integração no tempo para determinar o tempo de atuação do
fusível quando a corrente varia seu valor eficaz no tempo. Com este código
também é possível analisar a variação no tempo de atuação de um relé quando
a corrente eficaz varia.
tic
clear all
clc
%% curvas aplicadas diretamente
Ipickup=50;
I=[1112];
Tpadrao=0.12;

M=I/Ipickup;

% Padrão IEC
% B=13;
% a=2;
% TD=1.21;
% Tiec=B*TD./(M.^a-1)
% desvio_IEC=Tteste-T1

% Padrão ANSI
B=97;
a=1.8;
K=0.015;
TD=0.100;

Tansi=(B./(M.^a-1)+K)*TD;
desvio=Tpadrao-Tansi;

% loglog(I,T2)
% grid

%% curvas com integração no tempo
f=60;
dt=1/f/100;
t=0:dt:500.03/f; %(o tempo está ajustado até 8,33 s)
cont2=0;
cont5=0;
cont6=0;
xx=2052;
for i=1:xx
    cont2=cont2+1;
    I(1,i)=163;
end
for i=(xx+1):length(t)/2
    cont5=cont5+1;
    I(1,i)=108;
end
for i=(length(t)/2+1):length(t)
    cont6=cont6+1;
```



```
I(1,i)=366;
end
logic=0;
conttempo=0;
cont=0;
M=I/Ipickup;
while logic<=1
    conttempo=conttempo+1;
    if I(1,conttempo)>=Ipickup
        M=I(1,conttempo)/Ipickup;
    %    T=B*TD./(M.^a-1); % IEC
    T=(B./(M.^a-1)+K)*TD; % ANSI
    logic=logic+(T^-1)*dt;
    cont=cont+1;
    Tempoatuacao=cont*dt;
    else
        logic=0;
        cont=0;
    end
end
% Ir=Ipickup*((B*TD/Tempoatuacao+1)^(1/a)) % IEC
Ir=Ipickup*((B/(Tempoatuacao/TD-K)+1)^(1/a)) % ANSI
Tempoatuacao
cron=toc
```



## APÊNDICE B – Algoritmo para definição das equações características de fusíveis a partir das curvas padrão IEC e ANSI em ambiente MATLAB.

```
%% Este código tem como objetivo encontrar as constantes das equações IEC e
ANSI que melhor se adequam a curva do fusível de forma a encontrar a melhor
equação para representar o fusível.
% Devido a erros causados pelo tipo de representação (via curvas IEC e ANSI,
de relés) não é possível representar pontos muito próximos do pickup, que
possuem tempo de atuação muito elevados.
%% Obs.: Os pickups (nas linhas 19,23... do código) devem estar bem definidos
de acordo com a curva do fusível.

%%
clc
clear all
syms B M a K TD

%% Fusível F3 (20 T)
Ipickup=46;
Ifuse= [70.46 85.03 102.7 138.6 199 249.7 299.1 400 495 598 705.2 806.6
899.8 1004 1488 1974 76.3 81.05 90.42 110.1 269.7 475];
Tfuse= [8.955 4.307 2.575 1.276 0.621 0.416 0.307 0.19 0.133 0.095 0.07
0.055 0.045 0.038 0.022 0.017 6.328 5.007 3.579 2.167 0.365 0.143];

%% Rotina para determinar as características
M=Ifuse/Ipickup;
contcasos=0;

%%% Curva ANSI
for B=60:0.01:70
    for a=1:0.5:2
        for K=0.1:0.05:0.5
            for TD=0.1:0.05:0.5
                T3=(B./(M.^a-1)+K)*TD;
                for i=1:length(Ifuse)
                    desvio(1,i)=abs((Tfuse(1,i)-T3(1,i)));
                    if Tfuse(1,i)>0.5% sensibilidade dos pontos menores
                        Mape(1,i)=desvio(1,i)/Tfuse(1,i); % O MAPE se encaixou
melhor que mínimos quadrados pois leva em conta o peso no desvio dos
números pequenos/ correntes elevadas
                    else
                        Mape(1,i)=(desvio(1,i))/(Tfuse(1,i)*2); % Dada a
importância dos desvios nos tempos menores/correntes maiores coloquei essa
linha para dar mais "força" a esses pontos.
                    end
                end
                MAPE=sum(Mape)/length(Tfuse);
                maxerro=max(desvio);
                minerro=desvio(1,length(desvio));
                if MAPE<=0.015
                    contcasos=contcasos+1;
                    Matrizerros(:,contcasos)=[maxerro;minerro;MAPE;B;a;K;TD];
                end
            end
        end
    end
end
B
end
```



```
% %%% Curva IEC
for B=1:1:130
    for a=1:0.1:2
        for TD=0.01:0.005:4
            T3=B*TD./(M.^a-1);
            for i=1:length(Ifuse)
                desvio(1,i)=abs((Tfuse(1,i)-T3(1,i)));
                if Tfuse(1,i)>0.5 % sensibilidade dos pontos menores
                    Mape(1,i)=desvio(1,i)/Tfuse(1,i); % O MAPE se encaixou
                    melhor que mínimos quadrados pois leva em conta o peso no desvio dos
                    números pequenos/ correntes elevadas
                else
                    Mape(1,i)=(desvio(1,i))/(Tfuse(1,i)*2); % Dada a
                    importância dos desvios nos tempos menores/correntes maiores coloquei essa
                    linha para dar mais "força" a esses pontos.
                end
            end
            MAPE=sum(Mape)/length(Tfuse);
            % MAD=sum(desvio.^2);
            maxerro=max(desvio);
            minerro=desvio(1,length(desvio));
            if MAPE<=0.015
                contcasos=contcasos+1;
            % Matrizerros(:,contcasos)=[maxerro;minerro;MAPE*MAD;MAPE;B;a;TD];
                Matrizerros(:,contcasos)=[maxerro;minerro;MAPE;B;a;TD];
            end
        end
    end
end
B
end
minMAPE=min(Matrizerros(3,:)); % Verifica qual o menor valor para o
indicador MAPE
pos=find(Matrizerros(3,:)==minMAPE); % posição do menor MAPE
Melhores_caracteristicas=Matrizerros(:,pos) % sai nessa ordem
[maxerro;minerro;MAPE;B;a;TD] e sai com diversos resultados onde o TD é
diferente
pos2=find(Melhores_caracteristicas(6,:)==max(Melhores_caracteristicas(6,:))
) % verifica entre os resultados a que tem o maior TD
Melhor_caracteristica=Melhores_caracteristicas(:,pos2) % melhor carac. onde
possui a menor média de erros e o maior TD
```



APÊNDICE C - Resultados das filosofias coordenada e seletiva no sistema com proteções definidas via metodologia convencional sem conexão da CGH Monte Verde.

A Tabela C-1 apresenta as correntes enxergadas pelos equipamentos e seus tempos de operação para simulação de defeitos dentro da zona de proteção principal de cada fusível do sistema considerando defeitos trifásicos, bifásicos, monofásicos e monofásico com resistência de falta ( $40\Omega$ ). Além das respostas dos equipamentos, são apresentados os resultados das avaliações das filosofias de proteção adotadas no sistema para cada falta simulada. O Distriview considera satisfatória a seletividade quando  $T1-T3$  é positivo e maior que 0,2 s, enquanto para coordenação a equação  $T4-K*T2$  deve ser positiva.

Para todos os casos de falta simulados têm-se:

- $I1$  é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador protegido, em Amperes;
- $T1$  é o tempo de atuação do religador protegido na curva lenta, em segundos;
- $T2$  é o tempo de atuação do religador protegido na curva rápida, em segundos;
- $I2$  é a corrente de curto-circuito enxergada pelo fusível protetor, em Amperes;
- $T3$  é o tempo de atuação do fusível protetor na curva lenta, em segundos;
- $T4$  é o tempo de atuação do fusível protetor na curva rápida, em segundos;
- $K$  é o fator de segurança aplicado à curva rápida igual a 1,35.

Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continua)

Fusível	Religador	Tipo de falta	$I1$	$T1$	$T2$	$I2$	$T3$	$T4$	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	875.4	0.97	0.08	875.4	0.12	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	857.2	0.99	0.08	857.2	0.12	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	839.0	1.02	0.08	839.0	0.13	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	820.8	1.05	0.08	820.8	0.13	0.11	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	802.6	1.07	0.08	802.6	0.14	0.11	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	784.4	1.10	0.08	784.4	0.15	0.12	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	766.2	1.13	0.08	766.2	0.15	0.12	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	748.0	1.16	0.08	748.0	0.16	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	729.8	1.20	0.08	729.8	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	711.6	1.23	0.08	711.6	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	693.4	1.27	0.08	693.4	0.18	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	675.2	1.31	0.09	675.2	0.19	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	572.3	1.61	0.09	572.3	0.27	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	559.5	1.65	0.09	559.5	0.28	0.22	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	546.7	1.70	0.09	546.7	0.29	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	533.9	1.75	0.10	533.9	0.30	0.24	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	521.1	1.81	0.10	521.1	0.32	0.25	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	508.3	1.87	0.10	508.3	0.34	0.26	Seletivo	Coordenado



Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	495.5	1.93	0.10	495.5	0.35	0.27	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	482.7	1.99	0.10	482.7	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	469.9	2.06	0.10	469.9	0.39	0.30	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	457.1	2.14	0.10	457.1	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	444.2	2.22	0.11	444.2	0.44	0.33	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	431.4	2.31	0.11	431.4	0.46	0.34	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	758.2	1.15	0.08	758.2	0.16	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	742.4	1.17	0.08	742.4	0.16	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	726.6	1.20	0.08	726.6	0.17	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	710.9	1.24	0.08	710.9	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	695.1	1.27	0.08	695.1	0.18	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	679.3	1.31	0.09	679.3	0.19	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	663.6	1.34	0.09	663.6	0.20	0.16	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	647.8	1.38	0.09	647.8	0.21	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	632.0	1.42	0.09	632.0	0.22	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	616.3	1.47	0.09	616.3	0.23	0.18	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	600.5	1.51	0.09	600.5	0.24	0.19	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	584.8	1.56	0.09	584.8	0.26	0.20	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	572.3	1.61	0.09	572.3	0.27	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	538.2	1.74	0.10	538.2	0.30	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	504.0	1.90	0.10	504.0	0.34	0.26	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	469.8	2.09	0.10	469.8	0.39	0.30	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	435.7	2.33	0.11	435.7	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	401.5	2.62	0.12	401.5	0.53	0.39	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	367.3	2.99	0.12	367.3	0.64	0.46	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	333.2	3.47	0.13	333.2	0.78	0.54	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	299.0	4.12	0.15	299.0	0.97	0.66	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	264.8	12.04	0.16	264.8	1.24	0.82	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	230.6	12.04	0.16	230.6	1.63	1.06	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	196.5	12.04	0.17	196.5	2.27	1.46	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	261.3	1.79	0.09	261.3	0.74	0.53	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	259.4	1.81	0.09	259.4	0.75	0.54	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	257.5	1.83	0.09	257.5	0.76	0.55	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	255.5	1.85	0.09	255.5	0.77	0.56	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	253.6	1.87	0.09	253.6	0.78	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	251.7	1.89	0.09	251.7	0.79	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	249.8	1.91	0.09	249.8	0.80	0.58	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	247.8	1.93	0.09	247.8	0.81	0.59	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	245.9	1.95	0.09	245.9	0.82	0.60	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	244.0	1.98	0.09	244.0	0.84	0.61	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	242.0	2.00	0.09	242.0	0.85	0.62	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	240.1	2.03	0.09	240.1	0.86	0.63	Seletivo	Coordenado



Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	161.1	4.01	0.11	161.1	1.95	1.34	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	159.8	4.07	0.11	159.8	1.98	1.36	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	158.6	4.14	0.11	158.6	2.02	1.37	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	157.4	4.20	0.11	157.4	2.05	1.39	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	156.2	11.04	0.11	156.2	2.09	1.41	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	154.9	11.04	0.11	154.9	2.13	1.44	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	153.7	11.04	0.11	153.7	2.17	1.46	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	152.5	11.04	0.11	152.5	2.21	1.48	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	151.3	11.04	0.11	151.3	2.25	1.50	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	150.1	11.04	0.11	150.1	2.30	1.52	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	148.8	11.04	0.11	148.8	2.34	1.55	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	147.6	11.04	0.11	147.6	2.39	1.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	226.3	2.22	0.10	226.3	0.96	0.71	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	224.7	2.24	0.10	224.7	0.97	0.72	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	223.0	2.27	0.10	223.0	0.99	0.73	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	221.3	2.30	0.10	221.3	1.00	0.75	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	219.6	2.32	0.10	219.6	1.02	0.76	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	218.0	2.35	0.10	218.0	1.03	0.77	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	216.3	2.38	0.10	216.3	1.05	0.78	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	214.6	2.41	0.10	214.6	1.06	0.79	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	213.0	2.44	0.10	213.0	1.08	0.80	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	211.3	2.47	0.10	211.3	1.10	0.81	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	209.6	2.50	0.10	209.6	1.11	0.83	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	207.9	2.54	0.10	207.9	1.13	0.84	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	161.1	4.01	0.11	161.1	1.95	1.34	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	156.3	11.04	0.11	156.3	2.09	1.41	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	151.5	11.04	0.11	151.5	2.25	1.50	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	146.7	11.04	0.11	146.7	2.43	1.59	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	141.9	11.04	0.11	141.9	2.63	1.70	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	137.2	11.04	0.11	137.2	2.87	1.81	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	132.4	11.04	0.12	132.4	3.15	1.95	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	127.6	11.04	0.12	127.6	3.47	2.11	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	122.8	11.04	0.12	122.8	3.85	2.29	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	118.0	11.04	0.12	118.0	4.30	2.50	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	113.2	11.04	0.12	113.2	4.84	2.75	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	108.5	11.04	0.13	108.5	5.51	3.06	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	436.2	0.91	0.08	436.2	0.16	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	431.1	0.92	0.08	431.1	0.17	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	426.1	0.94	0.08	426.1	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	421.0	0.95	0.08	421.0	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	416.0	0.96	0.08	416.0	0.18	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	410.9	0.98	0.08	410.9	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	405.8	0.99	0.08	405.8	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado



Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	400.8	1.01	0.08	400.8	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	395.7	1.03	0.08	395.7	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	390.7	1.04	0.08	390.7	0.20	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	385.6	1.06	0.08	385.6	0.20	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	380.6	1.08	0.08	380.6	0.21	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	273.6	1.67	0.09	273.6	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	270.3	1.70	0.09	270.3	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	267.0	1.73	0.09	267.0	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	263.6	1.77	0.09	263.6	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	260.3	1.80	0.09	260.3	0.39	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	257.0	1.83	0.09	257.0	0.40	0.30	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	253.7	1.87	0.09	253.7	0.40	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	250.4	1.90	0.09	250.4	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	247.0	1.94	0.09	247.0	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	243.7	1.98	0.09	243.7	0.43	0.33	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	240.4	2.02	0.09	240.4	0.44	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	237.1	2.07	0.09	237.1	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	377.8	1.09	0.08	377.8	0.21	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	373.4	1.10	0.08	373.4	0.21	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	369.0	1.12	0.09	369.0	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	364.6	1.14	0.09	364.6	0.22	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	360.2	1.16	0.09	360.2	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	355.9	1.18	0.09	355.9	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	351.5	1.19	0.09	351.5	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	347.1	1.21	0.09	347.1	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	342.7	1.23	0.09	342.7	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	338.3	1.25	0.09	338.3	0.25	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	334.0	1.28	0.09	334.0	0.26	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	329.6	1.30	0.09	329.6	0.26	0.20	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	273.6	1.67	0.09	273.6	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	262.2	1.79	0.09	262.2	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	250.8	1.92	0.09	250.8	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	239.5	2.07	0.09	239.5	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	228.1	2.24	0.10	228.1	0.49	0.37	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	216.7	2.44	0.10	216.7	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	205.3	2.67	0.10	205.3	0.59	0.44	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	193.9	2.94	0.10	193.9	0.65	0.49	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	182.6	3.27	0.10	182.6	0.73	0.54	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	171.2	3.67	0.10	171.2	0.83	0.61	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	159.8	4.16	0.11	159.8	0.95	0.69	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	148.4	11.04	0.11	148.4	1.10	0.78	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	414.6	0.97	0.08	414.6	0.50	0.37	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	410.0	0.98	0.08	410.0	0.51	0.38	Seletivo	Coordenado



Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	405.4	1.00	0.08	405.4	0.52	0.38	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	400.9	1.01	0.08	400.9	0.54	0.39	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	396.3	1.03	0.08	396.3	0.55	0.40	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	391.7	1.04	0.08	391.7	0.56	0.41	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	387.1	1.06	0.08	387.1	0.57	0.42	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	382.5	1.07	0.08	382.5	0.59	0.42	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	377.9	1.09	0.08	377.9	0.60	0.43	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	373.3	1.11	0.08	373.3	0.62	0.44	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	368.7	1.12	0.09	368.7	0.63	0.45	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	364.1	1.14	0.09	364.1	0.65	0.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	259.5	1.81	0.09	259.5	1.29	0.85	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	256.5	1.84	0.09	256.5	1.32	0.87	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	253.5	1.87	0.09	253.5	1.35	0.89	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	250.5	1.90	0.09	250.5	1.38	0.91	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	247.5	1.94	0.09	247.5	1.42	0.93	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	244.5	1.97	0.09	244.5	1.45	0.95	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	241.5	2.01	0.09	241.5	1.49	0.97	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	238.5	2.05	0.09	238.5	1.52	1.00	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	235.5	2.09	0.09	235.5	1.56	1.02	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	232.5	2.13	0.09	232.5	1.60	1.04	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	229.5	2.17	0.09	229.5	1.65	1.07	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	226.5	2.21	0.10	226.5	1.69	1.10	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	359.1	1.16	0.09	359.1	0.67	0.47	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	355.1	1.18	0.09	355.1	0.68	0.48	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	351.1	1.20	0.09	351.1	0.70	0.49	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	347.1	1.21	0.09	347.1	0.72	0.50	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	343.2	1.23	0.09	343.2	0.73	0.51	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	339.2	1.25	0.09	339.2	0.75	0.52	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	335.2	1.27	0.09	335.2	0.77	0.53	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	331.2	1.29	0.09	331.2	0.79	0.55	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	327.2	1.31	0.09	327.2	0.81	0.56	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	323.3	1.33	0.09	323.3	0.83	0.57	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	319.3	1.36	0.09	319.3	0.85	0.58	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	315.3	1.38	0.09	315.3	0.87	0.60	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	259.5	1.81	0.09	259.5	1.29	0.85	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	249.1	1.93	0.09	249.1	1.40	0.92	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	238.6	2.07	0.09	238.6	1.52	0.99	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	228.2	2.22	0.10	228.2	1.67	1.08	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	217.7	2.41	0.10	217.7	1.83	1.19	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	207.3	2.61	0.10	207.3	2.03	1.31	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	196.8	2.86	0.10	196.8	2.26	1.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	186.4	3.15	0.10	186.4	2.55	1.63	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	175.9	3.50	0.10	175.9	2.92	1.85	Seletivo	Coordenado





Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	165.5	3.91	0.11	165.5	3.39	2.12	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	155.1	11.04	0.11	155.1	4.01	2.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	144.6	11.04	0.11	144.6	4.88	2.90	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	219.0	0.76	0.05	219.0	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	217.6	0.77	0.05	217.6	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	216.3	0.78	0.05	216.3	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	214.9	0.78	0.05	214.9	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	213.5	0.79	0.05	213.5	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	212.2	0.80	0.05	212.2	0.39	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	210.8	0.81	0.05	210.8	0.39	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	209.4	0.81	0.05	209.4	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	208.0	0.82	0.05	208.0	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	206.7	0.83	0.05	206.7	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	205.3	0.84	0.05	205.3	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	203.9	0.85	0.05	203.9	0.42	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	134.4	10.04	0.05	134.4	0.85	0.64	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	133.6	10.04	0.05	133.6	0.86	0.65	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	132.7	10.04	0.05	132.7	0.88	0.66	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	131.9	10.04	0.05	131.9	0.89	0.67	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	131.0	10.04	0.05	131.0	0.90	0.68	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	130.1	10.04	0.05	130.1	0.91	0.69	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	129.3	10.04	0.05	129.3	0.92	0.70	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	128.4	10.04	0.05	128.4	0.93	0.70	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	127.5	10.04	0.05	127.5	0.95	0.71	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	126.7	10.04	0.05	126.7	0.96	0.72	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	125.8	10.04	0.06	125.8	0.97	0.73	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	125.0	10.04	0.06	125.0	0.99	0.74	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	189.7	0.95	0.05	189.7	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	188.5	0.96	0.05	188.5	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	187.3	0.97	0.05	187.3	0.49	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	186.1	0.98	0.05	186.1	0.49	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	184.9	0.99	0.05	184.9	0.50	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	183.7	1.00	0.05	183.7	0.50	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	182.5	1.01	0.05	182.5	0.51	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	181.4	1.02	0.05	181.4	0.51	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	180.2	1.03	0.05	180.2	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	179.0	1.04	0.05	179.0	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	177.8	1.05	0.05	177.8	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	176.6	1.07	0.05	176.6	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	134.4	10.04	0.05	134.4	0.85	0.64	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	131.0	10.04	0.05	131.0	0.90	0.68	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	127.5	10.04	0.05	127.5	0.95	0.71	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	124.1	10.04	0.06	124.1	1.00	0.75	Seletivo	Coordenado



Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	120.6	10.04	0.06	120.6	1.06	0.80	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	117.1	10.04	0.06	117.1	1.13	0.84	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	113.7	10.04	0.06	113.7	1.20	0.90	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	110.2	10.04	0.06	110.2	1.28	0.95	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	106.7	10.05	0.06	106.7	1.38	1.02	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	103.3	10.05	0.06	103.3	1.48	1.09	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	99.8	10.05	0.06	99.8	1.60	1.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	96.4	10.05	0.06	96.4	1.74	1.26	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	219.0	0.76	0.05	219.0	0.52	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	218.3	0.76	0.05	218.3	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	217.7	0.77	0.05	217.7	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	217.0	0.77	0.05	217.0	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	216.4	0.78	0.05	216.4	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	215.7	0.78	0.05	215.7	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	215.1	0.78	0.05	215.1	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	214.4	0.79	0.05	214.4	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	213.7	0.79	0.05	213.7	0.55	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	213.1	0.79	0.05	213.1	0.55	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	212.4	0.80	0.05	212.4	0.55	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	211.8	0.80	0.05	211.8	0.55	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	134.4	10.04	0.05	134.4	1.36	0.94	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	133.9	10.04	0.05	133.9	1.38	0.94	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	133.3	10.04	0.05	133.3	1.39	0.95	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	132.8	10.04	0.05	132.8	1.40	0.96	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	132.2	10.04	0.05	132.2	1.41	0.96	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	131.6	10.04	0.05	131.6	1.43	0.97	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	131.1	10.04	0.05	131.1	1.44	0.98	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	130.5	10.04	0.05	130.5	1.46	0.99	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	129.9	10.04	0.05	129.9	1.47	0.99	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	129.4	10.04	0.05	129.4	1.48	1.00	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	128.8	10.04	0.05	128.8	1.50	1.01	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	128.3	10.04	0.05	128.3	1.51	1.02	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	189.7	0.95	0.05	189.7	0.68	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	189.1	0.95	0.05	189.1	0.68	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	188.5	0.96	0.05	188.5	0.69	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	188.0	0.96	0.05	188.0	0.69	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	187.4	0.97	0.05	187.4	0.69	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	186.8	0.97	0.05	186.8	0.70	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	186.2	0.98	0.05	186.2	0.70	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	185.7	0.98	0.05	185.7	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	185.1	0.99	0.05	185.1	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	184.5	0.99	0.05	184.5	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	184.0	1.00	0.05	184.0	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado



Tabela C-1 - Resultados do sistema com proteções definidas via metodologia convencional e sem conexão da CGH

(conclusão)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	183.4	1.00	0.05	183.4	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	134.4	10.04	0.05	134.4	1.36	0.94	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	131.2	10.04	0.05	131.2	1.44	0.98	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	127.9	10.04	0.05	127.9	1.52	1.02	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	124.7	10.04	0.06	124.7	1.61	1.07	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	121.4	10.04	0.06	121.4	1.72	1.12	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	118.2	10.04	0.06	118.2	1.83	1.18	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	114.9	10.04	0.06	114.9	1.95	1.24	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	111.6	10.04	0.06	111.6	2.09	1.31	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	108.4	10.05	0.06	108.4	2.25	1.38	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	105.1	10.05	0.06	105.1	2.43	1.46	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	101.9	10.05	0.06	101.9	2.63	1.56	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	98.6	10.05	0.06	98.6	2.86	1.67	Seletivo	Coordenado

Onde:

Icc 3f é o curto-circuito trifásico simulado

Icc 1f é o curto-circuito monofásico simulado

Icc 2f é o curto-circuito bifásico simulado

Icc 1f min é o curto-circuito monofásico simulado com resistência de falta de  $40\Omega$



APÊNDICE D – Resultados das filosofias coordenada e seletiva no sistema com proteções definidas via metodologia convencional após conexão da CGH Monte Verde.

As tabelas D-1 e D-2 apresentam os resultados das avaliações das filosofias de proteção adotadas no sistema para cada falta simulada. Para os fusíveis F1, F2, F3 e F4 a avaliação é feita pela corrente dinâmica. No caso dos fusíveis F5 e F6, a avaliação foi da forma tradicional do DistriView.

Para todos os casos de falta simulados para F1, F2, F3 e F4 têm-se:

- R1 é o religador que enxerga contribuição do sistema;
- R2 é o religador que enxerga a contribuição da GD;
- I1 é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador protegido, em Amperes;
- $I_{ccF}$  é a corrente de curto-circuito enxergada pelo fusível na contribuição das duas fontes, em Amperes;
- $T_{perm}$  é o tempo de permanência de  $I_{ccF}$  no sistema, em segundos;
- T1 é o tempo de atuação do fusível para  $I_{ccF}$ , em segundos;
- $I_{ccR}$  é a corrente de curto-circuito enxergada pelo religador após saída de uma das fontes, em Amperes;
- T2 é o tempo de atuação do religador para  $I_{ccR}$ , em segundos;
- T3 é o tempo de atuação do fusível para  $I_{ccR}$ , em segundos;
- K é o fator de segurança aplicado à curva rápida igual a 1,35.

