

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**GUSTAVO DORNELES FERREIRA**

**MODELOS MATEMÁTICOS PARA OTIMIZAÇÃO DA  
CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Porto Alegre

2013

**GUSTAVO DORNELES FERREIRA**

**MODELOS MATEMÁTICOS PARA OTIMIZAÇÃO DA  
CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia – Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2013

GUSTAVO DORNELES FERREIRA

**MODELOS MATEMÁTICOS PARA OTIMIZAÇÃO DA  
CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Esta tese foi julgada adequada para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University  
Blacksburg, EUA

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ramakrishna (Rama) Gokaraju, University of Saskatchewan  
Doutor pela University of Calgary – Calgary, Canada.

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, UNESP  
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil.

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto, COPPE/UFRJ  
Doutor pelo Rensselaer Polytechnic Institute – Troy, EUA.

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS  
Doutor pela Chalmers University Of Technology – Göteborg, Suécia

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS  
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil.

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva Jr.

Porto Alegre, setembro de 2013.

## AGRADECIMENTOS

As palavras são insuficientes para expressar minha infinita gratidão aos meus pais, Gilberto (*in memoriam*) e Lucy. Seus esforços e apoio incondicionais ao longo da minha vida tornaram possíveis todas as minhas conquistas até então. Seus valores me mostraram a importância de se buscar o conhecimento, mas também que acima de tudo, o mais importante na vida é a família. Minha mãe, que em grande parte das nossas vidas foi também pai, eu agradeço por tudo o que abriu mão em favor de seu filho, pelo exemplo de dignidade e perseverança.

Ao meu irmão Renan, agradeço pelo carinho, apoio e pelo suporte dado aos nossos pais na minha ausência.

Agradeço à minha futura esposa Caren Bernardi pela paciência e compreensão nos momentos difíceis. Por estar sempre ao meu lado, dando apoio e contribuindo com sensatez nas minhas decisões. E mais importante, pelo amor e carinho que inspiram e dão sentido às minhas realizações.

À minha família, em especial ao tio Armindo, tia Sueli, Neide, Lú e à D. Maria Bernardi, meus sinceros agradecimentos pelo carinho, apoio e amizade. Nossas conquistas só são reais quando compartilhadas, e estas pessoas dão sentido aos meus esforços.

Aos amigos, em especial ao Adriano Moraes, Chico Marquardt, Eduardo Teixeira, Henrique Cadore, Ricardo Teixeira e Vinícius Mello, agradeço pela amizade, companheirismo e pelo apoio em todos os sentidos.

Aos integrantes do LASEP agradeço pela amizade e companheirismo. Mais do que colegas, foram amigos que tive a felicidade de conviver nestes quatro anos: Aquiles Rossoni, Carlos Silva, César Durán, Cesar Orozco, Daniel Gazzana, Daphne Schwanz, Diomar Lima, Felipe Garcia, Juliana Klas, Leonardo Iurinic, Lucas Walantus, Mario Oliveira, Martín Paz, Mauren Pomalis, Renato Ferraz, Roberto Cabral, Rodolfo Dresch, Roger Zulpo e Sergio Campo.

Ao Prof. Arturo Bretas, agradeço pela confiança em mim depositada, pela orientação no desenvolvimento deste trabalho e pelas oportunidades de crescimento profissional que me proporcionou ao longo destes quatro anos.

Aos professores e funcionários do PPGEE, agradeço pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho. Agradeço em especial a Miriam Rosek e Janice de Oliveira, pela boa vontade e eficiência no desempenho de suas funções no DEE.

Por fim, agradeço ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pela provisão da bolsa de doutorado.

## RESUMO

A crescente automação dos processos industriais e a disseminação de cargas eletrônicas sensíveis têm requerido elevados níveis de confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia. Em meio a este cenário, a proliferação de geradores distribuídos conectados próximos às cargas evidencia o surgimento de um novo paradigma na produção e utilização da energia elétrica. No entanto, muitos problemas decorrem do fato de que os sistemas de distribuição não foram projetados para incorporar unidades geradoras de energia. A estratégia completa de controle e proteção é definida sob o pressuposto do fluxo unidirecional de potência nos alimentadores. Um dos conflitos mais imediatos que surgem com a penetração da geração distribuída é relacionado ao sistema de proteção, resultado da alteração na magnitude das correntes de falta. Algumas consequências são a perda da sensibilidade e da coordenação da proteção. Se contornados estes problemas, a geração distribuída tem potencial para exercer impacto positivo sobre a confiabilidade, em especial no suporte ao restabelecimento da carga em situações de contingência. Tendo em vista estes fatores, a metodologia proposta adota uma perspectiva multicriterial para otimizar o desempenho dos sistemas de distribuição na presença da geração distribuída. Os indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI são formulados como modelos de otimização que possibilitam a adequação do sistema de proteção às condições operacionais impostas pela geração distribuída. Dentre os aspectos considerados incluem-se a alocação, a seletividade e a coordenação dos dispositivos de proteção. A alocação de chaves de manobras para reconfiguração do alimentador é a estratégia adotada para maximizar o efeito positivo da geração distribuída sobre a confiabilidade. As soluções dos modelos definem os locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras, e os ajustes dos religadores de forma independente para as unidades de fase e terra. A minimização simultânea dos indicadores é formulada como um problema de Programação Linear Inteira Mista por Metas, visando o balanço ótimo entre a redução das interrupções momentâneas e sustentadas nos sistemas de distribuição. Os modelos analíticos dos indicadores são solucionados utilizando um pacote de otimização de uso geral, baseado no método de Branch-and-Bound. A metodologia é avaliada a partir de um estudo de caso, considerando níveis crescentes de penetração da geração distribuída em um alimentador de distribuição real. Os modelos matemáticos são aplicados em cenários distintos de operação do sistema, associados à diferentes restrições econômicas. Os resultados possibilitam a avaliação do impacto da geração distribuída no restabelecimento e na proteção do sistema de forma independente.

**Palavras-chaves:** Confiabilidade de Sistemas de Distribuição. Geração Distribuída. Proteção de Sistemas de Distribuição. Restabelecimento de Sistemas de Distribuição. Otimização Matemática.

## ABSTRACT

The increasing automation of industrial processes and the sensitivity of electronic loads have required high levels of power distribution system's reliability. In this scenario, the widespread use of distributed generators connected near the loads shows the emergence of a new paradigm in electric energy production and application. However, many problems arise from the fact that the distribution systems were not designed to deal with power generating units. The complete control and protection strategy is defined under the assumption of radial power flow. One of the most immediate conflicts that arise with the penetration of distributed generation is related to the protection system, a result of the change in fault currents magnitude. Some consequences are loss of protection coordination and sensitivity. By addressing these problems, distributed generation has the potential to have a positive impact on distribution reliability, especially in supporting load restoration during system's contingencies. Considering these factors, the proposed methodology uses a multi-criteria approach to optimize the overall performance of distribution systems in the presence of distributed generation. The reliability indices SAIDI, SAIFI and MAIFI are formulated as optimization models that allow adequacy of the protection system in relation to the operating conditions imposed by distributed generation. The aspects considered include the allocation, selectivity and coordination of protective devices. The allocation of sectionalizing switches for feeder restoration is the strategy to maximize the positive impact of distributed generation on the system reliability. The model solutions provide the protective devices and switches locations, as well as reclosers' settings for phase and ground units, independently. Reliability indices minimization is formulated as a Mixed Integer Linear Goal Programming problem, in order to establish the optimal trade-off between reducing momentary and sustained interruptions in distribution systems. The analytical models are solved using a general-use optimization package based on the Branch-and-Bound method. The methodology is evaluated through a case study considering increasing levels of distributed generation penetration on a real distribution feeder. The proposed mathematical models are applied in different scenarios of system operation and under different economic constraints. The results allow the evaluation of the impact of distributed generation on restoration and protection of the test system.