Tabela D-1 – Resultados para F1, F2, F3 e F4 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continua)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				$I_{ccF}$	$T_{perm}$	T1	$I_{ccR}$	T2	T3		
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1111.8	0.08	0.06	875.4	0.08	0.08	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1084.6	0.08	0.07	854.0	0.08	0.08	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1057.3	0.08	0.07	832.6	0.08	0.09	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1030.1	0.08	0.07	811.2	0.08	0.09	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1002.9	0.08	0.08	789.7	0.08	0.09	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	975.7	0.08	0.08	768.3	0.08	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	948.5	0.08	0.08	746.9	0.08	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	921.3	0.08	0.09	725.5	0.08	0.11	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	894.1	0.08	0.09	704.0	0.08	0.12	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	866.9	0.09	0.10	682.6	0.09	0.12	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	839.7	0.09	0.10	661.2	0.09	0.13	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	812.5	0.09	0.11	639.8	0.09	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	836.1	0.09	0.11	607.5	0.09	0.13	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	811.8	0.09	0.11	589.9	0.09	0.14	Seletivo	Descoordenado



Tabela D-1 – Resultados para F1, F2, F3 e F4 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	787.6	0.09	0.12	572.2	0.09	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	763.3	0.09	0.12	554.6	0.09	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	739.0	0.10	0.13	537.0	0.10	0.16	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	714.8	0.10	0.14	519.4	0.10	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	690.5	0.10	0.15	501.7	0.10	0.19	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	666.2	0.10	0.16	484.1	0.10	0.20	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	642.0	0.10	0.17	466.5	0.10	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	617.7	0.11	0.18	448.8	0.11	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	593.4	0.11	0.19	431.2	0.11	0.25	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	569.2	0.11	0.21	413.6	0.11	0.27	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	962.8	0.08	0.08	758.2	0.08	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	939.2	0.08	0.09	739.6	0.08	0.11	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	915.7	0.08	0.09	721.1	0.08	0.11	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	892.1	0.08	0.09	702.5	0.08	0.12	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	868.6	0.09	0.10	683.9	0.09	0.12	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	845.0	0.09	0.10	665.4	0.09	0.13	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	821.4	0.09	0.11	646.8	0.09	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	797.9	0.09	0.11	628.3	0.09	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	774.3	0.09	0.12	609.7	0.09	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	750.7	0.09	0.13	591.2	0.09	0.16	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	727.2	0.09	0.14	572.6	0.09	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	703.6	0.09	0.14	554.1	0.09	0.18	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	836.1	0.09	0.11	607.5	0.09	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	780.2	0.09	0.12	566.9	0.09	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	724.3	0.10	0.14	526.3	0.10	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	668.4	0.10	0.16	485.7	0.10	0.20	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	612.5	0.11	0.18	445.0	0.11	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	556.6	0.12	0.22	404.4	0.12	0.28	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	500.7	0.13	0.26	363.8	0.13	0.35	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	444.8	0.14	0.33	323.2	0.14	0.44	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	388.9	0.16	0.41	282.6	0.16	0.57	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	333.0	0.17	0.54	241.9	0.17	0.78	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	277.1	0.19	0.75	201.3	0.19	1.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	221.2	0.21	1.15	160.7	0.21	1.77	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	368.4	0.10	0.27	258.9	0.50	0.54	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	364.8	0.10	0.28	257.3	0.50	0.55	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	361.2	0.10	0.28	255.7	0.51	0.56	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	357.6	0.10	0.29	254.1	0.51	0.56	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	354.0	0.10	0.29	252.6	0.51	0.57	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	350.3	0.10	0.30	251.0	0.52	0.58	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	346.7	0.10	0.30	249.4	0.52	0.59	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	343.1	0.10	0.31	247.8	0.53	0.59	Seletivo	Descoordenado



Tabela D-1 – Resultados para F1, F2, F3 e F4 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador	Fusível			
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F4	57684	312057	lcc 3f	339.5	0.10	0.32	246.2	0.53	0.60	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	335.9	0.10	0.32	244.6	0.53	0.61	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	332.3	0.10	0.33	243.0	0.54	0.62	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	328.7	0.10	0.34	241.4	0.54	0.63	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	293.1	0.12	0.42	243.8	0.54	0.61	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	289.3	0.12	0.43	241.4	0.54	0.63	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	285.6	0.12	0.44	238.9	0.55	0.64	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	281.9	0.12	0.46	236.4	0.56	0.65	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	278.1	0.12	0.47	233.9	0.56	0.67	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	274.4	0.12	0.48	231.4	0.57	0.68	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	270.7	0.13	0.50	228.9	0.58	0.70	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	266.9	0.13	0.51	226.5	0.59	0.71	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	263.2	0.13	0.52	224.0	0.59	0.73	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	259.4	0.13	0.54	221.5	0.60	0.74	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	255.7	0.13	0.56	219.0	0.61	0.76	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	252.0	0.13	0.57	216.5	0.62	0.78	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	319.0	0.10	0.36	224.2	0.59	0.73	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	315.9	0.10	0.36	222.9	0.60	0.73	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	312.8	0.10	0.37	221.5	0.60	0.74	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	309.7	0.10	0.38	220.1	0.61	0.75	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	306.5	0.10	0.39	218.7	0.61	0.76	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	303.4	0.10	0.39	217.3	0.62	0.77	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	300.3	0.10	0.40	216.0	0.62	0.78	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	297.1	0.10	0.41	214.6	0.63	0.79	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	294.0	0.11	0.42	213.2	0.63	0.80	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	290.9	0.11	0.43	211.8	0.64	0.81	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	287.8	0.11	0.44	210.4	0.64	0.82	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	284.6	0.11	0.45	209.0	0.65	0.83	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	293.1	0.12	0.42	243.8	0.54	0.61	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	280.5	0.12	0.46	235.2	0.56	0.66	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	268.0	0.13	0.51	226.6	0.59	0.71	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	255.5	0.13	0.56	218.0	0.63	0.77	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	243.0	0.13	0.62	209.4	0.67	0.83	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	230.4	0.14	0.69	200.8	0.71	0.90	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	217.9	0.14	0.77	192.1	0.75	0.97	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	205.4	0.14	0.86	183.5	0.80	1.06	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	192.9	1.43	0.96	122.8	0.12	2.29	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	180.3	1.59	1.09	118.0	0.12	2.50	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	167.8	1.77	1.24	113.2	0.12	2.75	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	155.3	1.99	1.43	108.5	0.13	3.06	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	752.6	0.08	0.05	356.1	0.34	0.17	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	739.8	0.08	0.05	353.7	0.35	0.17	Seletivo	Descoordenado



Tabela D-1 – Resultados para F1, F2, F3 e F4 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F3	57684	312057	lcc 3f	727.0	0.08	0.05	351.2	0.35	0.18	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	714.2	0.08	0.05	348.8	0.35	0.18	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	701.4	0.08	0.06	346.4	0.35	0.18	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	688.6	0.08	0.06	344.0	0.36	0.18	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	675.9	0.08	0.06	341.5	0.36	0.18	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	663.1	0.08	0.06	339.1	0.36	0.19	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	650.3	0.08	0.06	336.7	0.37	0.19	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	637.5	0.09	0.07	334.2	0.37	0.19	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	624.7	0.09	0.07	331.8	0.37	0.19	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	612.0	0.09	0.07	329.4	0.37	0.20	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	842.9	0.09	0.04	451.7	0.26	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	819.8	0.09	0.04	445.4	0.27	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	796.7	0.09	0.05	439.0	0.27	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	773.6	0.09	0.05	432.6	0.28	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	750.5	0.09	0.05	426.2	0.28	0.13	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	727.4	0.09	0.05	419.8	0.29	0.13	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	704.3	0.09	0.06	413.4	0.29	0.13	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	681.2	0.09	0.06	407.0	0.30	0.14	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	658.1	0.09	0.06	400.6	0.30	0.14	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	635.0	0.09	0.07	394.2	0.31	0.14	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	611.9	0.09	0.07	387.9	0.31	0.15	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	588.8	0.09	0.07	381.5	0.32	0.15	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	651.7	0.08	0.06	308.4	0.40	0.22	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	640.7	0.09	0.06	306.3	0.41	0.22	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	629.6	0.09	0.07	304.2	0.41	0.22	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	618.5	0.09	0.07	302.1	0.41	0.23	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	607.5	0.09	0.07	300.0	0.42	0.23	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	596.4	0.09	0.07	297.9	0.42	0.23	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	585.3	0.09	0.07	295.8	0.43	0.24	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	574.2	0.09	0.08	293.7	0.43	0.24	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	563.2	0.09	0.08	291.6	0.43	0.24	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	552.1	0.09	0.08	289.5	0.44	0.24	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	541.0	0.09	0.09	287.3	0.44	0.25	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	530.0	0.09	0.09	285.2	0.44	0.25	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	842.9	0.09	0.04	451.7	0.26	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	787.6	0.09	0.05	430.8	0.28	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	732.3	0.09	0.05	409.9	0.30	0.14	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	677.0	0.09	0.06	389.0	0.33	0.15	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	621.6	0.09	0.07	368.1	0.36	0.16	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	566.3	0.09	0.08	347.2	0.39	0.18	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	511.0	0.10	0.09	326.3	0.43	0.20	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	455.7	0.10	0.11	305.4	0.47	0.22	Seletivo	Descoordenado



Tabela D-1 – Resultados para F1, F2, F3 e F4 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F3	57684	312057	lcc 1f min	400.3	0.11	0.14	284.5	0.51	0.25	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	345.0	0.11	0.18	263.6	0.54	0.29	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	289.7	0.12	0.24	242.7	0.58	0.33	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	234.4	0.13	0.35	221.8	0.60	0.39	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	735.0	0.08	0.13	365.9	0.33	0.46	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	722.9	0.08	0.14	363.4	0.34	0.46	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	710.8	0.08	0.14	360.9	0.34	0.47	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	698.6	0.08	0.15	358.3	0.34	0.48	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	686.5	0.08	0.15	355.8	0.34	0.48	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	674.3	0.08	0.16	353.3	0.35	0.49	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	662.2	0.09	0.16	350.8	0.35	0.49	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	650.1	0.09	0.17	348.3	0.35	0.50	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	637.9	0.09	0.17	345.8	0.35	0.51	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	625.8	0.09	0.18	343.3	0.36	0.51	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	613.6	0.09	0.18	340.7	0.36	0.52	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	601.5	0.09	0.19	338.2	0.36	0.53	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	872.7	0.09	0.10	479.1	0.25	0.29	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	848.5	0.09	0.10	472.1	0.25	0.29	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	824.3	0.09	0.11	465.2	0.25	0.30	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	800.1	0.09	0.11	458.3	0.26	0.31	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	775.9	0.09	0.12	451.4	0.26	0.32	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	751.7	0.09	0.13	444.4	0.27	0.33	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	727.5	0.09	0.14	437.5	0.27	0.34	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	703.3	0.09	0.14	430.6	0.28	0.34	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	679.1	0.09	0.15	423.7	0.28	0.35	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	654.9	0.09	0.16	416.7	0.29	0.37	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	630.7	0.09	0.17	409.8	0.29	0.38	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	606.5	0.09	0.19	402.9	0.30	0.39	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	636.6	0.09	0.17	316.9	0.39	0.59	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	626.1	0.09	0.18	314.7	0.40	0.60	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	615.5	0.09	0.18	312.5	0.40	0.61	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	605.0	0.09	0.19	310.3	0.40	0.61	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	594.5	0.09	0.19	308.2	0.41	0.62	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	584.0	0.09	0.20	306.0	0.41	0.63	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	573.5	0.09	0.21	303.8	0.41	0.64	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	563.0	0.09	0.21	301.6	0.42	0.65	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	552.5	0.09	0.22	299.4	0.42	0.65	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	541.9	0.09	0.23	297.3	0.42	0.66	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	531.4	0.09	0.24	295.1	0.43	0.67	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	520.9	0.09	0.25	292.9	0.43	0.68	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	872.7	0.09	0.10	479.1	0.25	0.29	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	815.0	0.09	0.11	456.3	0.26	0.31	Seletivo	Descoordenado





Tabela D-1 – Resultados para F1, F2, F3 e F4 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH  