**Keywords: Electric Distribution Systems Reliability. Distributed Generation. Distribution Protection. Distribution Restoration. Mathematical Programming.**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
<b>1.1</b>	<b>OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO</b>	<b>16</b>
<b>1.2</b>	<b>ESTRUTURA DO TEXTO</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>RECONFIGURAÇÃO DE SDEE</b>	<b>19</b>
<b>2.2</b>	<b>ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO</b>	<b>22</b>
<b>2.3</b>	<b>ALOCAÇÃO DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRAS EM SDEE RADIAIS</b>	<b>24</b>
<b>2.4</b>	<b>COORDENAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO</b>	<b>26</b>
<b>2.5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES ACERCA DO ESTADO-DA-ARTE</b>	<b>27</b>
<b>3</b>	<b>FORMULAÇÃO DO PROBLEMA</b>	<b>29</b>
<b>3.1</b>	<b>FALTAS, INTERRUPÇÕES E INDICADORES DE CONFIABILIDADE</b>	<b>29</b>
<b>3.2</b>	<b>OPERAÇÃO DA GD EM SDEE</b>	<b>30</b>
<b>3.3</b>	<b>PRÁTICAS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE EM SDEE</b>	<b>34</b>
<b>3.4</b>	<b>PRÁTICAS DE RESTABELECIMENTO EM SDEE</b>	<b>50</b>
<b>4</b>	<b>MODELOS MATEMÁTICOS PROPOSTOS</b>	<b>53</b>
<b>4.1</b>	<b>VISÃO GERAL DA METODOLOGIA</b>	<b>53</b>
<b>4.2</b>	<b>REPRESENTAÇÃO DA TOPOLOGIA DO ALIMENTADOR</b>	<b>55</b>
<b>4.3</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO DO INDICADOR SAIDI<sub>λ</sub></b>	<b>56</b>
<b>4.4</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO DOS INDICADORES ΔSAIFI<sub>γ</sub> E ΔMAIFI<sub>λ,γ</sub></b>	<b>75</b>
<b>4.5</b>	<b>ANÁLISE DE FALTAS E FLUXO DE POTÊNCIA</b>	<b>81</b>
<b>5</b>	<b>SOLUÇÃO DOS MODELOS PROPOSTOS</b>	<b>85</b>
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>89</b>
<b>6.1</b>	<b>SISTEMA TESTE</b>	<b>89</b>
<b>6.2</b>	<b>TESTES E RESULTADOS</b>	<b>90</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>111</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>114</b>
	<b>APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE</b>	<b>122</b>
	<b>APÊNDICE B: CURVAS DE OPERAÇÃO DE FUSÍVEIS</b>	<b>126</b>
	<b>APÊNDICE C: MODELOS DE AVALIAÇÃO DOS INDICADORES</b>	<b>127</b>
	<b>APÊNDICE D: SOLUÇÕES DOS MODELOS MATEMÁTICOS PLIM E PLIMM</b>	<b>128</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Esquema de proteção da interconexão da GD. ....	33
Figura 2. Características de tempo inverso (a), extremamente inversa (b) e tempo definido (c)...	36
Figura 3. Curvas características de elos fusíveis preferenciais do tipo K. ....	39
Figura 4. Zonas de proteção no esquema coordenado.....	39
Figura 5. Curvas características (a) e sequência de operação (b) da proteção no esquema coordenado.....	40
Figura 6. Zonas de proteção no esquema seletivo.....	42
Figura 7. Curvas características (a) e sequência de operação (b) da proteção no esquema coordenado.....	42
Figura 8. Seletividade fusível – fusível.....	46
Figura 9. Seletividade (a) e coordenação (b) religador/relé – fusível.....	47
Figura 10. Coordenação e seletividade entre relés e religadores.....	49
Figura 11. Reconfiguração pós-falta do alimentador de distribuição.....	51
Figura 12. Descrição da etapa de minimização do indicador SAIDI $_{\lambda}$ .....	53
Figura 13. Descrição da etapa de minimização de $\Delta$ SAIFI $_{\gamma}$ e $\Delta$ MAIFI $_{\lambda,\gamma}$ .....	54
Figura 14. Representação da topologia do alimentador.....	55
Figura 15. Simulação analítica de falta permanente no alimentador de distribuição.....	57
Figura 16. Representação do alimentador como um grafo $G$ (a) e subgrafo $G_i$ para $i=1$ (b). ....	63
Figura 17. Árvores $T_{ij}$ associadas ao subgrafo $G_i$ .....	64
Figura 18. Árvores originais e expandidas do grafo $G_I$ .....	67
Figura 19. Interseção das árvores originais e expandidas do grafo $G_I$ .....	67
Figura 20. Conjunto de arestas expandidas do grafo $G_I$ (a) e árvore viável do grafo $G_5$ (b). ....	68
Figura 21. Interseções das árvores de $G_I$ e $G_5$ .....	68
Figura 22. Simulação analítica de falta permanente e temporária no alimentador de distribuição.....	77
Figura 23. Alimentador de distribuição AL-1.....	90
Figura 24. Representação do alimentador AL-1.....	93
Figura 25. Solução de SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 0\%$ , caso CT60.....	95
Figura 26. Resultados do modelo PLIMM para $P_{GD} = 0\%$ .....	95
Figura 27. Coordenogramas das proteções de fase (a) e terra (b) para $P_{GD} = 0\%$ , caso CT100. ...	97
Figura 28. Solução de SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 11,1\%$ , caso CT60.....	99
Figura 29. Resultados do modelo PLIMM para $P_{GD} = 11,1\%$ .....	100
Figura 30. Solução de SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 23,8\%$ , caso CT60.....	100
Figura 31. Resultados do modelo PLIMM para $P_{GD} = 23,8\%$ .....	101
Figura 32. Solução de SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 33,1\%$ , caso CT60.....	102
Figura 33. Resultados do modelo PLIMM para $P_{GD} = 33,1\%$ .....	102
Figura 34. Variações normalizadas dos indicadores para $P_{GD} = 33,1\%$ .....	103
Figura 35. Solução de SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 45,8\%$ , caso CT60.....	104
Figura 36. Coordenogramas das proteções de fase (a) e terra (b) para $P_{GD} = 45,8\%$ , caso CT60. .....	105
Figura 37. Resultados do modelo PLIMM e variações normalizadas dos indicadores para $P_{GD} =$ $45,8\%$ .....	105
Figura 38. Indicadores SAIDI para os diferentes cenários de penetração da GD.....	106
Figura 39. Indicadores SAIFI para os diferentes cenários de penetração da GD.....	107
Figura 40. Indicadores MAIFI para os diferentes cenários de penetração da GD.....	107

Figura 41. Fatores de coordenação e de restabelecimento para os diferentes níveis de penetração da GD. ....	108
Figura 42. Resultados considerando o aumento dos valores nominais dos fusíveis, com $P_{GD} = 48,8\%$ . ....	109
Figura 43. Indicadores resultantes dos testes considerando a operação instantânea dos religadores para $P_{GD} = 48,8\%$ . ....	110
Figura 44. Disposição geométrica dos condutores do sistema teste. ....	123

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Faixas e tempos de operação das proteções 59/27 e 81O/U.....	33
Tabela 2. Constantes $A$ , $B$ e $p$ e respectivas curvas de tempo inverso.....	36
Tabela 3. Custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos de proteção e manobras..	91
Tabela 4. Parâmetros de confiabilidade do alimentador AL-1.....	91
Tabela 5. Dados dos alimentadores adjacentes AL-2 e AL-3. ....	91
Tabela 6. Critérios de coordenação e limites dos ajustes dos religadores.....	92
Tabela 7. Resultados da avaliação do caso base.....	92
Tabela 8. Resultados do modelo PLIM do indicador SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 0\%$ . ....	94
Tabela 9. Ajustes da proteção de retaguarda (SE) e dos religadores para $P_{GD} = 0\%$ . ....	98
Tabela 10. Resultados do modelo PLIM do indicador SAIDI $_{\lambda}$ para $P_{GD} = 11,1\%$ . ....	99
Tabela 11. Impedâncias equivalentes de sequência do sistema de transmissão.....	122
Tabela 12. Dados do transformador da subestação. ....	122
Tabela 13. Dados dos condutores.....	122
Tabela 14. Dados das seções de linha. ....	122
Tabela 15. Matriz Impedância-Série das Seções de Linha ( $\Omega/\text{km}$ ). ....	124
Tabela 16. Dados das cargas. ....	124
Tabela 17. Bancos de capacitores.....	124
Tabela 18. Parâmetros do regulador de tensão.....	125
Tabela 19. Dados dos geradores síncronos.....	125
Tabela 20. Dados dos transformadores de interface dos geradores.....	125
Tabela 21. Coeficientes de ajuste das curvas características de fusíveis preferenciais.....	126
Tabela 22. Ajustes dos religadores para $P_{GD} = 0\%$ . ....	128
Tabela 23. Soluções dos testes para $P_{GD} = 0\%$ .....	128
Tabela 24. Ajustes dos religadores para $P_{GD} = 11,1\%$ . ....	128
Tabela 25. Soluções dos testes para $P_{GD} = 11,1\%$ .....	129
Tabela 26. Ajustes dos religadores para $P_{GD} = 23,8\%$ . ....	129
Tabela 27. Soluções dos testes para $P_{GD} = 23,8\%$ .....	129
Tabela 28. Ajustes dos religadores para $P_{GD} = 33,1\%$ . ....	129
Tabela 29. Soluções dos testes para $P_{GD} = 33,1\%$ .....	130
Tabela 30. Ajustes dos religadores para $P_{GD} = 45,8\%$ . ....	130
Tabela 31. Soluções dos testes para $P_{GD} = 45,8\%$ .....	130

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

SDEE: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

GD: Geração Distribuída

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

MAIFI: Momentary Average Interruption Frequency Index

PLIM: Programação Linear Inteira Mista

PLIMM: Programação Linear Inteira Mista por Metas

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) surgiram na década de 1880, em um período em que várias conquistas tecnológicas levaram ao domínio da produção e transporte de energia em corrente alternada. Apesar de alguns personagens de destaque, muitos contribuíram para a concepção dos sistemas elétricos. O fato é que em meio à “guerra das correntes” de Westinghouse e Edison, em somente cerca de cinco anos foram desenvolvidos e aperfeiçoados vários dos componentes que formam a base dos sistemas elétricos atuais, como o transformador, o gerador e o motor elétrico (EDISON, 2013).

Após quatro anos da construção da primeira rede elétrica em corrente contínua por Thomas Edison (New York, 1882), surge o primeiro sistema de distribuição em corrente alternada com transformadores, em Great Barrington, Massachusetts. O padrão trifásico surgiu em 1893, com a entrada em operação da planta hidrelétrica de Mill Creek, na cidade americana de Redlands. O empreendimento é considerado o pioneiro na distribuição de energia em corrente alternada para fins comerciais. Com a rápida disseminação das redes elétricas surge então o mercado energético, e o sistema trifásico é logo adotado como padrão mundial. Com a necessidade do transporte de energia a longas distâncias já há muito identificada, em 1896 entra em operação a hidrelétrica de Niagara Falls, até então a maior já construída, com capacidade de geração de 37 MW. A energia era transmitida por 35 km, até Buffalo, New York.

Em cerca de 120 anos, o crescimento exponencial da demanda exigiu a construção de grandes blocos de geração e sistemas de transmissão fortemente interligados. Grandes volumes de investimentos foram direcionados ao setor elétrico, de modo que as instalações tiveram sua capacidade dobrada em média a cada cinco anos, entre 1935 e 1975. Neste período, a estratégia de expansão dos SDEE manteve foco na adequação, o que se resumia a garantir o suprimento da carga em níveis aceitáveis de tensão (IEEE, 2012). No início da década de 70 com a crise do óleo, o crescimento do setor elétrico sofreu a primeira inflexão na história. A partir daí, em quinze anos observou-se uma redução gradual dos investimentos no setor, em especial na distribuição, onde as falhas tem efeito mais localizado em relação à geração e à transmissão. Como resultado, os SDEE passaram por um processo sistemático de envelhecimento. Muitos deles foram construídos há mais de meio século, quando os requisitos em termos de qualidade do serviço eram muito menos severos, do que numa economia digital como a de hoje. Com a recuperação do mercado, as empresas adquiriram uma postura fortemente focada nos negócios. A carência de investimentos levou os SDEE a se tornarem os

componentes de mais baixo desempenho do sistema elétrico. Estudos indicam que, para um consumidor residencial típico, que experimenta 90 minutos de interrupção por ano, entre 70 e 80 minutos são atribuídos a falhas nos SDEE (BROWN, 2009).

O mercado energético passa por um momento de reestruturação atualmente, em especial no setor da distribuição de energia. O processo de desverticalização observado nos últimos anos levou à abertura do mercado, tornando-o mais competitivo e impelindo as empresas concessionárias a priorizar a busca pela qualidade do fornecimento de energia. Essa nova postura se deve à necessidade de um alto nível de disponibilidade do sistema elétrico, em uma economia fortemente baseada em processos industriais automatizados e dependente de equipamentos eletrônicos sensíveis (NG, 2007). Tradicionalmente, indicadores de confiabilidade tais como SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) e SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) (IEEE, 2003a) <sup>1</sup> são utilizados pelas concessionárias e agências reguladoras, na avaliação do desempenho dos SDEE e no estabelecimento de metas de continuidade (BISHOP, 1999). Estes indicadores são métricas do efeito das interrupções sustentadas sobre a confiabilidade do fornecimento de energia. Porém, a disseminação de cargas sensíveis a distúrbios de curta duração tem levado ao surgimento de uma nova percepção de nível adequado de confiabilidade. As concessionárias, desta forma, começam a buscar alternativas para reduzir o número de interrupções momentâneas que ocorrem nos SDEE. Isso têm resultado na crescente popularidade dos indicadores associados a este tipo de distúrbio, como o indicador MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) (IEEE, 2003a).