(conclusão)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F1	57684	312057	lcc 1f min	757.3	0.09	0.13	433.6	0.29	0.34	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	699.6	0.09	0.15	410.9	0.31	0.37	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	641.9	0.09	0.17	388.2	0.34	0.41	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	584.2	0.10	0.20	365.4	0.37	0.46	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	526.5	0.10	0.24	342.7	0.41	0.51	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	468.8	0.10	0.30	320.0	0.45	0.58	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	411.1	0.11	0.37	297.3	0.49	0.66	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	353.4	0.12	0.49	274.5	0.53	0.77	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	295.7	0.13	0.67	251.8	0.56	0.90	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	238.0	0.13	1.00	229.1	0.58	1.08	Seletivo	Coordenado

Tabela D-2 – Resultados para F5 e F6 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continua)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	289.3	0.52	0.05	289.3	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	287.0	0.52	0.05	287.0	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	284.8	0.53	0.05	284.8	0.23	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	282.5	0.53	0.05	282.5	0.23	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	280.2	0.54	0.05	280.2	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	277.9	0.55	0.05	277.9	0.24	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	275.6	0.55	0.05	275.6	0.24	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	273.3	0.56	0.05	273.3	0.24	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	271.1	0.56	0.05	271.1	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	268.8	0.57	0.05	268.8	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	266.5	0.58	0.05	266.5	0.26	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	264.2	0.58	0.05	264.2	0.26	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	215.1	10.04	0.05	215.1	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	213.0	10.04	0.05	213.0	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	211.0	10.04	0.05	211.0	0.39	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	208.9	10.04	0.05	208.9	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	206.8	10.04	0.05	206.8	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	204.7	10.04	0.05	204.7	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	202.6	10.04	0.05	202.6	0.42	0.30	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	200.5	10.04	0.05	200.5	0.43	0.30	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	198.4	10.04	0.05	198.4	0.44	0.31	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	196.4	10.04	0.05	196.4	0.45	0.32	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	194.3	10.04	0.05	194.3	0.46	0.32	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	192.2	10.04	0.05	192.2	0.46	0.33	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	250.6	0.63	0.05	250.6	0.29	0.20	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	248.6	0.64	0.05	248.6	0.29	0.21	Seletivo	Coordenado



Tabela D-2 – Resultados para F5 e F6 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	246.6	0.64	0.05	246.6	0.29	0.21	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	244.6	0.65	0.05	244.6	0.30	0.21	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	242.7	0.66	0.05	242.7	0.30	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	240.7	0.66	0.05	240.7	0.31	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	238.7	0.67	0.05	238.7	0.31	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	236.7	0.68	0.05	236.7	0.32	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	234.7	0.69	0.05	234.7	0.32	0.23	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	232.8	0.70	0.05	232.8	0.33	0.23	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	230.8	0.71	0.05	230.8	0.33	0.24	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	228.8	0.71	0.05	228.8	0.34	0.24	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	215.1	10.04	0.05	215.1	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	207.6	10.04	0.05	207.6	0.40	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	200.0	10.04	0.05	200.0	0.43	0.31	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	192.5	10.04	0.05	192.5	0.46	0.33	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	184.9	10.04	0.05	184.9	0.50	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	177.4	10.04	0.05	177.4	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	169.8	10.04	0.05	169.8	0.57	0.41	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	162.3	10.04	0.05	162.3	0.61	0.45	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	154.7	10.04	0.05	154.7	0.66	0.49	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	147.2	10.04	0.05	147.2	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	139.6	10.04	0.05	139.6	0.80	0.60	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	132.1	10.04	0.05	132.1	0.88	0.67	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	289.3	0.52	0.05	289.3	0.32	0.24	Não seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	287.0	0.52	0.05	287.0	0.33	0.25	Não seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	284.8	0.53	0.05	284.8	0.33	0.25	Não seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	282.5	0.53	0.05	282.5	0.34	0.25	Não seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	280.2	0.54	0.05	280.2	0.34	0.26	Não seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	277.9	0.55	0.05	277.9	0.35	0.26	Não seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	275.6	0.55	0.05	275.6	0.35	0.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	273.3	0.56	0.05	273.3	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	271.1	0.56	0.05	271.1	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	268.8	0.57	0.05	268.8	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	266.5	0.58	0.05	266.5	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	264.2	0.58	0.05	264.2	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	215.1	10.04	0.05	215.1	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	213.0	10.04	0.05	213.0	0.55	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	211.0	10.04	0.05	211.0	0.56	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	208.9	10.04	0.05	208.9	0.57	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	206.8	10.04	0.05	206.8	0.58	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	204.7	10.04	0.05	204.7	0.59	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	202.6	10.04	0.05	202.6	0.60	0.45	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	200.5	10.04	0.05	200.5	0.61	0.46	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	198.4	10.04	0.05	198.4	0.62	0.47	Seletivo	Coordenado



Tabela D-2 – Resultados para F5 e F6 com proteções definidas via metodologia convencional e conexão da CGH

(conclusão)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	196.4	10.04	0.05	196.4	0.64	0.48	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	194.3	10.04	0.05	194.3	0.65	0.49	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	192.2	10.04	0.05	192.2	0.66	0.50	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	250.6	0.63	0.05	250.6	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	248.6	0.64	0.05	248.6	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	246.6	0.64	0.05	246.6	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	244.6	0.65	0.05	244.6	0.43	0.33	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	242.7	0.66	0.05	242.7	0.44	0.33	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	240.7	0.66	0.05	240.7	0.44	0.34	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	238.7	0.67	0.05	238.7	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	236.7	0.68	0.05	236.7	0.46	0.35	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	234.7	0.69	0.05	234.7	0.46	0.35	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	232.8	0.70	0.05	232.8	0.47	0.36	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	230.8	0.71	0.05	230.8	0.48	0.36	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	228.8	0.71	0.05	228.8	0.48	0.37	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	215.1	10.04	0.05	215.1	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	207.6	10.04	0.05	207.6	0.58	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	200.0	10.04	0.05	200.0	0.62	0.46	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	192.5	10.04	0.05	192.5	0.66	0.49	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	184.9	10.04	0.05	184.9	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	177.4	10.04	0.05	177.4	0.77	0.57	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	169.8	10.04	0.05	169.8	0.84	0.62	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	162.3	10.04	0.05	162.3	0.92	0.67	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	154.7	10.04	0.05	154.7	1.01	0.73	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	147.2	10.04	0.05	147.2	1.12	0.80	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	139.6	10.04	0.05	139.6	1.25	0.87	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	132.1	10.04	0.05	132.1	1.42	0.97	Seletivo	Coordenado





## APÊNDICE E – Resultados das filosofias coordenada e seletiva no sistema com proteções definidas via metodologia proposta.

## E.1 – Resultados para o cenário de operação sem conexão da CGH (OPSS).

Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS (continua)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	875.4	0.97	0.07	875.4	0.12	0.10	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	857.2	0.99	0.08	857.2	0.12	0.10	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	839.0	1.02	0.08	839.0	0.13	0.10	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	820.8	1.05	0.08	820.8	0.13	0.11	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	802.6	1.07	0.08	802.6	0.14	0.11	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	784.4	1.10	0.08	784.4	0.15	0.12	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	766.2	1.13	0.09	766.2	0.15	0.12	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	748.0	1.16	0.09	748.0	0.16	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	729.8	1.20	0.09	729.8	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	711.6	1.23	0.10	711.6	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	693.4	1.27	0.10	693.4	0.18	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 3f	675.2	1.31	0.11	675.2	0.19	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	572.3	1.61	0.15	572.3	0.27	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	559.5	1.65	0.16	559.5	0.28	0.22	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	546.7	1.70	0.17	546.7	0.29	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	533.9	1.75	0.18	533.9	0.30	0.24	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	521.1	1.81	0.19	521.1	0.32	0.25	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	508.3	12.00	0.20	508.3	0.34	0.26	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	495.5	12.00	0.20	495.5	0.35	0.27	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	482.7	12.00	0.20	482.7	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	469.9	12.00	0.21	469.9	0.39	0.30	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	457.1	12.00	0.21	457.1	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	444.2	12.00	0.22	444.2	0.44	0.33	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f	431.4	12.00	0.23	431.4	0.46	0.34	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	758.2	1.15	0.09	758.2	0.16	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	742.4	1.17	0.09	742.4	0.16	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	726.6	1.20	0.09	726.6	0.17	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	710.9	1.24	0.10	710.9	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	695.1	1.27	0.10	695.1	0.18	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	679.3	1.31	0.10	679.3	0.19	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	663.6	1.34	0.11	663.6	0.20	0.16	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	647.8	1.38	0.11	647.8	0.21	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	632.0	1.42	0.12	632.0	0.22	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	616.3	1.47	0.12	616.3	0.23	0.18	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	600.5	1.51	0.13	600.5	0.24	0.19	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 2f	584.8	1.56	0.14	584.8	0.26	0.20	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	572.3	1.61	0.15	572.3	0.27	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	538.2	1.74	0.17	538.2	0.30	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	504.0	12.00	0.20	504.0	0.34	0.26	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	469.8	12.00	0.21	469.8	0.39	0.30	Seletivo	Coordenado



Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	435.7	12.00	0.23	435.7	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	401.5	12.00	0.25	401.5	0.53	0.39	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	367.3	12.00	0.28	367.3	0.64	0.46	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	333.2	12.00	0.32	333.2	0.78	0.54	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	299.0	12.00	0.38	299.0	0.97	0.66	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	264.8	12.00	0.47	264.8	1.24	0.82	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	230.6	12.00	0.66	230.6	1.63	1.06	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	lcc 1f min	196.5	12.00	1.18	196.5	2.27	1.46	Seletivo	Descoordenado
F4	RL57684	lcc 3f	261.3	1.79	0.14	261.3	0.74	0.53	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	259.4	1.81	0.15	259.4	0.75	0.54	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	257.5	1.83	0.15	257.5	0.76	0.55	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	255.5	1.85	0.15	255.5	0.77	0.56	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	253.6	1.87	0.15	253.6	0.78	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	251.7	1.89	0.16	251.7	0.79	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	249.8	1.91	0.16	249.8	0.80	0.58	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	247.8	1.93	0.16	247.8	0.81	0.59	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	245.9	1.95	0.17	245.9	0.82	0.60	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	244.0	1.98	0.17	244.0	0.84	0.61	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	242.0	2.00	0.18	242.0	0.85	0.62	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 3f	240.1	2.03	0.19	240.1	0.86	0.63	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	161.1	11.00	0.22	161.1	1.95	1.34	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	159.8	11.00	0.22	159.8	1.98	1.36	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	158.6	11.00	0.23	158.6	2.02	1.37	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	157.4	11.00	0.23	157.4	2.05	1.39	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	156.2	11.00	0.24	156.2	2.09	1.41	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	154.9	11.00	0.24	154.9	2.13	1.44	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	153.7	11.00	0.24	153.7	2.17	1.46	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	152.5	11.00	0.25	152.5	2.21	1.48	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	151.3	11.00	0.25	151.3	2.25	1.50	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	150.1	11.00	0.26	150.1	2.30	1.52	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	148.8	11.00	0.26	148.8	2.34	1.55	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f	147.6	11.00	0.27	147.6	2.39	1.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	226.3	2.22	0.23	226.3	0.96	0.71	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	224.7	2.24	0.24	224.7	0.97	0.72	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	223.0	2.27	0.25	223.0	0.99	0.73	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	221.3	2.30	0.26	221.3	1.00	0.75	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	219.6	2.32	0.27	219.6	1.02	0.76	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	218.0	2.35	0.29	218.0	1.03	0.77	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	216.3	2.38	0.30	216.3	1.05	0.78	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	214.6	2.41	0.32	214.6	1.06	0.79	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	213.0	2.44	0.33	213.0	1.08	0.80	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	211.3	2.47	0.35	211.3	1.10	0.81	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	209.6	2.50	0.37	209.6	1.11	0.83	Seletivo	Coordenado



Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F4	RL57684	lcc 2f	207.9	2.54	0.39	207.9	1.13	0.84	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	161.1	11.00	0.22	161.1	1.95	1.34	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	156.3	11.00	0.24	156.3	2.09	1.41	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	151.5	11.00	0.25	151.5	2.25	1.50	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	146.7	11.00	0.28	146.7	2.43	1.59	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	141.9	11.00	0.30	141.9	2.63	1.70	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	137.2	11.00	0.34	137.2	2.87	1.81	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	132.4	11.00	0.38	132.4	3.15	1.95	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	127.6	11.00	0.44	127.6	3.47	2.11	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	122.8	11.00	0.51	122.8	3.85	2.29	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	118.0	11.00	0.64	118.0	4.30	2.50	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	113.2	11.00	0.83	113.2	4.84	2.75	Seletivo	Coordenado
F4	RL57684	lcc 1f min	108.5	11.00	1.27	108.5	5.51	3.06	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	436.2	0.91	0.06	436.2	0.16	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	431.1	0.92	0.06	431.1	0.17	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	426.1	0.94	0.06	426.1	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	421.0	0.95	0.06	421.0	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	416.0	0.96	0.06	416.0	0.18	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	410.9	0.98	0.06	410.9	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	405.8	0.99	0.07	405.8	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	400.8	1.01	0.07	400.8	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	395.7	1.03	0.07	395.7	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	390.7	1.04	0.07	390.7	0.20	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	385.6	1.06	0.07	385.6	0.20	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 3f	380.6	1.08	0.07	380.6	0.21	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	273.6	11.00	0.11	273.6	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	270.3	11.00	0.11	270.3	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	267.0	11.00	0.11	267.0	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	263.6	11.00	0.11	263.6	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	260.3	11.00	0.11	260.3	0.39	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	257.0	11.00	0.12	257.0	0.40	0.30	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	253.7	11.00	0.12	253.7	0.40	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	250.4	11.00	0.12	250.4	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	247.0	11.00	0.12	247.0	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	243.7	11.00	0.12	243.7	0.43	0.33	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	240.4	11.00	0.12	240.4	0.44	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f	237.1	11.00	0.13	237.1	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	377.8	1.09	0.07	377.8	0.21	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	373.4	1.10	0.07	373.4	0.21	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	369.0	1.12	0.07	369.0	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	364.6	1.14	0.08	364.6	0.22	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	360.2	1.16	0.08	360.2	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	355.9	1.18	0.08	355.9	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado



Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	351.5	1.19	0.08	351.5	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	347.1	1.21	0.08	347.1	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	342.7	1.23	0.08	342.7	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	338.3	1.25	0.08	338.3	0.25	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	334.0	1.28	0.09	334.0	0.26	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 2f	329.6	1.30	0.09	329.6	0.26	0.20	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	273.6	11.00	0.11	273.6	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	262.2	11.00	0.11	262.2	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	250.8	11.00	0.12	250.8	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	239.5	11.00	0.13	239.5	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	228.1	11.00	0.13	228.1	0.49	0.37	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	216.7	11.00	0.14	216.7	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	205.3	11.00	0.15	205.3	0.59	0.44	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	193.9	11.00	0.17	193.9	0.65	0.49	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	182.6	11.00	0.18	182.6	0.73	0.54	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	171.2	11.00	0.20	171.2	0.83	0.61	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	159.8	11.00	0.23	159.8	0.95	0.69	Seletivo	Coordenado
F3	RL57684	lcc 1f min	148.4	11.00	0.26	148.4	1.10	0.78	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	414.6	0.97	0.06	414.6	0.50	0.37	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	410.0	0.98	0.06	410.0	0.51	0.38	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	405.4	1.00	0.07	405.4	0.52	0.38	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	400.9	1.01	0.07	400.9	0.54	0.39	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	396.3	1.03	0.07	396.3	0.55	0.40	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	391.7	1.04	0.07	391.7	0.56	0.41	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	387.1	1.06	0.07	387.1	0.57	0.42	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	382.5	1.07	0.07	382.5	0.59	0.42	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	377.9	1.09	0.07	377.9	0.60	0.43	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	373.3	1.11	0.07	373.3	0.62	0.44	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	368.7	1.12	0.07	368.7	0.63	0.45	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 3f	364.1	1.14	0.08	364.1	0.65	0.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	259.5	11.00	0.11	259.5	1.29	0.85	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	256.5	11.00	0.12	256.5	1.32	0.87	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	253.5	11.00	0.12	253.5	1.35	0.89	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	250.5	11.00	0.12	250.5	1.38	0.91	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	247.5	11.00	0.12	247.5	1.42	0.93	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	244.5	11.00	0.12	244.5	1.45	0.95	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	241.5	11.00	0.12	241.5	1.49	0.97	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	238.5	11.00	0.12	238.5	1.52	1.00	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	235.5	11.00	0.13	235.5	1.56	1.02	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	232.5	11.00	0.13	232.5	1.60	1.04	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	229.5	11.00	0.13	229.5	1.65	1.07	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f	226.5	11.00	0.13	226.5	1.69	1.10	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	359.1	1.16	0.08	359.1	0.67	0.47	Seletivo	Coordenado



Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	355.1	1.18	0.08	355.1	0.68	0.48	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	351.1	1.20	0.08	351.1	0.70	0.49	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	347.1	1.21	0.08	347.1	0.72	0.50	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	343.2	1.23	0.08	343.2	0.73	0.51	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	339.2	1.25	0.08	339.2	0.75	0.52	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	335.2	1.27	0.08	335.2	0.77	0.53	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	331.2	1.29	0.09	331.2	0.79	0.55	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	327.2	1.31	0.09	327.2	0.81	0.56	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	323.3	1.33	0.09	323.3	0.83	0.57	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	319.3	1.36	0.09	319.3	0.85	0.58	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 2f	315.3	1.38	0.09	315.3	0.87	0.60	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	259.5	11.00	0.11	259.5	1.29	0.85	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	249.1	11.00	0.12	249.1	1.40	0.92	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	238.6	11.00	0.13	238.6	1.52	0.99	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	228.2	11.00	0.13	228.2	1.67	1.08	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	217.7	11.00	0.14	217.7	1.83	1.19	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	207.3	11.00	0.15	207.3	2.03	1.31	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	196.8	11.00	0.16	196.8	2.26	1.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	186.4	11.00	0.18	186.4	2.55	1.63	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	175.9	11.00	0.19	175.9	2.92	1.85	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	165.5	11.00	0.22	165.5	3.39	2.12	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	155.1	11.00	0.24	155.1	4.01	2.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL57684	lcc 1f min	144.6	11.00	0.28	144.6	4.88	2.90	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	219.0	0.79	0.03	219.0	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	217.6	0.80	0.03	217.6	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	216.3	0.81	0.03	216.3	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	214.9	0.82	0.03	214.9	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	213.5	0.82	0.03	213.5	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	212.2	0.83	0.03	212.2	0.39	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	210.8	0.84	0.03	210.8	0.39	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	209.4	0.85	0.03	209.4	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	208.0	0.86	0.03	208.0	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	206.7	0.87	0.03	206.7	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	205.3	0.87	0.03	205.3	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	203.9	0.88	0.03	203.9	0.42	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	134.4	1.84	0.04	134.4	0.85	0.64	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	133.6	1.86	0.04	133.6	0.86	0.65	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	132.7	1.89	0.04	132.7	0.88	0.66	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	131.9	1.91	0.04	131.9	0.89	0.67	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	131.0	1.94	0.04	131.0	0.90	0.68	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	130.1	1.97	0.05	130.1	0.91	0.69	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	129.3	2.00	0.05	129.3	0.92	0.70	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	128.4	2.03	0.05	128.4	0.93	0.70	Seletivo	Coordenado





Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	127.5	2.06	0.05	127.5	0.95	0.71	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	126.7	2.09	0.05	126.7	0.96	0.72	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	125.8	2.13	0.05	125.8	0.97	0.73	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	125.0	2.16	0.05	125.0	0.99	0.74	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	189.7	0.99	0.03	189.7	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	188.5	1.00	0.03	188.5	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	187.3	1.01	0.03	187.3	0.49	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	186.1	1.02	0.03	186.1	0.49	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	184.9	1.03	0.03	184.9	0.50	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	183.7	1.04	0.03	183.7	0.50	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	182.5	1.05	0.03	182.5	0.51	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	181.4	1.06	0.03	181.4	0.51	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	180.2	1.07	0.03	180.2	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	179.0	1.09	0.03	179.0	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	177.8	1.10	0.03	177.8	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	176.6	1.11	0.03	176.6	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	134.4	1.84	0.04	134.4	0.85	0.64	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	131.0	1.95	0.05	131.0	0.90	0.68	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	127.5	2.08	0.05	127.5	0.95	0.71	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	124.1	2.22	0.05	124.1	1.00	0.75	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	120.6	2.38	0.05	120.6	1.06	0.80	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	117.1	2.56	0.06	117.1	1.13	0.84	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	113.7	2.78	0.06	113.7	1.20	0.90	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	110.2	3.02	0.06	110.2	1.28	0.95	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	106.7	3.30	0.07	106.7	1.38	1.02	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	103.3	10.00	0.07	103.3	1.48	1.09	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	99.8	10.00	0.07	99.8	1.60	1.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	96.4	10.00	0.08	96.4	1.74	1.26	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	219.0	0.79	0.03	219.0	0.52	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	217.6	0.80	0.03	217.6	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	216.3	0.81	0.03	216.3	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	214.9	0.82	0.03	214.9	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	213.5	0.82	0.03	213.5	0.55	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	212.2	0.83	0.03	212.2	0.55	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	210.8	0.84	0.03	210.8	0.56	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	209.4	0.85	0.03	209.4	0.57	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	208.0	0.86	0.03	208.0	0.57	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	206.7	0.87	0.03	206.7	0.58	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	205.3	0.87	0.03	205.3	0.59	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	203.9	0.88	0.03	203.9	0.59	0.45	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	134.4	1.84	0.04	134.4	1.36	0.94	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	133.6	1.86	0.04	133.6	1.38	0.95	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	132.7	1.89	0.04	132.7	1.40	0.96	Seletivo	Coordenado



Tabela E-1 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPSS (conclusão)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	131.9	1.91	0.04	131.9	1.42	0.97	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	131.0	1.94	0.04	131.0	1.44	0.98	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	130.1	1.97	0.05	130.1	1.46	0.99	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	129.3	2.00	0.05	129.3	1.49	1.00	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	128.4	2.03	0.05	128.4	1.51	1.02	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	127.5	2.06	0.05	127.5	1.53	1.03	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	126.7	2.09	0.05	126.7	1.56	1.04	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	125.8	2.13	0.05	125.8	1.58	1.05	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	125.0	2.16	0.05	125.0	1.61	1.07	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	189.7	0.99	0.03	189.7	0.68	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	188.5	1.00	0.03	188.5	0.69	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	187.3	1.01	0.03	187.3	0.70	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	186.1	1.02	0.03	186.1	0.70	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	184.9	1.03	0.03	184.9	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	183.7	1.04	0.03	183.7	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	182.5	1.05	0.03	182.5	0.73	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	181.4	1.06	0.03	181.4	0.74	0.55	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	180.2	1.07	0.03	180.2	0.75	0.56	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	179.0	1.09	0.03	179.0	0.76	0.56	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	177.8	1.10	0.03	177.8	0.77	0.57	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	176.6	1.11	0.03	176.6	0.78	0.58	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	134.4	1.84	0.04	134.4	1.36	0.94	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	131.0	1.95	0.05	131.0	1.44	0.98	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	127.5	2.08	0.05	127.5	1.53	1.03	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	124.1	2.22	0.05	124.1	1.63	1.08	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	120.6	2.38	0.05	120.6	1.74	1.14	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	117.1	2.56	0.06	117.1	1.87	1.20	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	113.7	2.78	0.06	113.7	2.01	1.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	110.2	3.02	0.06	110.2	2.16	1.34	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	106.7	3.30	0.07	106.7	2.34	1.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	103.3	10.00	0.07	103.3	2.54	1.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	99.8	10.00	0.07	99.8	2.77	1.62	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	96.4	10.00	0.08	96.4	3.03	1.76	Seletivo	Coordenado