Novas tecnologias a custos menores de produção vêm favorecendo a proliferação de geradores de pequeno e médio porte ao nível dos SDEE. A chamada Geração Distribuída (GD) se refere às centrais geradoras de energia elétrica com capacidade agregada menor que 10 MVA conectadas diretamente aos SDEE (IEEE, 2003b). Atualmente, a principal aplicação da GD é como fonte de *backup* para o suprimento de cargas críticas durante interrupções. A segunda maior aplicação é na operação em pico de demanda, conhecida como modo *peak shaving* (BROWN, 2001a). A difusão da GD também se deve em grande parte à cogeração, muitas vezes associada aos chamados produtores independentes. Em geral são indústrias que reutilizam o calor de processos para geração de energia, para uso próprio e venda do excedente. A geração de pequeno porte vem sendo considerada como uma possível solução

---

<sup>1</sup> No Brasil, os indicadores SAIFI e SAIDI são denominados FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), respectivamente (ANEEL, 2009).

para a redução das emissões de poluentes e suprimento da demanda energética em um futuro próximo (NETO, 2006). Neste aspecto, vários países vêm adotando incentivos fiscais e políticas públicas para fomento à exploração de fontes renováveis (MOZINA, 2010). A GD tem potencial para causar mudanças sem precedentes na forma de operação dos SDEE. Essas tendências culminam no surgimento de novos paradigmas na produção e utilização da energia. O principal exemplo são as filosofias por trás das chamadas micro-redes e das redes inteligentes (IEEE, 2012), que têm sido foco de inúmeras pesquisas recentemente (BROWN, 2008). A operação dos SDEE na presença de GD é um assunto bastante explorado na literatura (MAO, 2003; BAE, 2007; BROWN, 2007). Dentre os aspectos positivos incluem-se a redução de perdas, deferimento de investimentos em expansão, entre outros. Em relação à confiabilidade, as vantagens mais destacadas são:

- Aumento da capacidade de reserva: em condições normais de operação, a GD auxilia no suporte de potência ativa e na regulação da tensão. Em sistemas sujeitos a sobrecarga, esse suporte promove a liberação de capacidade de reserva e alívio das restrições à transferência de carga.

- Restabelecimento: em situações de contingência a GD pode suportar parte da carga do sistema de forma isolada (ilhada). Se um alimentador alternativo for disponível, a contribuição se dá pelo suporte de carga e tensão quando reconectada ao sistema reconfigurado, eliminando restrições à transferência de carga e viabilizando o restabelecimento. Idealmente, ambos os casos resultam em melhora da confiabilidade, que se traduz na redução do tempo médio de interrupção dos consumidores (MOZINA, 2010).

Os potenciais benefícios da GD são muitas vezes vistos de uma perspectiva idealizada na literatura. Muitos problemas decorrem do fato de que os SDEE não foram projetados para incorporar unidades geradoras de energia. A estratégia completa de controle e proteção é definida sob o pressuposto do fluxo unidirecional de potência nos alimentadores (PREGEJ, 2006). Mesmo em baixa escala de penetração, a viabilidade da GD depende da solução de diversos conflitos operacionais, dentre os quais destacam-se (BARKER, 2000; DUGAN, 2002; MCDERMOTT, 2003; MOZINA, 2010):

- Regulação de tensão: o perfil de tensão de alimentadores radiais com GD pode ser praticamente imprevisível. Para mitigar esse problema, a operação em modo de suporte de tensão geralmente não é permitida. Os reguladores de tensão devem utilizar controles mais sofisticados para detectar o fluxo de potência reverso. Além disso, variações de tensão inaceitáveis podem ocorrer em sistemas que contém várias unidades geradoras com entrada e saída de operação intermitente. Isso causa excessivas operações de bancos de capacitores

automáticos e reguladores de tensão. Outros problemas incluem o *flicker*, devido à mudança do ponto de operação dos geradores, bem como a injeção de harmônicas no sistema. O último é dependente de fatores como projeto da máquina e método de aterramento.

- Ferroressonância: refere-se às sobretensões de até 3 pu causadas pela ressonância entre a capacitância do sistema e a reatância não-linear do transformador de interface da GD. Sua ocorrência é associada principalmente à operação ilhada da GD em conjunto com cargas capacitivas.

- Correntes de falta: a conexão de geradores eleva os níveis de curto-circuito ao longo do alimentador, em função de fatores como a localização, capacidade dos geradores e impedância do sistema. A corrente adicional de falta dificulta a coordenação do sistema de proteção, em especial entre religadores e fusíveis. Em alguns casos, a realocação dos dispositivos e a mudança nos ajustes dos religadores, associadas ao redimensionamento dos fusíveis são suficientes para resolver o problema. Caso contrário, as faltas temporárias (cerca de 80% das faltas em SDEE) em sua maioria serão convertidas em interrupções sustentadas, causando a degradação da confiabilidade.

- Sistema de proteção: além da coordenação, a GD também afeta a sensibilidade do sistema proteção, em especial o da subestação. Com os geradores desconectados, a sensibilidade da proteção é alta, isto é, qualquer aumento da corrente que ultrapasse o ajuste do relé causará sua operação. Com a GD alimentando parte das cargas, a corrente no relé é reduzida e faltas de alta impedância podem permanecer indetectadas. Esta situação coloca o sistema em uma condição potencialmente insegura de operação. Outro problema decorre da inerente incompatibilidade da GD com as práticas de religamento tradicionais. Idealmente, a GD deve ser desconectada do sistema na ocorrência de uma falta, ou em último caso, logo após a operação da proteção do alimentador. Caso contrário, sua permanência pode impedir a extinção do arco elétrico, causando a evolução da falta temporária para permanente. Além de submeter o sistema à corrente de falta por tempo adicional, o religamento com a GD em defasagem angular causa sérios danos aos geradores, bem como sobrecorrentes e sobretensões de magnitudes consideráveis ao longo do sistema.

Se os conflitos acima descritos forem contornados, a GD tem potencial para exercer impacto positivo sobre a confiabilidade dos SDEE. Na seção seguinte são apresentadas as soluções propostas neste trabalho para mitigar alguns desses problemas.

## 1.1 OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO

A produção de energia por fontes distribuídas e ao nível dos SDEE pode ser uma solução eficiente para suprir a demanda energética de forma sustentável em um futuro próximo. Este trabalho procura contribuir com a viabilização dessa filosofia. A proposta consiste em explorar os aspectos positivos e mitigar alguns dos problemas que decorrem da inserção da GD nos SDEE. Um dos conflitos mais imediatos que surgem com a conexão dos geradores é relacionado ao sistema de proteção, resultado da alteração na magnitude das correntes de falta. Como descrito anteriormente, algumas consequências são a perda da sensibilidade e da coordenação da proteção.

Partindo de uma visão realista do estado atual dos SDEE e da necessidade de soluções de baixo custo para a melhoria do seu desempenho, a abordagem considera o projeto ótimo do sistema de proteção em sua forma tradicional, pela aplicação de relés, religadores e fusíveis. Para adequar o sistema de proteção às condições operacionais impostas pela GD, o problema é formulado como um modelo de otimização matemática que contempla os três aspectos do projeto: a seleção, alocação, e ajuste ou dimensionamento dos dispositivos. Estes aspectos são considerados simultaneamente, como forma de garantir a seletividade, a coordenação, e a sensibilidade da proteção. A alocação de chaves de manobras para reconfiguração do alimentador é a estratégia adotada para maximizar o efeito positivo da GD sobre a confiabilidade. O restabelecimento da carga é um aspecto operacional intimamente relacionado à resposta do sistema de proteção às contingências (BROWN, 2009). Deste modo, os problemas são tratados a partir de um modelo unificado de otimização.

A metodologia proposta adota uma perspectiva multicriterial para quantificar o desempenho dos SDEE. Inicialmente, a confiabilidade é caracterizada em termos do impacto das faltas permanentes sobre a duração média das interrupções sustentadas. Neste caso, o indicador SAIDI é formulado como uma função objetivo de variáveis binárias, que representam a localização dos dispositivos de proteção e chaves de manobras no alimentador. Neste modelo, o desempenho do sistema de proteção é assegurado por meio de restrições que impõem a seletividade entre os dispositivos como condição à sua alocação. Outras restrições incluem a sensibilidade da proteção, as faixas de ajuste dos religadores e a limitação do custo do investimento para a melhoria da confiabilidade. Em SDEE, o restabelecimento dos consumidores afetados por uma contingência é dependente de restrições que limitam a carga transferida entre alimentadores. Essa condição é agregada ao modelo através da enumeração das possíveis disposições das chaves de manobras que viabilizam o processo de

restabelecimento. A técnica de enumeração é baseada no Método de Prim, originalmente proposto para determinação da árvore geradora mínima em grafos acíclicos. O modelo de otimização do indicador SAIDI é qualificado como Problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

A natureza da carga atual exige uma caracterização mais ampla da confiabilidade, pois o conceito de qualidade do fornecimento de energia não é o mesmo de alguns anos atrás. Deste modo, uma abordagem multiobjetivo é proposta como forma de otimizar o desempenho global dos SDEE. A partir das soluções obtidas do modelo anterior (localizações dos dispositivos de proteção), é possível estimar as variações sofridas pelos indicadores SAIFI e MAIFI. O indicador SAIFI é incrementado com a incidência de faltas temporárias nas zonas de proteção dos fusíveis, porém somente no caso em que o religador atua no esquema de proteção seletivo (curva rápida bloqueada). Por outro lado, o indicador MAIFI sofre degradação com a incidência de faltas permanentes e temporárias, quando eliminadas por religadores operando sob o esquema coordenado (curva rápida habilitada). No entanto, o esquema de proteção não define por si só o efeito das faltas sobre os indicadores. Logo, suas variações são formuladas como funções de variáveis que indicam além do esquema de operação, a existência de coordenação entre os religadores e fusíveis. Tanto neste como no modelo anterior, as soluções incluem os ajustes dos religadores de forma independente para as unidades de fase e terra. A minimização simultânea das variações de SAIFI e MAIFI é formulada como um problema de Programação Linear Inteira Mista por Metas (PLIMM), visando o balanço ótimo entre os indicadores.

Os modelos analíticos dos indicadores são solucionados utilizando um pacote de otimização de uso geral, baseado no método de *Branch-and-Bound*. A metodologia é avaliada a partir de um estudo de caso, considerando níveis crescentes de penetração da GD em um alimentador de distribuição real. Os modelos matemáticos são aplicados em cenários distintos de operação do sistema, associados a diferentes restrições econômicas. Os resultados possibilitam a avaliação do impacto da GD no restabelecimento e na proteção do sistema, de forma independente.

## 1.2 ESTRUTURA DO TEXTO

Este trabalho está organizado na seguinte estrutura:

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, abrangendo os três temas envolvidos na formulação proposta: a reconfiguração, a alocação de dispositivos de proteção e a coordenação de sistemas de proteção em SDEE.

O Capítulo 3 apresenta a formulação do problema, abrangendo a definição das métricas da confiabilidade, aspectos da operação da GD, bem como práticas relacionadas à proteção e ao restabelecimento dos SDEE. Estes tópicos servirão de base para a formulação proposta, além de fornecer uma visão qualitativa do efeito da GD sobre a confiabilidade e operação do sistema.

O Capítulo 4 apresenta os modelos matemáticos propostos. O capítulo se inicia com a descrição da forma adotada para representação da topologia do alimentador. Posteriormente, são apresentadas as formulações dos modelos matemáticos dos indicadores PLIM e PLIMM, suas funções objetivo e restrições. O capítulo inclui a descrição do método de enumeração das soluções viáveis ao restabelecimento, bem como das técnicas utilizadas na análise de fluxo de potência e faltas.

No Capítulo 5 são abordados alguns aspectos da modelagem, solução e complexidade de problemas combinatórios. A implementação computacional e a técnica de solução dos modelos propostos são brevemente descritos.

O Capítulo 6 apresenta os cenários de teste da metodologia, os resultados e discussões acerca das soluções obtidas. Ao término do capítulo são propostas duas alterações no sistema de proteção, como alternativas de baixo custo para a melhoria da confiabilidade de SDEE com GD.

O Capítulo 7 é dedicado às conclusões e possíveis abordagens futuras relacionadas ao tema.

Por fim, são sumarizadas as referências bibliográficas utilizadas no desenvolvimento do trabalho. Nos Apêndices A, B, C e D são apresentados os dados empregados nos testes, um conjunto de equações para aproximação das características tempo-corrente dos fusíveis, modelos analíticos para avaliação dos indicadores e um sumário das soluções obtidas no Capítulo 6.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão do estado-da-arte sugere que a metodologia proposta engloba três temas principais, geralmente tratados de forma distinta na literatura. Tendo em vista a extensão da bibliografia disponível, estes temas são discutidos em quatro seções independentes ao longo deste capítulo. As metodologias voltadas à aplicação em sistemas radiais e na presença de GD são discriminadas em subseções. Algumas considerações são incluídas ao término do capítulo, de forma a estabelecer uma visão geral do estado-da-arte e contextualizar a abordagem proposta.

### 2.1 RECONFIGURAÇÃO DE SDEE

A reconfiguração em SDEE com foco na confiabilidade é um problema abordado de diferentes formas e com objetivos diversos. A reconfiguração da rede através da alocação ou mudança de estado das chaves de transferência “normalmente abertas” tem como objetivo geral determinar a topologia de operação *normal* do sistema. Neste caso, uma métrica de desempenho é considerada na definição dos pontos de desconexão da rede que resultam em novas topologias radiais dos alimentadores. A metodologia proposta neste trabalho se inclui nas abordagens que consideram a alocação de chaves de manobras que são mantidas fechadas durante a operação normal do sistema. A reconfiguração neste caso é associada às situações *emergenciais*, ou de *contingência*.

#### 2.1.1 SDEE radiais

A maioria das abordagens do problema de reconfiguração de SDEE propõe a solução através de algoritmos de busca estocásticos. Uma das primeiras propostas foi a de LEVITIN (1994), onde o Algoritmo Genético foi utilizado na minimização do custo da energia não-suprida e do capital investido na aquisição e instalação de chaves de manobras. A metodologia adota um caráter ilustrativo da aplicação do Algoritmo Genético, sem maiores considerações acerca das restrições técnicas que envolvem o restabelecimento de SDEE. Posteriormente, LEVITIN (1995) apresentam uma extensão do método proposto anteriormente, agora considerando a seleção de pontos de interligação entre alimentadores. Novamente, o método para resolução do problema foi o Algoritmo Genético. Essa formulação foi bastante aperfeiçoada por BILLINTON (1996), onde as restrições ao restabelecimento foram agregadas. Estas são associadas ao perfil de tensão nas cargas, capacidade de reserva do sistema e corrente máxima nos condutores. A função objetivo e as restrições foram

apresentadas de forma implícita, isto é, descritas qualitativamente. Desta forma, não fica clara a forma como estas foram tratadas e avaliadas. Na solução do problema foi utilizado o algoritmo *Simulated Annealing*.

CELLI (1999) propôs um modelo implícito para minimizar o custo de aquisição e operação de chaves automáticas em conjunto com o custo das interrupções. Para alocação dos dispositivos foi proposta uma técnica de programação dinâmica, baseada no Princípio da Otimalidade de Bellmann. A formulação não considerou a imposição de restrições à reconfiguração. TENG (2002) apresentou um algoritmo evolutivo baseado em regras heurísticas para realocação das chaves de manobras, com o mesmo objetivo de CELLI (1999). Porém, os autores consideraram as restrições de capacidade de reserva de potência e perfil de tensão nas cargas, ainda que de forma implícita. A partir desta formulação, posteriormente (TENG, 2003) os autores ilustraram a aplicação do algoritmo Colônia de Formigas como mecanismo de busca das soluções para o problema.

CARVALHO (2005) propuseram uma das poucas abordagens determinísticas encontradas na literatura para solução do problema de alocação de chaves remotamente controladas em SDEE. O método consistiu na decomposição do espaço de busca em subespaços independentes através da aplicação de uma técnica simples, porém teoricamente embasada de forma bastante consistente. A solução dos subproblemas foi baseada na enumeração completa dos subespaços de soluções viáveis, considerando as restrições de perfil de tensão e capacidade emergencial dos componentes do sistema. A solução ótima global foi então obtida pela combinação das soluções dos sub-problemas, com o objetivo de minimizar uma métrica genérica da confiabilidade, bem como o custo do investimento na aquisição dos dispositivos.

CHAO-SHUN (2006) ilustraram a aplicação de um algoritmo imune para minimizar o custo de aquisição e operação de chaves automáticas em conjunto com o custo das interrupções. A função objetivo e as restrições à reconfiguração foram formuladas implicitamente. A técnica de solução proposta é baseada na analogia com o sistema imune humano, onde os anticorpos representam as soluções e a função objetivo mensura a afinidade dos anticorpos aos antígenos. Além da aplicação de técnica diferenciada para solução do problema, a formulação não apresentou maiores avanços em relação às propostas por LEVITIN (1994), CELLI (1999), TENG (2002) e TENG (2003).

BERNARDON (2011) propuseram a minimização dos indicadores SAIFI, SAIDI e energia não-suprida, através da alocação de chaves remotamente controladas. As restrições consideradas foram o perfil de tensão do sistema e a corrente máxima permissível nos

componentes do SDEE. Os indicadores foram avaliados utilizando uma matriz lógico-estrutural, que relaciona os tempos e frequência das interrupções em cada seção do alimentador, de acordo com a localização das faltas. O método denominado processo hierárquico analítico foi empregado na solução do problema, em conjunto com uma técnica heurística para seleção das localizações das chaves telecomandadas. O processo hierárquico analítico consiste em uma técnica que visa estabelecer pesos para os diferentes objetivos de problemas multicriteriais. Este é um procedimento bastante sistemático, mas exige conhecimento heurístico do problema para atribuição de escalas de importância a cada objetivo. Outra abordagem determinística foi apresentada por ABIRI-JAHROMI (2012) para alocação de chaves de manobras telecomandadas. O problema foi formulado como um modelo de otimização linear inteira mista (com variáveis reais e binárias). Novamente, o objetivo foi minimizar o investimento em chaves telecomandadas, bem como o custo das interrupções. A formulação ignorou as restrições à reconfiguração. Na solução do problema foi utilizado um pacote de programação não-linear disponível comercialmente. Os testes incluíram a comparação entre a técnica determinística proposta e as técnicas estocásticas *Simulated Annealing* (BILLINTON, 1996) e enxame de partículas. Os resultados indicaram a superioridade das soluções do método proposto em relação às obtidas através das técnicas estocásticas.

### **2.1.2 SDEE com GD**

A alocação de chaves de manobras para formação de áreas ilhadas e auto-suportadas pela GD durante situações de contingência foi proposta por MAO (2003). O problema foi formulado como um modelo multiobjetivo, considerando: 1) minimização do número de chaves a serem instaladas; 2) maximização das cargas prioritárias atendidas pela GD; 3) maximização da carga englobada pelas áreas ilhadas; e 4) minimização do número de operações de chaveamento para reconfiguração. As restrições consideram o perfil de tensão nas cargas, capacidade da GD de suportar a carga das áreas ilhadas e a máxima corrente admissível nos componentes do sistema. Para solução do problema foi proposto o uso de um algoritmo heurístico, baseado na teoria de grafos. O método consiste na seleção heurística de chaves de manobras a serem abertas e/ou fechadas até que se obtenha uma área ilhada no sistema. A análise de fluxo de carga é então aplicada para determinar a quantidade de cargas a serem agregadas ou rejeitadas em cada ilha, considerando cargas prioritárias e a viabilidade em relação às restrições impostas. Deve-se observar que a formulação parte do pressuposto

que a GD e grande parte das cargas do alimentador são controláveis, o que exige um grau razoável de automação do sistema. A viabilidade econômica da técnica não foi avaliada.

## **2.2 ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO**

A alocação de dispositivos de proteção em SDEE é um problema mais adequado à formulação analítica se comparado com o problema do restabelecimento, já que o alimentador não assume configurações não-radiais com a desconexão da rede pela proteção. Formulações analíticas são caracterizadas por equações matemáticas explícitas, com variáveis de decisão binárias representando a alocação dos dispositivos em um conjunto de seções de um alimentador radial.

### **2.2.1 SDEE radiais**

O primeiro modelo explícito de programação linear binária para alocação de dispositivos de proteção relatado na literatura foi proposto por SOUDI (1998). O indicador SAIFI foi formulado como um modelo linearizado de variáveis indicando a alocação de religadores e fusíveis. Para limitar a complexidade, a formulação considerou a divisão do alimentador em um circuito principal e ramais laterais, cada qual classificado em uma de três categorias. A cada categoria foram aplicadas diferentes restrições quanto aos tipos de dispositivos de proteção passíveis de alocação. O circuito principal e ramais laterais foram considerados como circuitos independentes, partindo do pressuposto que o efeito das faltas não se propaga com a alocação mandatória de fusíveis no início de cada ramal. Essa simplificação impede que sejam consideradas as sequências de religamento, como forma de eliminação das faltas temporárias. Logo, implica na limitação da qualidade das soluções (SILVA, 2004; SOHN, 2006; ZAMBON, 2009). Poucas considerações foram dadas à coordenação do sistema de proteção, a não ser pela restrição da alocação de religadores a jusante de fusíveis. As restrições econômicas foram consideradas pela limitação no número de dispositivos disponíveis para alocação. Na solução do modelo proposto os autores utilizaram um pacote de otimização matemática disponível comercialmente. Em SOUDI (1997) os autores ilustraram a aplicação do modelo SOUDI (1998) na minimização dos indicadores SAIFI, ASIFI (*System Interruption Frequency Index*) e do custo de aquisição dos dispositivos de proteção, enquanto metas predeterminadas para os indicadores eram asseguradas na forma de restrições. Em SOUDI (1999) foi apresentado um estudo da viabilidade das soluções dos modelos anteriores SOUDI (1998) e SOUDI (1997). As soluções destes modelos foram comparadas com as práticas empregadas pelas concessionárias, e analisadas frente a cenários

de pior caso (*worst case analysis*). Ainda com base nas formulações anteriores, SOUDI (2001) apresentaram um modelo de programação por metas, com o objetivo de minimizar os indicadores SAIFI e ASIFI, de forma simultânea. Da solução obtida foram selecionados os religadores nos quais o esquema de proteção coordenado deveria ser utilizado, de forma semelhante à formulação proposta neste trabalho.