E.2 – Resultados para o cenário de operação sem conexão da SED, CGH operando em ilhamento (OPGD).

Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD (continua)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	262.1	1.50	0.02	262.1	1.26	0.83	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	260.6	1.52	0.02	260.6	1.28	0.84	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	259.0	1.54	0.02	259.0	1.29	0.85	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	257.5	1.56	0.02	257.5	1.31	0.86	Seletivo	Coordenado



Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	255.9	1.58	0.02	255.9	1.32	0.87	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	254.4	1.61	0.02	254.4	1.34	0.88	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	252.8	1.63	0.02	252.8	1.36	0.89	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	251.3	1.65	0.02	251.3	1.37	0.90	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	249.7	1.68	0.02	249.7	1.39	0.91	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	248.2	1.70	0.02	248.2	1.41	0.92	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	246.6	1.72	0.02	246.6	1.43	0.93	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 3f	245.1	1.75	0.02	245.1	1.44	0.94	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	252.3	5.00	0.02	252.3	1.36	0.89	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	249.8	5.00	0.02	249.8	1.39	0.91	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	247.3	5.00	0.02	247.3	1.42	0.93	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	244.8	5.00	0.02	244.8	1.45	0.95	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	242.3	5.00	0.02	242.3	1.48	0.97	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	239.8	5.00	0.02	239.8	1.51	0.98	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	237.3	5.00	0.02	237.3	1.54	1.00	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	234.8	5.00	0.02	234.8	1.57	1.03	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	232.3	5.00	0.02	232.3	1.61	1.05	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	229.8	5.00	0.02	229.8	1.64	1.07	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	227.3	5.00	0.02	227.3	1.68	1.09	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f	224.8	5.00	0.02	224.8	1.72	1.12	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	227.0	2.11	0.02	227.0	1.68	1.09	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	225.7	2.14	0.02	225.7	1.70	1.11	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	224.3	2.18	0.02	224.3	1.72	1.12	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	223.0	2.21	0.02	223.0	1.75	1.13	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	221.6	2.25	0.02	221.6	1.77	1.15	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	220.3	2.29	0.02	220.3	1.79	1.16	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	219.0	2.32	0.02	219.0	1.81	1.17	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	217.6	2.36	0.02	217.6	1.83	1.19	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	216.3	2.40	0.02	216.3	1.86	1.20	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	214.9	2.44	0.02	214.9	1.88	1.22	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	213.6	2.48	0.02	213.6	1.91	1.23	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 2f	212.3	2.52	0.02	212.3	1.93	1.25	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	252.3	5.00	0.02	252.3	1.36	0.89	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	243.7	5.00	0.02	243.7	1.46	0.96	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	235.1	5.00	0.02	235.1	1.57	1.02	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	226.5	5.00	0.02	226.5	1.69	1.10	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	217.8	5.00	0.02	217.8	1.83	1.19	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	209.2	5.00	0.02	209.2	1.99	1.29	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	200.6	5.00	0.02	200.6	2.17	1.40	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	192.0	5.00	0.02	192.0	2.39	1.53	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	183.4	5.00	0.02	183.4	2.65	1.69	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	174.7	5.00	0.02	174.7	2.97	1.88	Seletivo	Coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	166.1	5.00	0.02	166.1	3.35	2.10	Seletivo	Coordenado





Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F2	RL57684	lcc 1f min	157.5	5.00	0.02	157.5	3.85	2.37	Seletivo	Coordenado
F4	RL312057	lcc 3f	258.9	8.69	0.06	258.9	0.75	0.54	Seletivo	Coordenado
F4	RL312058	lcc 3f	257.3	8.76	0.06	257.3	0.76	0.55	Seletivo	Coordenado
F4	RL312059	lcc 3f	255.7	8.84	0.06	255.7	0.77	0.56	Seletivo	Coordenado
F4	RL312060	lcc 3f	254.1	8.91	0.06	254.1	0.78	0.56	Seletivo	Coordenado
F4	RL312061	lcc 3f	252.6	8.99	0.06	252.6	0.79	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	RL312062	lcc 3f	251.0	9.06	0.06	251.0	0.79	0.58	Seletivo	Coordenado
F4	RL312063	lcc 3f	249.4	9.14	0.06	249.4	0.80	0.59	Seletivo	Coordenado
F4	RL312064	lcc 3f	247.8	9.22	0.06	247.8	0.81	0.59	Seletivo	Coordenado
F4	RL312065	lcc 3f	246.2	9.30	0.06	246.2	0.82	0.60	Seletivo	Coordenado
F4	RL312066	lcc 3f	244.6	9.38	0.06	244.6	0.83	0.61	Seletivo	Coordenado
F4	RL312067	lcc 3f	243.0	9.46	0.06	243.0	0.84	0.62	Seletivo	Coordenado
F4	RL312068	lcc 3f	241.4	9.54	0.07	241.4	0.85	0.63	Seletivo	Coordenado
F4	RL312069	lcc 1f	243.8	9.41	0.06	243.8	0.84	0.61	Seletivo	Coordenado
F4	RL312070	lcc 1f	241.4	9.54	0.07	241.4	0.85	0.63	Seletivo	Coordenado
F4	RL312071	lcc 1f	238.9	9.68	0.07	238.9	0.87	0.64	Seletivo	Coordenado
F4	RL312072	lcc 1f	236.4	9.82	0.07	236.4	0.89	0.65	Seletivo	Coordenado
F4	RL312073	lcc 1f	233.9	9.97	0.07	233.9	0.90	0.67	Seletivo	Coordenado
F4	RL312074	lcc 1f	231.4	10.12	0.07	231.4	0.92	0.68	Seletivo	Coordenado
F4	RL312075	lcc 1f	228.9	10.27	0.07	228.9	0.94	0.70	Seletivo	Coordenado
F4	RL312076	lcc 1f	226.5	10.42	0.07	226.5	0.96	0.71	Seletivo	Coordenado
F4	RL312077	lcc 1f	224.0	10.58	0.07	224.0	0.98	0.73	Seletivo	Coordenado
F4	RL312078	lcc 1f	221.5	10.74	0.07	221.5	1.00	0.74	Seletivo	Coordenado
F4	RL312079	lcc 1f	219.0	10.91	0.08	219.0	1.02	0.76	Seletivo	Coordenado
F4	RL312080	lcc 1f	216.5	11.08	0.08	216.5	1.05	0.78	Seletivo	Coordenado
F4	RL312081	lcc 2f	224.2	10.56	0.07	224.2	0.98	0.73	Seletivo	Coordenado
F4	RL312082	lcc 2f	222.9	10.65	0.07	222.9	0.99	0.73	Seletivo	Coordenado
F4	RL312083	lcc 2f	221.5	10.74	0.07	221.5	1.00	0.74	Seletivo	Coordenado
F4	RL312084	lcc 2f	220.1	10.84	0.07	220.1	1.01	0.75	Seletivo	Coordenado
F4	RL312085	lcc 2f	218.7	10.93	0.08	218.7	1.03	0.76	Seletivo	Coordenado
F4	RL312086	lcc 2f	217.3	11.03	0.08	217.3	1.04	0.77	Seletivo	Coordenado
F4	RL312087	lcc 2f	216.0	11.13	0.08	216.0	1.05	0.78	Seletivo	Coordenado
F4	RL312088	lcc 2f	214.6	11.23	0.08	214.6	1.06	0.79	Seletivo	Coordenado
F4	RL312089	lcc 2f	213.2	11.34	0.08	213.2	1.08	0.80	Seletivo	Coordenado
F4	RL312090	lcc 2f	211.8	11.44	0.08	211.8	1.09	0.81	Seletivo	Coordenado
F4	RL312091	lcc 2f	210.4	11.55	0.08	210.4	1.11	0.82	Seletivo	Coordenado
F4	RL312092	lcc 2f	209.0	11.66	0.08	209.0	1.12	0.83	Seletivo	Coordenado
F4	RL312093	lcc 1f min	243.8	9.41	0.06	243.8	0.84	0.61	Seletivo	Coordenado
F4	RL312094	lcc 1f min	235.2	9.97	0.07	235.2	0.89	0.66	Seletivo	Coordenado
F4	RL312095	lcc 1f min	226.6	10.58	0.07	226.6	0.96	0.71	Seletivo	Coordenado
F4	RL312096	lcc 1f min	218.0	11.26	0.08	218.0	1.03	0.77	Seletivo	Coordenado
F4	RL312097	lcc 1f min	209.4	12.01	0.08	209.4	1.12	0.83	Seletivo	Coordenado
F4	RL312098	lcc 1f min	200.8	12.84	0.09	200.8	1.21	0.90	Seletivo	Coordenado



Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F4	RL312099	lcc 1f min	192.1	13.77	0.10	192.1	1.33	0.97	Seletivo	Coordenado
F4	RL312100	lcc 1f min	183.5	14.78	0.11	183.5	1.46	1.06	Seletivo	Coordenado
F4	RL312101	lcc 1f min	174.9	15.91	0.12	174.9	1.62	1.15	Seletivo	Coordenado
F4	RL312102	lcc 1f min	166.3	17.12	0.14	166.3	1.81	1.26	Seletivo	Coordenado
F4	RL312103	lcc 1f min	157.7	18.44	0.16	157.7	2.04	1.39	Seletivo	Coordenado
F4	RL312104	lcc 1f min	149.1	19.82	0.19	149.1	2.34	1.54	Seletivo	Coordenado
F3	RL312105	lcc 3f	356.1	5.81	0.04	356.1	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL312106	lcc 3f	353.7	5.86	0.04	353.7	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	RL312107	lcc 3f	351.2	5.91	0.04	351.2	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL312108	lcc 3f	348.8	5.96	0.04	348.8	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL312109	lcc 3f	346.4	6.01	0.04	346.4	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL312110	lcc 3f	344.0	6.06	0.04	344.0	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL312111	lcc 3f	341.5	6.12	0.05	341.5	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL312112	lcc 3f	339.1	6.17	0.05	339.1	0.25	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL312113	lcc 3f	336.7	6.22	0.05	336.7	0.25	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL312114	lcc 3f	334.2	6.28	0.05	334.2	0.26	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL312115	lcc 3f	331.8	6.33	0.05	331.8	0.26	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	RL312116	lcc 3f	329.4	6.39	0.05	329.4	0.26	0.20	Seletivo	Coordenado
F3	RL312117	lcc 1f	451.7	4.38	0.04	451.7	0.16	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL312118	lcc 1f	445.4	4.45	0.04	445.4	0.16	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL312119	lcc 1f	439.0	4.54	0.04	439.0	0.16	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL312120	lcc 1f	432.6	4.62	0.04	432.6	0.17	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL312121	lcc 1f	426.2	4.70	0.04	426.2	0.17	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL312122	lcc 1f	419.8	4.79	0.04	419.8	0.18	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL312123	lcc 1f	413.4	4.88	0.04	413.4	0.18	0.13	Seletivo	Coordenado
F3	RL312124	lcc 1f	407.0	4.97	0.04	407.0	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL312125	lcc 1f	400.6	5.06	0.04	400.6	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL312126	lcc 1f	394.2	5.15	0.04	394.2	0.19	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL312127	lcc 1f	387.9	5.25	0.04	387.9	0.20	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL312128	lcc 1f	381.5	5.34	0.04	381.5	0.21	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL312129	lcc 2f	308.4	6.94	0.05	308.4	0.29	0.22	Seletivo	Coordenado
F3	RL312130	lcc 2f	306.3	7.00	0.05	306.3	0.30	0.22	Seletivo	Coordenado
F3	RL312131	lcc 2f	304.2	7.06	0.05	304.2	0.30	0.22	Seletivo	Coordenado
F3	RL312132	lcc 2f	302.1	7.12	0.05	302.1	0.30	0.23	Seletivo	Coordenado
F3	RL312133	lcc 2f	300.0	7.19	0.05	300.0	0.31	0.23	Seletivo	Coordenado
F3	RL312134	lcc 2f	297.9	7.25	0.05	297.9	0.31	0.23	Seletivo	Coordenado
F3	RL312135	lcc 2f	295.8	7.32	0.05	295.8	0.31	0.24	Seletivo	Coordenado
F3	RL312136	lcc 2f	293.7	7.39	0.05	293.7	0.32	0.24	Seletivo	Coordenado
F3	RL312137	lcc 2f	291.6	7.45	0.05	291.6	0.32	0.24	Seletivo	Coordenado
F3	RL312138	lcc 2f	289.5	7.52	0.05	289.5	0.32	0.24	Seletivo	Coordenado
F3	RL312139	lcc 2f	287.3	7.59	0.05	287.3	0.33	0.25	Seletivo	Coordenado
F3	RL312140	lcc 2f	285.2	7.66	0.05	285.2	0.33	0.25	Seletivo	Coordenado
F3	RL312141	lcc 1f min	451.7	4.38	0.04	451.7	0.16	0.12	Seletivo	Coordenado



Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F3	RL312142	lcc 1f min	430.8	4.72	0.04	430.8	0.17	0.12	Seletivo	Coordenado
F3	RL312143	lcc 1f min	409.9	5.12	0.04	409.9	0.18	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	RL312144	lcc 1f min	389.0	5.57	0.04	389.0	0.20	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	RL312145	lcc 1f min	368.1	6.09	0.04	368.1	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	RL312146	lcc 1f min	347.2	6.68	0.05	347.2	0.24	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	RL312147	lcc 1f min	326.3	7.34	0.05	326.3	0.27	0.20	Seletivo	Coordenado
F3	RL312148	lcc 1f min	305.4	8.07	0.06	305.4	0.30	0.22	Seletivo	Coordenado
F3	RL312149	lcc 1f min	284.5	8.84	0.06	284.5	0.33	0.25	Seletivo	Coordenado
F3	RL312150	lcc 1f min	263.6	9.60	0.07	263.6	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F3	RL312151	lcc 1f min	242.7	10.27	0.07	242.7	0.44	0.33	Seletivo	Coordenado
F3	RL312152	lcc 1f min	221.8	10.72	0.07	221.8	0.51	0.39	Seletivo	Coordenado
F1	RL312153	lcc 3f	365.9	5.62	0.04	365.9	0.64	0.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL312154	lcc 3f	363.4	5.67	0.04	363.4	0.65	0.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL312155	lcc 3f	360.9	5.72	0.04	360.9	0.66	0.47	Seletivo	Coordenado
F1	RL312156	lcc 3f	358.3	5.77	0.04	358.3	0.67	0.48	Seletivo	Coordenado
F1	RL312157	lcc 3f	355.8	5.82	0.04	355.8	0.68	0.48	Seletivo	Coordenado
F1	RL312158	lcc 3f	353.3	5.87	0.04	353.3	0.69	0.49	Seletivo	Coordenado
F1	RL312159	lcc 3f	350.8	5.92	0.04	350.8	0.70	0.49	Seletivo	Coordenado
F1	RL312160	lcc 3f	348.3	5.97	0.04	348.3	0.71	0.50	Seletivo	Coordenado
F1	RL312161	lcc 3f	345.8	6.02	0.04	345.8	0.72	0.51	Seletivo	Coordenado
F1	RL312162	lcc 3f	343.3	6.08	0.04	343.3	0.73	0.51	Seletivo	Coordenado
F1	RL312163	lcc 3f	340.7	6.13	0.05	340.7	0.74	0.52	Seletivo	Coordenado
F1	RL312164	lcc 3f	338.2	6.18	0.05	338.2	0.75	0.53	Seletivo	Coordenado
F1	RL312165	lcc 1f	479.1	4.09	0.03	479.1	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F1	RL312166	lcc 1f	472.1	4.16	0.04	472.1	0.39	0.29	Seletivo	Coordenado
F1	RL312167	lcc 1f	465.2	4.24	0.04	465.2	0.40	0.30	Seletivo	Coordenado
F1	RL312168	lcc 1f	458.3	4.32	0.04	458.3	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F1	RL312169	lcc 1f	451.4	4.40	0.04	451.4	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F1	RL312170	lcc 1f	444.4	4.48	0.04	444.4	0.44	0.33	Seletivo	Coordenado
F1	RL312171	lcc 1f	437.5	4.57	0.04	437.5	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F1	RL312172	lcc 1f	430.6	4.65	0.04	430.6	0.46	0.34	Seletivo	Coordenado
F1	RL312173	lcc 1f	423.7	4.74	0.04	423.7	0.48	0.35	Seletivo	Coordenado
F1	RL312174	lcc 1f	416.7	4.83	0.04	416.7	0.50	0.37	Seletivo	Coordenado
F1	RL312175	lcc 1f	409.8	4.92	0.04	409.8	0.51	0.38	Seletivo	Coordenado
F1	RL312176	lcc 1f	402.9	5.01	0.04	402.9	0.53	0.39	Seletivo	Coordenado
F1	RL312177	lcc 2f	316.9	6.70	0.05	316.9	0.86	0.59	Seletivo	Coordenado
F1	RL312178	lcc 2f	314.7	6.77	0.05	314.7	0.87	0.60	Seletivo	Coordenado
F1	RL312179	lcc 2f	312.5	6.83	0.05	312.5	0.88	0.61	Seletivo	Coordenado
F1	RL312180	lcc 2f	310.3	6.89	0.05	310.3	0.90	0.61	Seletivo	Coordenado
F1	RL312181	lcc 2f	308.2	6.95	0.05	308.2	0.91	0.62	Seletivo	Coordenado
F1	RL312182	lcc 2f	306.0	7.01	0.05	306.0	0.92	0.63	Seletivo	Coordenado
F1	RL312183	lcc 2f	303.8	7.08	0.05	303.8	0.94	0.64	Seletivo	Coordenado
F1	RL312184	lcc 2f	301.6	7.14	0.05	301.6	0.95	0.65	Seletivo	Coordenado



Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F1	RL312185	lcc 2f	299.4	7.20	0.05	299.4	0.96	0.65	Seletivo	Coordenado
F1	RL312186	lcc 2f	297.3	7.27	0.05	297.3	0.98	0.66	Seletivo	Coordenado
F1	RL312187	lcc 2f	295.1	7.34	0.05	295.1	0.99	0.67	Seletivo	Coordenado
F1	RL312188	lcc 2f	292.9	7.40	0.05	292.9	1.01	0.68	Seletivo	Coordenado
F1	RL312189	lcc 1f min	479.1	4.09	0.03	479.1	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F1	RL312190	lcc 1f min	456.3	4.42	0.04	456.3	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F1	RL312191	lcc 1f min	433.6	4.81	0.04	433.6	0.46	0.34	Seletivo	Coordenado
F1	RL312192	lcc 1f min	410.9	5.25	0.04	410.9	0.51	0.37	Seletivo	Coordenado
F1	RL312193	lcc 1f min	388.2	5.76	0.04	388.2	0.57	0.41	Seletivo	Coordenado
F1	RL312194	lcc 1f min	365.4	6.34	0.05	365.4	0.65	0.46	Seletivo	Coordenado
F1	RL312195	lcc 1f min	342.7	7.00	0.05	342.7	0.73	0.51	Seletivo	Coordenado
F1	RL312196	lcc 1f min	320.0	7.73	0.05	320.0	0.84	0.58	Seletivo	Coordenado
F1	RL312197	lcc 1f min	297.3	8.49	0.06	297.3	0.98	0.66	Seletivo	Coordenado
F1	RL312198	lcc 1f min	274.5	9.24	0.06	274.5	1.15	0.77	Seletivo	Coordenado
F1	RL312199	lcc 1f min	251.8	9.86	0.07	251.8	1.37	0.90	Seletivo	Coordenado