SILVA (2004) apresentou uma extensão do modelo proposto por SOUDI (1998) para minimização do indicador SAIFI. O modelo foi formulado de forma menos simplificada, ao custo do aumento na complexidade. Embora utilizando a mesma forma de divisão do alimentador de SOUDI (1998), a formulação se mostrou mais completa no sentido que a análise do circuito principal e dos ramais laterais foi efetuada de forma integrada. As restrições consideradas foram semelhantes às de SOUDI (1998). Apesar da formulação explícita, o Algoritmo Genético foi aplicado na solução do modelo, dispensando assim a necessidade de restrições e variáveis adicionais decorrentes da linearização.

Um modelo não-linear explícito mais genérico em relação aos anteriores foi apresentada por ZAMBON (2009). Os indicadores SAIFI e SAIDI foram formulados com maior fidelidade em termos da resposta do sistema de proteção às faltas permanentes e temporárias. Porém, como as formulações anteriores, partiu-se do pressuposto da coordenação adequada do sistema de proteção sob quaisquer condições. Os autores afirmam a superioridade da formulação devido ao fato de esta ser “menos restritiva” em relação às anteriores. No entanto, deve-se observar que o projeto de sistemas de proteção é fortemente sujeito a restrições técnicas, e a desconsideração das mesmas tende a inviabilizar as soluções.

Em FERREIRA (2011) foi apresentada a formulação que deu origem ao modelo PLIMM proposto no presente trabalho. Esta é a primeira formulação analítica relatada na literatura onde a minimização simultânea dos indicadores relacionados a interrupções sustentadas (SAIFI) e momentâneas (MAIFI) foi proposta. Os indicadores foram formulados como funções das localizações dos dispositivos de proteção e do esquema de proteção adotado nos dispositivos dotados de religamento automático. As restrições econômicas foram associadas à limitação do número de dispositivos disponíveis para alocação, e as de natureza técnica associadas à coordenação do sistema de proteção. No entanto, como as demais técnicas, a coordenação foi considerada satisfatória com a limitação no número de dispositivos alocados em série. Um método de otimização não-linear binária baseado na técnica de *Branch-and-Bound* foi empregado na solução do modelo de otimização por metas, buscando o balanço entre os indicadores.

### 2.2.2 SDEE com GD

POPOVIĆ (2005) propuseram a alocação de religadores em SDEE com GD, com objetivo de minimizar um indicador composto, dado pela soma ponderada dos indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI. O Algoritmo Genético foi utilizado na solução do problema. O trabalho não considerou o efeito da GD sobre o desempenho da proteção, não sendo mencionados aspectos relacionados à coordenação, seletividade ou sensibilidade. Com o mesmo objetivo de POPOVIĆ (2005), PREGJEJ (2006) propuseram a alocação simultânea de religadores e geradores distribuídos em SDEE. As restrições foram relativas à capacidade da GD em suprir as cargas ilhadas, e à limitação no número de geradores e religadores disponíveis para alocação. Novamente, a formulação não considera a coordenação, seletividade ou qualquer outro aspecto do projeto do sistema proteção que possa ser potencialmente afetado pela penetração da GD. A formulação é descrita qualitativamente, e não deixa clara a forma como a função objetivo e as restrições são tratadas. A solução foi novamente obtida através de um Algoritmo Genético dedicado. Os testes incluíram a seleção dos parâmetros de controle do algoritmo, onde se concluiu que os melhores resultados são obtidos quando a taxa de mutação é de 70%. Logo, nota-se que o algoritmo possui um comportamento muito próximo ao de uma busca aleatória. Os resultados apresentados foram obtidos a partir das melhores soluções de 20 execuções do Algoritmo Genético.

CAMPITELLI (2007) apresentou uma extensão da técnica de SILVA (2004) para alocação de dispositivos de proteção e GD em SDEE. A modelagem do efeito da GD na função objetivo foi apresentada de forma implícita. O objetivo a minimização da energia não-suprida, sujeita à limitação no número de dispositivos para alocação, número máximo de dispositivos em série e capacidade nominal dos geradores distribuídos. A possibilidade de alimentar cargas ilhadas foi avaliada pela comparação entre a carga total do sistema ilhado e a capacidade nominal da GD, sem o uso da análise do fluxo de potência. Paralelamente, o autor propôs um procedimento iterativo para efetuar a coordenação e seletividade da proteção. Dentre as possíveis ações do usuário, destacam-se a redefinição dos pontos candidatos à alocação e alteração de ajustes da proteção, seguidas de nova execução do algoritmo. Como método de solução foi utilizado um Algoritmo Genético dedicado.

### 2.3 ALOCAÇÃO DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRAS EM SDEE RADIAIS

BUPASIRI (2003) apresentou um modelo de não-linear explícito para minimizar o custo total da confiabilidade, incluindo os custos das interrupções, aquisição e operação dos

dispositivos de proteção e manobras. Desta formulação os autores derivaram modelos para os indicadores SAIDI e SAIFI. Similar a SOUDI (1998), foi empregada a divisão do alimentador em circuito principal e ramos laterais. O modelo considera parcialmente o efeito das chaves de manobras no indicador SAIDI, pois não contempla o restabelecimento a jusante da falta. Outra formulação explícita foi proposta por SOHN (2006), para minimizar o custo total da confiabilidade. Como em SOUDI (1998) e BUPASIRI (2003), foi assumida a divisão do alimentador, porém neste caso os efeitos das faltas entre circuito principal e ramais laterais foram considerados. O modelo não contempla alimentadores com ramificações no circuito principal, e como os demais, supõe o uso do esquema de proteção seletivo.

SILVA (2008) propôs a minimização dos custos de investimento em dispositivos de proteção e manobras e das interrupções permanentes e temporárias para diferentes classes de consumidores. O método utilizado foi o algoritmo Busca Tabu Reativa. Para reduzir a complexidade do problema, as seções do alimentador foram classificadas sete categorias, sendo a estas atribuídas diferentes restrições quanto aos dispositivos passíveis de alocação. A coordenação do sistema de proteção foi considerada pela limitação dos dispositivos alocados em série. Como diferencial, a técnica levou em consideração a capacidade de reserva dos pontos de transferência de carga, como restrição ao restabelecimento.

TIPPACHON (2009) empregou a metaheurística colônia de formigas na solução do problema de alocação de dispositivos de proteção e manobras. O principal diferencial foi a abordagem multiobjetivo adotada na minimização dos indicadores SAIFI, SAIDI e custo total da confiabilidade. Como as abordagens apresentadas anteriormente, a coordenação do sistema de proteção foi considerada pela limitação no número máximo de dispositivos em série.

O modelo PLIM proposto no presente trabalho é uma evolução da formulação primeiramente apresentada em FERREIRA (2012). Em relação aos trabalhos anteriores, o principal diferencial da metodologia foi a maior generalidade em termos da ausência de simplificações na modelagem da topologia do alimentador. Testes comparativos com o modelo de BUPASIRI (2003) mostraram que essas simplificações tendem a degradar a qualidade das soluções. O trabalho incluiu testes considerando o modelo de ZAMBON (2009), os quais mostraram a inadequação de formulações que visam à minimização da duração das interrupções sem agregar o efeito do restabelecimento. Com base na formulação proposta, foi derivado um modelo para minimização do custo total da confiabilidade. No entanto, a coordenação e seletividade foram abordadas de forma simplificada, da mesma forma que os trabalhos anteriores. Na solução dos modelos foi empregado um método baseado na técnica de *Branch-and-Bound*. Um estudo comparativo ilustrou a superioridade do

método determinístico em relação ao Algoritmo Genético, em termos da qualidade das soluções e esforço computacional.

## **2.4 COORDENAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO**

A coordenação de sistemas de proteção é um tema geralmente abordado com foco nos sistemas de transmissão, pela aplicação de relés direcionais de sobrecorrente em redes interligadas (BIRLA, 2005). As metodologias a serem abordadas nesta seção não incluem esquemas de proteção adaptativos ou baseados em níveis elevados de automação, tendo em vista o foco deste trabalho na proteção dos SDEE em sua forma tradicional.

### **2.4.1 SDEE radiais**

Poucos trabalhos são encontrados na literatura relacionados à proteção de SDEE radiais. Dentre eles, BROWN (1988); BROADWATER (1991) e WITTE (1992) propuseram sistemas especialistas para coordenar relés de sobrecorrente, religadores e fusíveis em SDEE. Os sistemas especialistas são compostos por bases de dados com informações sobre os ajustes dos dispositivos de proteção, dados do sistema elétrico e regras de coordenação. Este método geralmente é utilizado em programas disponíveis comercialmente. O método de BROWN (1988) não é capaz de efetuar a coordenação automática dos dispositivos. Neste caso, sua função é basicamente a plotagem das curvas de operação dos dispositivos para avaliação visual da coordenação. O método de BROADWATER (1991) agregou a possibilidade de alocação dos dispositivos de proteção. A técnica consistiu na utilização de uma base com cinco regras heurísticas para definir de forma simplificada os tipos e localizações dos dispositivos de proteção em um alimentador.

### **2.4.2 SDEE com GD**

A coordenação do sistema de proteção utilizando um sistema especialista foi novamente proposta por TUITEMWONG (2011), porém agora considerando a presença da GD no alimentador de distribuição. O algoritmo utiliza as regras e critérios de coordenação para sugerir os ajustes dos dispositivos de forma interativa com o usuário. Além das bases de dados, regras e da máquina de inferência, a ferramenta agrega técnicas de análise de fluxo de potência e curto-circuito. Os testes mostraram a aplicação da metodologia proposta em um sistema com considerável penetração de GD, onde se conclui que o método requer uma série de decisões e intervenções ao longo do processo.