F1	RL312200	lcc 1f min	229.1	10.25	0.07	229.1	1.65	1.08	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	219.0	0.79	0.03	219.0	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	217.8	0.80	0.03	217.8	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	216.6	0.81	0.03	216.6	0.37	0.26	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	215.4	0.81	0.03	215.4	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	214.2	0.82	0.03	214.2	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	213.0	0.83	0.03	213.0	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	211.9	0.83	0.03	211.9	0.39	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	210.7	0.84	0.03	210.7	0.39	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	209.5	0.85	0.03	209.5	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	208.3	0.86	0.03	208.3	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	207.1	0.86	0.03	207.1	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	205.9	0.87	0.03	205.9	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	187.9	1.00	0.03	187.9	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	186.4	1.02	0.03	186.4	0.49	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	184.9	1.03	0.03	184.9	0.50	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	183.3	1.04	0.03	183.3	0.50	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	181.8	1.06	0.03	181.8	0.51	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	180.3	1.07	0.03	180.3	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	178.7	1.09	0.03	178.7	0.52	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	177.2	1.10	0.03	177.2	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	175.7	1.12	0.03	175.7	0.54	0.39	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	174.1	1.14	0.03	174.1	0.54	0.39	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	172.6	1.15	0.03	172.6	0.55	0.40	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	171.1	1.17	0.03	171.1	0.56	0.41	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	189.7	0.99	0.03	189.7	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	188.6	1.00	0.03	188.6	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	187.6	1.01	0.03	187.6	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado



Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	186.6	1.02	0.03	186.6	0.49	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	185.5	1.02	0.03	185.5	0.49	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	184.5	1.03	0.03	184.5	0.50	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	183.5	1.04	0.03	183.5	0.50	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	182.4	1.05	0.03	182.4	0.51	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	181.4	1.06	0.03	181.4	0.51	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	180.4	1.07	0.03	180.4	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	179.3	1.08	0.03	179.3	0.52	0.37	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	178.3	1.09	0.03	178.3	0.52	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	187.9	1.00	0.03	187.9	0.48	0.34	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	182.4	1.06	0.03	182.4	0.51	0.36	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	176.8	1.12	0.03	176.8	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	171.2	1.20	0.03	171.2	0.56	0.41	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	165.6	1.27	0.03	165.6	0.59	0.43	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	160.1	1.36	0.04	160.1	0.62	0.46	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	154.5	1.45	0.04	154.5	0.66	0.49	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	148.9	1.56	0.04	148.9	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	143.3	1.67	0.04	143.3	0.76	0.57	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	137.7	1.80	0.04	137.7	0.82	0.61	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	132.2	1.94	0.04	132.2	0.88	0.67	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	126.6	2.10	0.05	126.6	0.96	0.72	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	219.0	0.79	0.03	219.0	0.52	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	217.8	0.80	0.03	217.8	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	216.6	0.81	0.03	216.6	0.53	0.40	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	215.4	0.81	0.03	215.4	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	214.2	0.82	0.03	214.2	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	213.0	0.83	0.03	213.0	0.55	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	211.9	0.83	0.03	211.9	0.55	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	210.7	0.84	0.03	210.7	0.56	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	209.5	0.85	0.03	209.5	0.57	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	208.3	0.86	0.03	208.3	0.57	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	207.1	0.86	0.03	207.1	0.58	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	205.9	0.87	0.03	205.9	0.58	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	187.9	1.00	0.03	187.9	0.69	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	186.4	1.02	0.03	186.4	0.70	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	184.9	1.03	0.03	184.9	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	183.3	1.04	0.03	183.3	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	181.8	1.06	0.03	181.8	0.74	0.55	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	180.3	1.07	0.03	180.3	0.75	0.56	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	178.7	1.09	0.03	178.7	0.76	0.56	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	177.2	1.10	0.03	177.2	0.77	0.57	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	175.7	1.12	0.03	175.7	0.79	0.58	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	174.1	1.14	0.03	174.1	0.80	0.59	Seletivo	Coordenado





Tabela E-2 – Resultados para o sistema com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGD

(conclusão)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	172.6	1.15	0.03	172.6	0.81	0.60	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	171.1	1.17	0.03	171.1	0.83	0.61	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	189.7	0.99	0.03	189.7	0.68	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	188.6	1.00	0.03	188.6	0.69	0.51	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	187.6	1.01	0.03	187.6	0.69	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	186.6	1.02	0.03	186.6	0.70	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	185.5	1.02	0.03	185.5	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	184.5	1.03	0.03	184.5	0.72	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	183.5	1.04	0.03	183.5	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	182.4	1.05	0.03	182.4	0.73	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	181.4	1.06	0.03	181.4	0.74	0.55	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	180.4	1.07	0.03	180.4	0.75	0.55	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	179.3	1.08	0.03	179.3	0.75	0.56	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	178.3	1.09	0.03	178.3	0.76	0.57	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	187.9	1.00	0.03	187.9	0.69	0.52	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	182.4	1.06	0.03	182.4	0.73	0.54	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	176.8	1.12	0.03	176.8	0.78	0.57	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	171.2	1.20	0.03	171.2	0.83	0.61	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	165.6	1.27	0.03	165.6	0.88	0.64	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	160.1	1.36	0.04	160.1	0.94	0.69	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	154.5	1.45	0.04	154.5	1.01	0.73	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	148.9	1.56	0.04	148.9	1.09	0.78	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	143.3	1.67	0.04	143.3	1.19	0.83	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	137.7	1.80	0.04	137.7	1.29	0.90	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	132.2	1.94	0.04	132.2	1.41	0.96	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	126.6	2.10	0.05	126.6	1.56	1.04	Seletivo	Coordenado

## E.3 – Resultados para o cenário de operação onde há contribuição da GD e SED para um curto-circuito (OPGS)

Tabela E-3 – Resultados para os fusíveis F1 a F4 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continua)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1111.8	0.02	0.06	875.4	0.07	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1084.6	0.02	0.07	857.2	0.08	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1057.3	0.02	0.07	839.0	0.08	0.10	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1030.1	0.02	0.07	820.8	0.08	0.11	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	1002.9	0.02	0.08	802.6	0.08	0.11	Seletivo	Descoordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	975.7	0.02	0.08	784.4	0.08	0.12	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	948.5	0.02	0.08	766.2	0.09	0.12	Seletivo	Coordenado



Tabela E-3 – Resultados para os fusíveis F1 a F4 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	921.3	0.02	0.09	748.0	0.09	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	894.1	0.02	0.09	729.8	0.09	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	866.9	0.02	0.10	711.6	0.10	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	839.7	0.02	0.10	693.4	0.10	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 3f	812.5	0.03	0.11	675.2	0.11	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	836.1	0.01	0.11	572.3	0.15	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	811.8	0.01	0.11	559.5	0.16	0.22	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	787.6	0.02	0.12	546.7	0.17	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	763.3	0.02	0.12	533.9	0.18	0.24	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	739.0	0.02	0.13	521.1	0.19	0.25	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	714.8	0.02	0.14	508.3	0.20	0.26	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	690.5	0.02	0.15	495.5	0.20	0.27	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	666.2	0.02	0.16	482.7	0.20	0.28	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	642.0	0.02	0.17	469.9	0.21	0.30	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	617.7	0.02	0.18	457.1	0.21	0.31	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	593.4	0.02	0.19	444.2	0.22	0.33	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f	569.2	0.02	0.21	431.4	0.23	0.34	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	962.8	0.02	0.08	758.2	0.09	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	939.2	0.02	0.09	742.4	0.09	0.13	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	915.7	0.02	0.09	726.6	0.09	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	892.1	0.02	0.09	710.9	0.10	0.14	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	868.6	0.02	0.10	695.1	0.10	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	845.0	0.02	0.10	679.3	0.10	0.15	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	821.4	0.03	0.11	663.6	0.11	0.16	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	797.9	0.03	0.11	647.8	0.11	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	774.3	0.03	0.12	632.0	0.12	0.17	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	750.7	0.03	0.13	616.3	0.12	0.18	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	727.2	0.03	0.14	600.5	0.13	0.19	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 2f	703.6	0.03	0.14	584.8	0.14	0.20	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	836.1	0.01	0.11	572.3	0.15	0.21	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	780.2	0.02	0.12	538.2	0.17	0.23	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	724.3	0.02	0.14	504.0	0.20	0.26	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	668.4	0.02	0.16	469.8	0.21	0.30	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	612.5	0.02	0.18	435.7	0.23	0.34	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	556.6	0.02	0.22	401.5	0.25	0.39	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	500.7	0.02	0.26	367.3	0.28	0.46	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	444.8	0.02	0.33	333.2	0.32	0.54	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	388.9	0.02	0.41	299.0	0.38	0.66	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	333.0	0.02	0.54	264.8	0.47	0.82	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	277.1	0.02	0.75	230.6	0.66	1.06	Seletivo	Coordenado
F2	DJFAU08	RL57684	lcc 1f min	221.2	0.02	1.15	196.5	1.18	1.46	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	368.4	0.11	0.27	261.3	0.14	0.53	Seletivo	Coordenado



Tabela E-3 – Resultados para os fusíveis F1 a F4 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F4	57684	312057	lcc 3f	364.8	0.11	0.28	259.4	0.15	0.54	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	361.2	0.11	0.28	257.5	0.15	0.55	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	357.6	0.11	0.29	255.5	0.15	0.56	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	354.0	0.11	0.29	253.6	0.15	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	350.3	0.12	0.30	251.7	0.16	0.57	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	346.7	0.12	0.30	249.8	0.16	0.58	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	343.1	0.12	0.31	247.8	0.16	0.59	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	339.5	0.13	0.32	245.9	0.17	0.60	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	335.9	0.13	0.32	244.0	0.17	0.61	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	332.3	0.14	0.33	242.0	0.18	0.62	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 3f	328.7	0.14	0.34	240.1	0.19	0.63	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	293.1	0.08	0.42	161.1	0.22	1.34	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	289.3	0.08	0.43	159.8	0.22	1.36	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	285.6	0.08	0.44	158.6	0.23	1.37	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	281.9	0.08	0.46	157.4	0.23	1.39	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	278.1	0.09	0.47	156.2	0.24	1.41	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	274.4	0.09	0.48	154.9	0.24	1.44	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	270.7	0.09	0.50	153.7	0.24	1.46	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	266.9	0.09	0.51	152.5	0.25	1.48	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	263.2	0.09	0.52	151.3	0.25	1.50	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	259.4	0.09	0.54	150.1	0.26	1.52	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	255.7	0.10	0.56	148.8	0.26	1.55	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f	252.0	0.10	0.57	147.6	0.27	1.57	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	319.0	0.15	0.36	226.3	0.23	0.71	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	315.9	0.16	0.36	224.7	0.24	0.72	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	312.8	0.16	0.37	223.0	0.25	0.73	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	309.7	0.17	0.38	221.3	0.26	0.75	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	306.5	0.18	0.39	219.6	0.27	0.76	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	303.4	0.18	0.39	218.0	0.29	0.77	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	300.3	0.19	0.40	216.3	0.30	0.78	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	297.1	0.20	0.41	214.6	0.32	0.79	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	294.0	0.21	0.42	213.0	0.33	0.80	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	290.9	0.22	0.43	211.3	0.35	0.81	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	287.8	0.23	0.44	209.6	0.37	0.83	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 2f	284.6	0.24	0.45	207.9	0.39	0.84	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	293.1	0.08	0.42	161.1	0.22	1.34	Seletivo	Descoordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	280.5	0.08	0.46	156.3	0.24	1.41	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	268.0	0.09	0.51	151.5	0.25	1.50	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	255.5	0.10	0.56	146.7	0.28	1.59	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	243.0	0.11	0.62	141.9	0.30	1.70	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	230.4	0.12	0.69	137.2	0.34	1.81	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	217.9	0.13	0.77	132.4	0.38	1.95	Seletivo	Coordenado





Tabela E-3 – Resultados para os fusíveis F1 a F4 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F4	57684	312057	lcc 1f min	205.4	0.16	0.86	127.6	0.44	2.11	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	192.9	0.18	0.96	122.8	0.51	2.29	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	180.3	0.23	1.09	118.0	0.64	2.50	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	167.8	0.30	1.24	113.2	0.83	2.75	Seletivo	Coordenado