Em BRAHMA (2002) foi apresentada uma discussão acerca da forma como a coordenação do sistema de proteção é afetada com a penetração da GD nos SDEE. A partir daí, os autores identificaram os requisitos necessários para coordenação satisfatória de religadores e fusíveis. Os autores destacam a necessidade do emprego de religadores com controle microprocessado, para que seja possível 1) o emprego de diferentes curvas de operação durante a sequência de religamento do religador, 2) ajustes de curvas definidas pelo usuário e 3) flexibilidade quanto à escolha das curvas de operação. O trabalho incluiu exemplos de coordenação dos dispositivos em cenários de pior caso, onde se considerou até 200% de penetração de GD no sistema. Por fim, foi comprovada a impossibilidade de coordenação efetiva do sistema de proteção através de religadores convencionais.

A técnica proposta por NAJY (2013) teve como objetivo minimizar o tempo de operação de relés direcionais para proteção de micro-redes, através da seleção dos seus ajustes de disparo e multiplicador de tempo. A formulação agrega a alocação e dimensionamento de reatâncias limitadoras de curto-circuito, para viabilizar a coordenação entre relés em micro-redes com elevada penetração de GD. As restrições foram relacionadas à limitação na faixa de ajuste dos dispositivos, tempo de coordenação da proteção principal e de retaguarda, e valor máximo das reatâncias limitadoras de curto-circuito. Para contornar o problema da queda de tensão nas reatâncias quando em condições de regime permanente, estas foram consideradas como dispositivos ativos, chaveados em série com a falta no momento da sua detecção. Não foram feitas considerações em relação à viabilidade econômica desta solução. A formulação foi apresentada de forma implícita, e as soluções obtidas utilizando o Algoritmo Genético.

## **2.5 CONSIDERAÇÕES ACERCA DO ESTADO-DA-ARTE**

Os problemas abordados anteriormente têm como característica a considerável complexidade, em virtude de sua natureza combinatória. Em virtude disso, a grande maioria das metodologias utiliza-se de métodos estocásticos para a solução de modelos formulados implicitamente. Os modelos implícitos são invariavelmente descritos de forma qualitativa, e a carência de formalismo matemático dificulta sua reprodução. Formulações analíticas, como as propostas por ABIRI-JAHROMI (2012) e CARVALHO (2005), podem ser consideradas mais flexíveis, no sentido de que a solução do modelo não se limita ao uso de métodos estocásticos. A superioridade dos métodos determinísticos na solução de problemas combinatórios é muitas vezes comprovada na literatura (SOHN, 2006; ABIRI-JAHROMI, 2012; FERREIRA, 2012). No entanto, no que diz respeito às propostas discutidas anteriormente, a recíproca não se mostra verdadeira.

O restabelecimento de SDEE é um problema clássico de otimização combinatória, caracterizado principalmente pelas restrições à transferência de carga (BROWN, 2009). Estas são ignoradas em muitas das propostas na literatura (LEVITIN, 1994,1995; CELLI, 1999; BUPASIRI, 2003; CARVALHO, 2005; SOHN, 2006; ABIRI-JAHROMI, 2012; FERREIRA, 2012). Alguns modelos implícitos agregam a avaliação do fluxo de potência ao longo das iterações do algoritmo de busca (BILLINTON, 1996; TENG, 2002; MAO, 2003; TENG, 2003; BERNARDON, 2011). Pode-se observar que em se tratando de métodos iterativos e não-analíticos, não há limitação quanto à avaliação computacional de funções arbitrárias. Já nas formulações explícitas estas restrições se mostram bastante problemáticas, tendo em vista a dificuldade em agregar as equações analíticas do fluxo de carga a um modelo combinatório. Essa limitação é contornada em CARVALHO (2005), através da enumeração do espaço viável de soluções *a priori* da solução do modelo. Desta forma, essa abordagem foi adotada pela metodologia proposta.

### 3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos adotados no desenvolvimento dos modelos matemáticos propostos. Estes incluem a definição de parâmetros básicos e métricas da confiabilidade, bem como aspectos da operação da GD em SDEE. O capítulo inclui critérios e práticas relacionadas à proteção e ao restabelecimento dos SDEE. Estes tópicos servirão de base para a formulação proposta no capítulo seguinte, além de fornecer uma visão geral e qualitativa do efeito da GD sobre a confiabilidade e a operação do sistema.

#### 3.1 FALTAS, INTERRUPÇÕES E INDICADORES DE CONFIABILIDADE

No contexto deste trabalho, uma falta é definida como um fenômeno que leva um componente do sistema elétrico à condição de curto-circuito. As faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição podem ser classificadas como temporárias ou permanentes (SHORT, 2004). Uma falta temporária é um curto-circuito de natureza transitória, extinto quando o circuito é desenergizado por um curto intervalo de tempo (usualmente poucos segundos). Uma falta permanente é um curto-circuito que persiste até que seja reparado por meio de intervenção humana, o que requer a desenergização do circuito por um período de algumas horas. (BROWN, 2001a; COOPER, 2005).

Uma interrupção é definida em (IEEE, 2003a) como a completa perda do suprimento de energia para um ou mais consumidores, sendo classificada quanto a sua duração como momentânea ou sustentada. Interrupções momentâneas são essencialmente resultantes das operações de abertura e religamento efetuadas por dispositivos automáticos, na tentativa de eliminar faltas temporárias (SHORT, 2004). Apesar do uso do termo “interrupção momentânea”, neste trabalho é adotado o conceito de “evento de interrupção momentânea”, definido como uma ou mais interrupções com duração total limitada ao período de tempo de 5 minutos. Interrupções sustentadas são aquelas cuja duração é superior a 5 minutos (IEEE, 2003a).

Os indicadores de confiabilidade são agregações de dados estatísticos, usualmente calculados para um conjunto definido de cargas, componentes ou consumidores. Correspondem aos valores médios de uma característica particular de confiabilidade para um sistema, região operacional ou alimentador (BROWN, 2009). Os indicadores SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) são as métricas mais empregadas por concessionárias e órgãos reguladores para avaliar a confiabilidade dos SDEE, em termos da duração e frequência média das interrupções

sustentadas em um período de tempo (geralmente um ano). Estes indicadores são definidos como (IEEE, 2003a):

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duração das interrupções por consumidor}}{\text{Número total de consumidores}} \quad [\text{horas/ano}] \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número de interrupções por consumidor}}{\text{Número total de consumidores}} \quad [\text{interrupções/ano}]. \quad (2)$$

Atualmente, a mudança na percepção de nível adequado de confiabilidade por parte dos consumidores tem levado à crescente popularidade de indicadores relacionados a interrupções momentâneas, como o MAIFI<sub>E</sub> (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*) (COATE, 2001). Este pode ser expresso como (IEEE, 2003a):

$$MAIFI_E = \frac{\sum \text{Número de eventos de interrupções momentâneas por consumidor}}{\text{Número total de consumidores}} \quad [\text{int. mom./ano}] \quad (3)$$

Os indicadores SAIDI e SAIFI são respectivamente, medidas da duração e do número de interrupções sustentadas que, em média, os consumidores serão submetidos no período de um ano. De forma semelhante, MAIFI<sub>E</sub> é uma medida do número de eventos de interrupções momentâneas que os consumidores experimentam neste período. Neste caso, estes eventos compreendem um número qualquer de interrupções momentâneas que ocorrem dentro do intervalo de 5 minutos. Neste trabalho, por questões de economia de notação o termo MAIFI será utilizado em referência ao indicador MAIFI<sub>E</sub>.

## 3.2 OPERAÇÃO DA GD EM SDEE

A conexão de GD aos SDEE é regulamentada no Brasil pela resolução ANEEL (2012a). No âmbito internacional, a principal referência adotada é a norma IEEE (2003b). Ambas citam critérios e requisitos básicos que visam limitar os possíveis efeitos negativos que a GD pode causar na operação dos SDEE. No entanto, estas referências fornecem poucas soluções ou opções para alcançar tais requisitos, dada a superficialidade com que os problemas são tratados. A proteção e restabelecimento de SDEE na presença de GD são assuntos pouco consolidados na literatura. Desta forma, algumas considerações se mostram importantes para definir a forma como a GD é tratada na formulação do problema.

### 3.2.1 Operação em Regime Permanente

Esta seção não tem como intuito abordar os vários aspectos da operação em regime permanente da GD em SDEE, mas sim apresentar algumas considerações relacionadas à sua

modelagem para a análise de fluxo de potência. A interface entre fontes primárias distribuídas e o sistema elétrico é constituída essencialmente por geradores de indução, conversores estáticos chaveados e em sua maioria, geradores síncronos (KHUSHALANI, 2007). As características de operação e o nível de detalhamento requerido pela análise ditam, em grande parte, a forma como a GD é representada no fluxo de potência. **Geradores de indução** tem as potências ativa e reativa como funções do escorregamento e da tensão terminal. Numa primeira aproximação, considerando a potência ativa constante e a variação da potência reativa com o escorregamento desprezível, a representação como um *modelo de característica estática de tensão* se mostra adequada. Neste caso, a absorção de potência reativa é função unicamente da tensão. Supondo a tensão em regime permanente constante, uma segunda aproximação leva à representação do gerador de indução como um *modelo de potência ativa e reativa constantes* (PQ), também chamado *modelo de fator de potência constante* (MOGHADDAS-TAFRESHI, 2009).

Dependendo do controle da excitação, o **gerador síncrono** pode ser operado como uma fonte de potência ou de tensão constante. No modo de controle de potência constante, o gerador é representado como um modelo PQ, e a tensão nos seus terminais é imposta pela tensão do sistema. Este modelo é o mais empregado na representação de geradores de pequeno e médio porte em SDEE. Além disso, este se mostra o mais adequado para representar o modo de operação de produtores independentes, que mantém o fator de potência próximo à unidade para maximizar a produção de potência ativa. No modo de operação com tensão constante, a potência ativa é fixada e a potência reativa é controlada para manter a tensão constante. A operação em tensão constante geralmente não é permitida pelas concessionárias durante condições normais de operação do sistema (IEEE, 2003b). Desta forma, o modelo de tensão constante (PV) é mais utilizado na representação de geradores de grande porte.

Os **conversores estáticos** são flexíveis quanto ao controle e podem ser operados em modo de potência (PQ) ou tensão (PV) constante. Para uma representação estática do fluxo de potência, os conversores podem ser considerados de forma idêntica aos geradores síncronos. A metodologia proposta agrega os modelos PQ e PV na representação da GD para a análise fluxo de potência, como descrito na Seção 4.5. No entanto, as interfaces por conversores e máquinas rotativas se diferenciam na análise de faltas. A contribuição dos conversores estáticos neste caso, geralmente não excede 200% de sua capacidade nominal, já que o controle tem atuação rápida nas chaves estáticas. Os geradores de indução conectados diretamente à rede apresentam decaimento acelerado da corrente de falta em relação aos

geradores síncronos. Sua contribuição depende da tensão residual do sistema, e normalmente é desprezível após 10 ciclos (BOUTSIKA, 2008). Logo, para estabelecer uma situação de pior caso em termos do impacto sobre o sistema de proteção, neste trabalho considera-se a GD composta somente de geradores síncronos.

### **3.2.2 Transformadores de Interface com o SDEE**

O emprego de transformadores de interface para geradores de potência nominal igual ou maior que 10 kW é mandatório no Brasil (ANEEL, 2012a). A seleção do tipo de conexão dos enrolamentos do transformador é uma das questões mais importantes na interface da GD com o sistema, envolvendo o balanço entre o desempenho do sistema de proteção e as sobretensões causadas por faltas à terra. As configurações  $\Delta - \Delta$ ,  $\Delta - Yg$  e  $Y - \Delta$  (lado da concessionária – lado do gerador) evitam a circulação da corrente para faltas à terra no alimentador, mas causam sobretensão em virtude de o primário ser isolado. As conexões mais utilizadas são  $Yg - \Delta$  e  $Yg - Yg$ , pois a detecção de faltas no alimentador é bastante simplificada (DUGAN, 2002). A desvantagem é a interferência na coordenação da proteção do alimentador, já que o aterramento fornece um caminho para corrente de falta. Uma prática comumente adotada é utilizar um reator de aterramento no primário da conexão  $Yg - \Delta$  para limitar a corrente de falta (SHORT, 2004).

### **3.2.3 Proteção Local da GD**

Os requisitos funcionais da proteção da interconexão com o SDEE variam substancialmente de acordo com o tipo e potência do gerador, localização do ponto de conexão e o tipo de conexão do transformador de interface (MOZINA, 2010). A referência IEEE (2008b) sugere uma série de esquemas de proteção para a interconexão de geradores síncronos, assíncronos e conversores estáticos. A norma brasileira (ANEEL, 2012a) aborda somente a conexão de geradores síncronos. A Figura 1 ilustra uma combinação dos requisitos mínimos da proteção dados por IEEE (2008b) e ANEEL (2012a) para interconexão de geradores síncronos aos SDEE. Este esquema tem como objetivo a proteção da interconexão, causando a desconexão da GD para faltas no alimentador. Logo, as proteções específicas do gerador não são representadas. As proteções são designadas de acordo com a nomenclatura dada por IEEE (2008a).

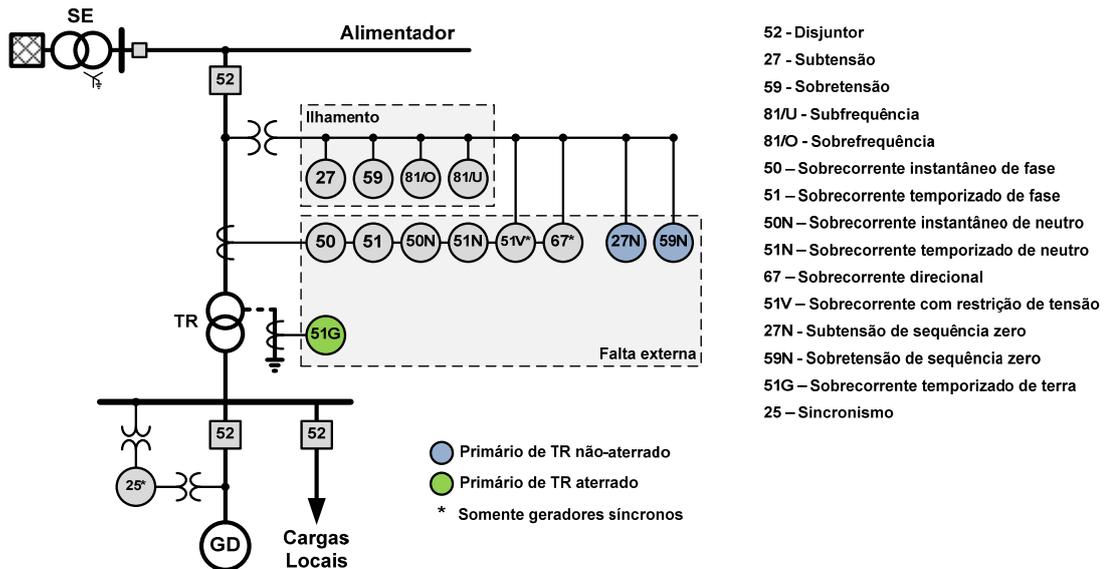


Figura 1. Esquema de proteção da interconexão da GD.

As proteções de sobre/subfrequência (81O/U) e sobre/subtensão (59/27) são universalmente adotadas para detectar o ilhamento da GD (perda de paralelismo ou desenergização do alimentador). Essas proteções se baseiam na variação da frequência e tensão devido à diferença entre a carga e a geração, quando da desconexão da fonte principal do restante do sistema. Essas proteções se aplicam inclusive aos geradores assíncronos e conversores estáticos. A Tabela 1 apresenta as faixas e tempos máximos de operação da proteção (detecção da condição anormal e desligamento da GD) estabelecidos por IEEE (2008b).

Tabela 1. Faixas e tempos de operação das proteções 59/27 e 81O/U.

Proteção	Faixa de operação	Tempo máximo de operação (s)
59	$1,1 \text{ pu} < V < 1,2 \text{ pu}$	1,00
	$V \geq 1,2 \text{ pu}$	0,16
27	$V \leq 0,5 \text{ pu}$	0,16
	$0,5 \text{ pu} < V < 0,88 \text{ pu}$	2,00
81O	$f \geq 60,5 \text{ Hz}$	0,16
81U	$f \leq 59,8 \text{ Hz}$	0,16
	$f \leq 57,0 \text{ Hz}$	0,16

Para pequenos geradores síncronos e de indução, geralmente não são requeridas proteções específicas para detecção de faltas externas, sendo as proteções 81O/U e 59/27 consideradas suficientes. Para geradores síncronos de maior potência as proteções de sobrecorrente temporizada (51), instantânea (50), direcional (67) e com restrição de tensão (51V) são utilizadas para detecção de faltas entre fases. A detecção de faltas à terra depende

da conexão do enrolamento primário do transformador. No caso do primário aterrado, a proteção de sobrecorrente de terra (51G) é aplicada diretamente no condutor de aterramento do transformador. Para transformadores com primário não-aterrado, as proteções de sobre/subtensão de sequência zero (59N/27N) são requeridas (MOZINA, 2010).

### 3.2.4 Operação Ilhada da GD

O ilhamento ocorre quando a GD supre um conjunto de cargas em uma região do alimentador isolada da subestação principal. A desconexão pode ser devida à operação de um dispositivo de proteção ou intencional. A operação ilhada geralmente é restrita (IEEE, 2003b), tendo em vista os vários problemas decorrentes. Dentre eles destacam-se (BARKER, 2000; DUGAN, 2002; IEEE, 2003b; MCDERMOTT, 2003; PREGJEJ, 2006; WALLING, 2008; MOZINA, 2010):

**Proteção:** o ilhamento da GD pode impedir a eliminação das faltas, causando potenciais danos aos equipamentos e pondo em risco a segurança de pessoas. A prática de religamento para eliminação de faltas temporárias deve ser revista, tendo em vista a possibilidade de religamento automático do circuito em defasagem angular com a GD.

**Restabelecimento:** com o restabelecimento do sistema da concessionária, o alimentador pode reassumir sua configuração normal de operação. Neste cenário, a sincronização da GD e reconexão da carga ilhada ao alimentador exige um grau razoável de controle e automação do sistema. Caso contrário, é necessário tempo adicional para que a condição de ilhamento seja desfeita manualmente. Isso causa o aumento da duração da interrupção.

**Qualidade da energia:** geralmente a GD não é capaz de manter a tensão nas cargas e depende da tensão no ponto de conexão como referência de fase. Desta forma, aumenta a possibilidade de a carga da região ilhada ser submetida a variações de tensão e frequência além da sua faixa normal de operação. Outros problemas incluem a geração de níveis inaceitáveis de harmônicas e sobretensões causadas por ferro-ressonância.

## 3.3 PRÁTICAS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE EM SDEE

Os sistemas de proteção são projetados visando garantir a segurança de pessoas e equipamentos, a operação estável do sistema elétrico e a manutenção de níveis adequados de confiabilidade, prevenindo a ocorrência de interrupções e minimizando seus efeitos quando estas ocorrem (COOPER, 2005). Nesta seção são apresentadas as práticas tradicionalmente adotadas no projeto de sistemas de proteção. Estas práticas servirão como base para a

formulação proposta, incluindo critérios de seleção, alocação, seletividade e coordenação da proteção.

### 3.3.1 Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente

Em geral, o sistema de proteção de sobrecorrente dos SDEE consiste de disjuntor com relés de sobrecorrente e religamento instalados na subestação, bem como religadores, seccionadores e fusíveis instalados em pontos estratégicos ao longo dos alimentadores. A metodologia proposta aborda a proteção de SDEE pela aplicação de relés de sobrecorrente, religadores e fusíveis do tipo expulsão. Os relés e religadores considerados são os baseados em controles microprocessados. Esse pressuposto se justifica pelo fato de a coordenação de religadores com controle hidráulico ser potencialmente impraticável na presença da GD (BRAHMA, 2002). Desta forma, do ponto de vista funcional, os relés e religadores podem ser tratados de forma bastante similar, e os conceitos e definições apresentados a seguir se aplicam a ambos.

**Relés e religadores com controles microprocessados** agregam unidades independentes de fase e terra, que podem operar segundo uma ampla faixa de características tempo-corrente. Os controles de religadores geralmente disponibilizam curvas de tempo inverso características dos relés de sobrecorrente, além das curvas “lentas” e “rápidas” características dos religadores com controle hidráulico. O controle microprocessado elimina muitos dos problemas dos dispositivos eletromecânicos, como o sobrepercurso (movimento inercial do disco de indução) e o tempo de reset (retorno do disco à posição inicial), além de responder com mais rapidez e precisão aos parâmetros de entrada (COOPER, 2005). Neste trabalho, as funções de proteção consideradas são as tradicionalmente empregadas na proteção de SDEE (DE BRITTO, 2004), e invariavelmente disponíveis nos dispositivos com controle microprocessado (BRAHMA, 2002): **sobrecorrente de tempo inverso (51)**, **sobrecorrente de tempo definido (50TD)**, **instantânea (50)** e **religamento automático (79)**. As funções de sobrecorrente são consideradas associadas à função de **sobrecorrente direcional (67)**. No entanto, serão referidas pelas suas designações originais ao longo deste trabalho.