F4	57684	312057	lcc 1f min	155.3	0.46	1.43	108.5	1.27	3.06	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	752.6	0.04	0.05	436.2	0.06	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	739.8	0.04	0.05	431.1	0.06	0.12	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	727.0	0.04	0.05	426.1	0.06	0.13	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	714.2	0.05	0.05	421.0	0.06	0.13	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	701.4	0.05	0.06	416.0	0.06	0.13	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	688.6	0.05	0.06	410.9	0.06	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	675.9	0.05	0.06	405.8	0.07	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	663.1	0.05	0.06	400.8	0.07	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	650.3	0.05	0.06	395.7	0.07	0.14	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	637.5	0.05	0.07	390.7	0.07	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	624.7	0.05	0.07	385.6	0.07	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 3f	612.0	0.05	0.07	380.6	0.07	0.15	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	842.9	0.03	0.04	273.6	0.11	0.27	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	819.8	0.03	0.04	270.3	0.11	0.27	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	796.7	0.03	0.05	267.0	0.11	0.28	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	773.6	0.04	0.05	263.6	0.11	0.29	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	750.5	0.04	0.05	260.3	0.11	0.29	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	727.4	0.04	0.05	257.0	0.12	0.30	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	704.3	0.04	0.06	253.7	0.12	0.31	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	681.2	0.04	0.06	250.4	0.12	0.31	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	658.1	0.04	0.06	247.0	0.12	0.32	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	635.0	0.04	0.07	243.7	0.12	0.33	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	611.9	0.04	0.07	240.4	0.12	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f	588.8	0.04	0.07	237.1	0.13	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	651.7	0.05	0.06	377.8	0.07	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	640.7	0.05	0.06	373.4	0.07	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	629.6	0.05	0.07	369.0	0.07	0.16	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	618.5	0.05	0.07	364.6	0.08	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	607.5	0.05	0.07	360.2	0.08	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	596.4	0.05	0.07	355.9	0.08	0.17	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	585.3	0.06	0.07	351.5	0.08	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	574.2	0.06	0.08	347.1	0.08	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	563.2	0.06	0.08	342.7	0.08	0.18	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	552.1	0.06	0.08	338.3	0.08	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	541.0	0.06	0.09	334.0	0.09	0.19	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 2f	530.0	0.06	0.09	329.6	0.09	0.20	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	842.9	0.03	0.04	273.6	0.11	0.27	Seletivo	Descoordenado



Tabela E-3 – Resultados para os fusíveis F1 a F4 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continuação)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador		Fusível		
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F3	57684	312057	lcc 1f min	787.6	0.04	0.05	262.2	0.11	0.29	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	732.3	0.04	0.05	250.8	0.12	0.31	Seletivo	Descoordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	677.0	0.04	0.06	239.5	0.13	0.34	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	621.6	0.04	0.07	228.1	0.13	0.37	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	566.3	0.05	0.08	216.7	0.14	0.40	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	511.0	0.05	0.09	205.3	0.15	0.44	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	455.7	0.06	0.11	193.9	0.17	0.49	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	400.3	0.07	0.14	182.6	0.18	0.54	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	345.0	0.08	0.18	171.2	0.20	0.61	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	289.7	0.10	0.24	159.8	0.23	0.69	Seletivo	Coordenado
F3	57684	312057	lcc 1f min	234.4	0.12	0.35	148.4	0.26	0.78	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	735.0	0.04	0.13	414.6	0.06	0.37	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	722.9	0.04	0.14	410.0	0.06	0.38	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	710.8	0.04	0.14	405.4	0.07	0.38	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	698.6	0.04	0.15	400.9	0.07	0.39	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	686.5	0.05	0.15	396.3	0.07	0.40	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	674.3	0.05	0.16	391.7	0.07	0.41	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	662.2	0.05	0.16	387.1	0.07	0.42	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	650.1	0.05	0.17	382.5	0.07	0.42	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	637.9	0.05	0.17	377.9	0.07	0.43	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	625.8	0.05	0.18	373.3	0.07	0.44	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	613.6	0.05	0.18	368.7	0.07	0.45	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 3f	601.5	0.05	0.19	364.1	0.08	0.46	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	872.7	0.03	0.10	259.5	0.11	0.85	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	848.5	0.03	0.10	256.5	0.12	0.87	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	824.3	0.03	0.11	253.5	0.12	0.89	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	800.1	0.03	0.11	250.5	0.12	0.91	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	775.9	0.03	0.12	247.5	0.12	0.93	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	751.7	0.04	0.13	244.5	0.12	0.95	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	727.5	0.04	0.14	241.5	0.12	0.97	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	703.3	0.04	0.14	238.5	0.12	1.00	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	679.1	0.04	0.15	235.5	0.13	1.02	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	654.9	0.04	0.16	232.5	0.13	1.04	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	630.7	0.04	0.17	229.5	0.13	1.07	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f	606.5	0.04	0.19	226.5	0.13	1.10	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	636.6	0.05	0.17	359.1	0.08	0.47	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	626.1	0.05	0.18	355.1	0.08	0.48	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	615.5	0.05	0.18	351.1	0.08	0.49	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	605.0	0.05	0.19	347.1	0.08	0.50	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	594.5	0.05	0.19	343.2	0.08	0.51	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	584.0	0.05	0.20	339.2	0.08	0.52	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	573.5	0.05	0.21	335.2	0.08	0.53	Seletivo	Coordenado



Tabela E-3 – Resultados para os fusíveis F1 a F4 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(conclusão)

Fusível	R1	R2	Tipo de falta	Duas fontes			Uma fonte			Sistema seletivo	Sistema coordenado
				Fusível			Religador	Fusível			
				Icc <sub>F</sub>	T <sub>perm</sub>	T1	Icc <sub>R</sub>	T2	T3		
F1	57684	312057	lcc 2f	563.0	0.06	0.21	331.2	0.09	0.55	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	552.5	0.06	0.22	327.2	0.09	0.56	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	541.9	0.06	0.23	323.3	0.09	0.57	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	531.4	0.06	0.24	319.3	0.09	0.58	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 2f	520.9	0.06	0.25	315.3	0.09	0.60	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	872.7	0.03	0.10	259.5	0.11	0.85	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	815.0	0.03	0.11	249.1	0.12	0.92	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	757.3	0.04	0.13	238.6	0.13	0.99	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	699.6	0.04	0.15	228.2	0.13	1.08	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	641.9	0.04	0.17	217.7	0.14	1.19	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	584.2	0.04	0.20	207.3	0.15	1.31	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	526.5	0.05	0.24	196.8	0.16	1.46	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	468.8	0.05	0.30	186.4	0.18	1.63	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	411.1	0.06	0.37	175.9	0.19	1.85	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	353.4	0.07	0.49	165.5	0.22	2.12	Seletivo	Descoordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	295.7	0.09	0.67	155.1	0.24	2.46	Seletivo	Coordenado
F1	57684	312057	lcc 1f min	238.0	0.11	1.00	144.6	0.28	2.90	Seletivo	Coordenado

Tabela E-4 – Resultados para os fusíveis F5 e F6 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continua)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	289.3	0.54	0.02	289.3	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	287.0	0.54	0.02	287.0	0.22	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	284.8	0.55	0.02	284.8	0.23	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	282.5	0.56	0.02	282.5	0.23	0.16	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	280.2	0.56	0.02	280.2	0.23	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	277.9	0.57	0.02	277.9	0.24	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	275.6	0.58	0.02	275.6	0.24	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	273.3	0.58	0.02	273.3	0.24	0.17	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	271.1	0.59	0.02	271.1	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	268.8	0.59	0.02	268.8	0.25	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	266.5	0.60	0.02	266.5	0.26	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 3f	264.2	0.61	0.02	264.2	0.26	0.18	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	215.1	0.81	0.03	215.1	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	213.0	0.83	0.03	213.0	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	211.0	0.84	0.03	211.0	0.39	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	208.9	0.85	0.03	208.9	0.40	0.28	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	206.8	0.86	0.03	206.8	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	204.7	0.88	0.03	204.7	0.41	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	202.6	0.89	0.03	202.6	0.42	0.30	Seletivo	Coordenado



Tabela E-4 – Resultados para os fusíveis F5 e F6 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS

(continuação)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	200.5	0.91	0.03	200.5	0.43	0.30	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	198.4	0.92	0.03	198.4	0.44	0.31	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	196.4	0.94	0.03	196.4	0.45	0.32	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	194.3	0.95	0.03	194.3	0.46	0.32	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f	192.2	0.97	0.03	192.2	0.46	0.33	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	250.6	0.65	0.02	250.6	0.29	0.20	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	248.6	0.66	0.02	248.6	0.29	0.21	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	246.6	0.67	0.02	246.6	0.29	0.21	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	244.6	0.68	0.02	244.6	0.30	0.21	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	242.7	0.68	0.02	242.7	0.30	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	240.7	0.69	0.02	240.7	0.31	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	238.7	0.70	0.02	238.7	0.31	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	236.7	0.71	0.02	236.7	0.32	0.22	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	234.7	0.72	0.02	234.7	0.32	0.23	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	232.8	0.73	0.02	232.8	0.33	0.23	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	230.8	0.74	0.02	230.8	0.33	0.24	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 2f	228.8	0.74	0.02	228.8	0.34	0.24	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	215.1	0.81	0.03	215.1	0.38	0.27	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	207.6	0.86	0.03	207.6	0.40	0.29	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	200.0	0.92	0.03	200.0	0.43	0.31	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	192.5	0.98	0.03	192.5	0.46	0.33	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	184.9	1.05	0.03	184.9	0.50	0.35	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	177.4	1.13	0.03	177.4	0.53	0.38	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	169.8	1.22	0.03	169.8	0.57	0.41	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	162.3	1.32	0.03	162.3	0.61	0.45	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	154.7	1.44	0.04	154.7	0.66	0.49	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	147.2	1.57	0.04	147.2	0.72	0.54	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	139.6	1.73	0.04	139.6	0.80	0.60	Seletivo	Coordenado
F5	RL232357	lcc 1f min	132.1	1.91	0.04	132.1	0.88	0.67	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	289.3	0.54	0.02	289.3	0.32	0.24	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	287.0	0.54	0.02	287.0	0.33	0.25	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	284.8	0.55	0.02	284.8	0.33	0.25	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	282.5	0.56	0.02	282.5	0.34	0.25	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	280.2	0.56	0.02	280.2	0.34	0.26	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	277.9	0.57	0.02	277.9	0.35	0.26	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	275.6	0.58	0.02	275.6	0.35	0.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	273.3	0.58	0.02	273.3	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	271.1	0.59	0.02	271.1	0.36	0.27	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	268.8	0.59	0.02	268.8	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	266.5	0.60	0.02	266.5	0.37	0.28	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 3f	264.2	0.61	0.02	264.2	0.38	0.29	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	215.1	0.81	0.03	215.1	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	213.0	0.83	0.03	213.0	0.55	0.41	Seletivo	Coordenado

Tabela E-4 – Resultados para os fusíveis F5 e F6 com proteções definidas via metodologia proposta no cenário OPGS (conclusão)

Fusível	Religador	Tipo de falta	I1	T1	T2	I2	T3	T4	Sistema seletivo	Sistema coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	211.0	0.84	0.03	211.0	0.56	0.42	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	208.9	0.85	0.03	208.9	0.57	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	206.8	0.86	0.03	206.8	0.58	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	204.7	0.88	0.03	204.7	0.59	0.44	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	202.6	0.89	0.03	202.6	0.60	0.45	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	200.5	0.91	0.03	200.5	0.61	0.46	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	198.4	0.92	0.03	198.4	0.62	0.47	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	196.4	0.94	0.03	196.4	0.64	0.48	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	194.3	0.95	0.03	194.3	0.65	0.49	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f	192.2	0.97	0.03	192.2	0.66	0.50	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	250.6	0.65	0.02	250.6	0.41	0.31	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	248.6	0.66	0.02	248.6	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	246.6	0.67	0.02	246.6	0.42	0.32	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	244.6	0.68	0.02	244.6	0.43	0.33	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	242.7	0.68	0.02	242.7	0.44	0.33	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	240.7	0.69	0.02	240.7	0.44	0.34	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	238.7	0.70	0.02	238.7	0.45	0.34	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	236.7	0.71	0.02	236.7	0.46	0.35	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	234.7	0.72	0.02	234.7	0.46	0.35	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	232.8	0.73	0.02	232.8	0.47	0.36	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	230.8	0.74	0.02	230.8	0.48	0.36	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 2f	228.8	0.74	0.02	228.8	0.48	0.37	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	215.1	0.81	0.03	215.1	0.54	0.41	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	207.6	0.86	0.03	207.6	0.58	0.43	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	200.0	0.92	0.03	200.0	0.62	0.46	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	192.5	0.98	0.03	192.5	0.66	0.49	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	184.9	1.05	0.03	184.9	0.71	0.53	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	177.4	1.13	0.03	177.4	0.77	0.57	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	169.8	1.22	0.03	169.8	0.84	0.62	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	162.3	1.32	0.03	162.3	0.92	0.67	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	154.7	1.44	0.04	154.7	1.01	0.73	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	147.2	1.57	0.04	147.2	1.12	0.80	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	139.6	1.73	0.04	139.6	1.25	0.87	Seletivo	Coordenado
F6	RL232357	lcc 1f min	132.1	1.91	0.04	132.1	1.42	0.97	Seletivo	Coordenado