A característica de tempo inverso (51) é caracterizada pelo tempo de operação dado por uma função inversamente proporcional ao quadrado da corrente no circuito protegido, definida em IEEE (1996) como:

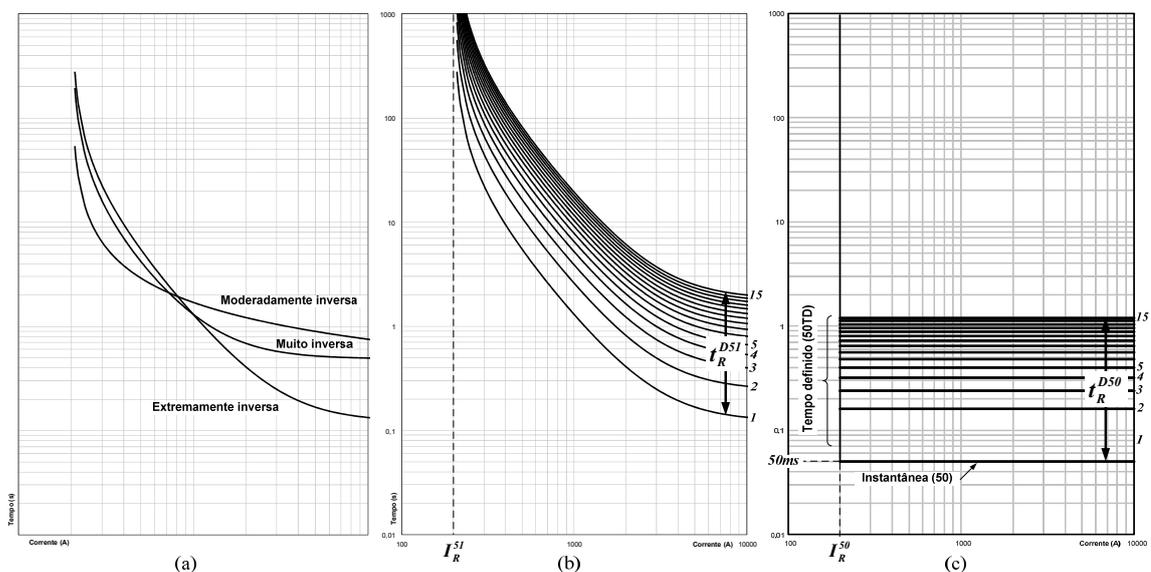
$$t_R^{51}(I) = \left( \frac{A}{(I/I_R^{51})^p - 1} + B \right) \cdot t_R^{D51} \quad (4)$$

onde  $t_R^{51}$  é o tempo de operação (s) da característica 51 do relé ou religador,  $I$  é a corrente no circuito protegido (A),  $I_R^{51}$  é a corrente mínima de operação (*pick-up*) (A),  $t_R^{D51}$  é o multiplicador de tempo (*time dial*) (s) e  $A$ ,  $B$  e  $p$  são constantes adimensionais, que definem a forma da curva de tempo inverso. As constantes  $A$ ,  $B$  e  $p$  e suas respectivas curvas (IEEE, 1996) são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2. Constantes  $A$ ,  $B$  e  $p$  e respectivas curvas de tempo inverso.**

Curva característica	$A$	$B$	$p$
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Muito inversa	19,61	0,491	2,0
Extremamente inversa	28,2	0,1217	2,0

A Figura 2 (a) mostra as curvas de tempo inverso definidas pelas constantes dadas na Tabela 2. De acordo com (4), além das constantes  $A$ ,  $B$  e  $p$ , o tempo de operação é dependente de  $I_R^{51}$  e de  $t_R^{D51}$ . O ajuste de  $I_R^{51}$  é a mínima corrente que leva à operação do dispositivo, e será referida como **corrente de operação**. O ajuste de  $t_R^{D51}$  atua como um multiplicador do tempo de operação para uma dada razão  $I/I_R^{51}$ . Este será referido como ajuste de **tempo de operação**. A Figura 2 (b) ilustra as curvas extremamente inversas resultantes de (4), para valores de  $t_R^{D51}$  na faixa de 1 a 15 e  $I_R^{51} = 200$  A.



**Figura 2. Características de tempo inverso (a), extremamente inversa (b) e tempo definido (c).**

As características muito inversa e extremamente inversa são as mais utilizadas na proteção de SDEE, tendo em vista sua adequação em termos da seletividade com fusíveis e religadores (COOPER, 2005). Desta forma, a metodologia proposta adota a característica **extremamente inversa** como curva padrão de operação dos relés e religadores.

As características de tempo definido (50TD) e instantânea (50) mostradas na Figura 2 (c), têm tempo de operação aproximadamente constante para correntes de falta superiores à corrente de operação (COOPER, 2005). Como a própria denominação sugere, o tempo de operação da característica de tempo definido é ajustável, enquanto que na característica instantânea não há atraso intencional. Neste caso, o tempo de operação depende somente dos aspectos construtivos do relé ou religador, sendo tipicamente menor que 50 ms (1 a 3 ciclos de 60 Hz). Dada a alta velocidade de operação da função 50, o tempo total de extinção da falta (atraso do circuito de controle mais o tempo de extinção do arco) geralmente é considerado em estudos de proteção. Valores típicos encontram-se na faixa de 35 a 130 ms (2 a 8 ciclos de 60 Hz) (BLACKBURN, 2006). O tempo adotado para extinção da falta é de 50 ms neste trabalho. As características de operação 50TD e 50 são unificadas de acordo com (5):

$$t_R^{50}(I) = 0,05 \cdot t_R^{D50} \quad (5)$$

onde  $t_R^{50}(I)$  é o tempo de operação (s) da característica 50 para a corrente  $I$  (A),  $t_R^{D50}$  é o ajuste de tempo de operação, e  $I_R^{50}$  é a corrente de operação (*pick-up*) (A). Observa-se que para  $t_R^{D50} = 1$ , (5) corresponde à característica instantânea 50. Logo, a denominação “função de sobrecorrente 50” será mantida nas referências à característica de operação expressa por (5).

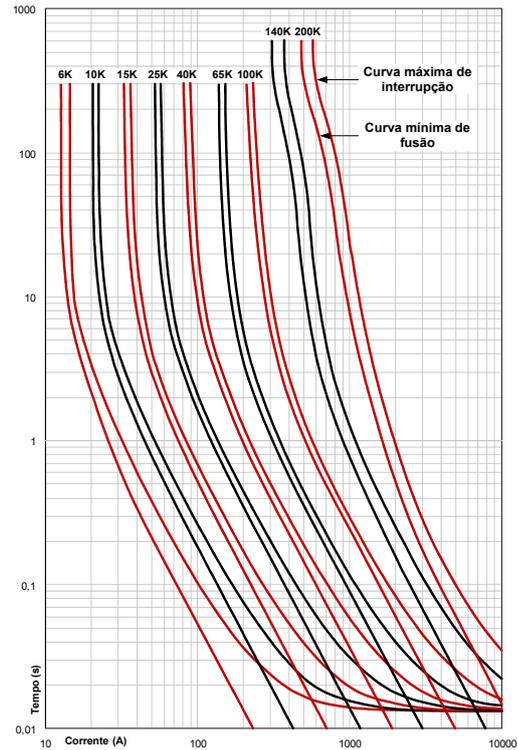
A função de religamento automático (79) é extensivamente utilizada na proteção de SDEE, onde as faltas de natureza temporária são predominantes. A prática mais adotada consiste em ajustar o relé ou religador para efetuar de dois a quatro religamentos. O tempo de religamento (intervalo entre a abertura e fechamento dos contatos) pode variar de 0,2 até algumas dezenas de segundos (COOPER, 2005; BLACKBURN, 2006). Com a presença da GD no alimentador, o tempo de religamento deve ser superior a 1,0 s para que seja possível a desconexão dos geradores antes do primeiro religamento do circuito (DUGAN, 2002; MCDERMOTT, 2003). A Tabela 1 sugere que o tempo de religamento de 2,0 s é suficiente para garantir a operação da proteção local da GD, supondo que a desconexão da subestação cause variações de tensão e frequência superiores aos valores indicados.

Critérios típicos de alocação de relés e religadores sugerem sua instalação principalmente no circuito principal do alimentador, onde os benefícios em termos da confiabilidade justificam o custo relativamente elevado dos equipamentos (SOUDI, 1998).

Os **fusíveis** são os dispositivos de proteção de menor custo e em maior número nos SDEE. Seu funcionamento é baseado na fusão de uma liga metálica por efeito Joule, o que exige a substituição manual do elo fusível. Como são dispositivos de abertura monopolar, a atuação dos fusíveis para faltas monofásicas e bifásicas causa desequilíbrio das correntes no circuito. Desta forma, a alocação dos fusíveis é vedada no circuito principal do alimentador, bem como no circuito entre a subestação e a GD (IEEE, 2003b).

Os elos fusíveis utilizados na proteção de linhas de distribuição são os dos tipos K (rápidos) e T (lentos). Suas características de operação são definidas por curvas tempo-corrente padronizadas nos tempos de 0,1, 10 e 300 ou 600 s (IEEE, 2009). Nos estudos de proteção, as curvas relevantes são a mínima de fusão e a máxima de interrupção. A curva mínima de fusão é definida como 90% do tempo médio de fusão para as correntes na faixa de atuação do elo. A curva máxima de interrupção é estabelecida através do tempo médio de fusão, somando-se o tempo de arco e a tolerância devido a erros inerentes ao processo de fabricação. Estas curvas são definidas para a temperatura ambiente (25°C) e corrente de carga nula. Logo, para que suas características não sejam alteradas, a operação de fusíveis com sobrecarga contínua deve ser evitada (COOPER, 2005).

A referência IEEE (2009) especifica fusíveis preferenciais (básicos) e não-preferenciais (intermediários). Essas categorias são definidas em função da seletividade ser restrita entre elos de valores nominais consecutivos. Desta forma, quando uma categoria é selecionada, a outra é excluída. Neste trabalho são considerados os elos preferenciais do tipo K (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 A). As curvas características tempo-corrente são mostradas na Figura 3.

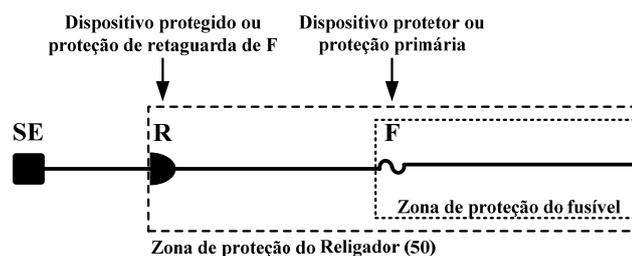


**Figura 3. Curvas características de elos fusíveis preferenciais do tipo K.**

De forma a unificar a nomenclatura utilizada ao longo deste trabalho, a **corrente de operação dos fusíveis** será definida como a corrente associada ao **tempo mínimo de fusão de 300 s**. Em fusíveis normalizados (IEEE, 2009) essa corrente tem valor aproximado igual a 200% da corrente nominal do elo fusível.

### 3.3.2 Esquemas de Proteção Coordenado e Seletivo

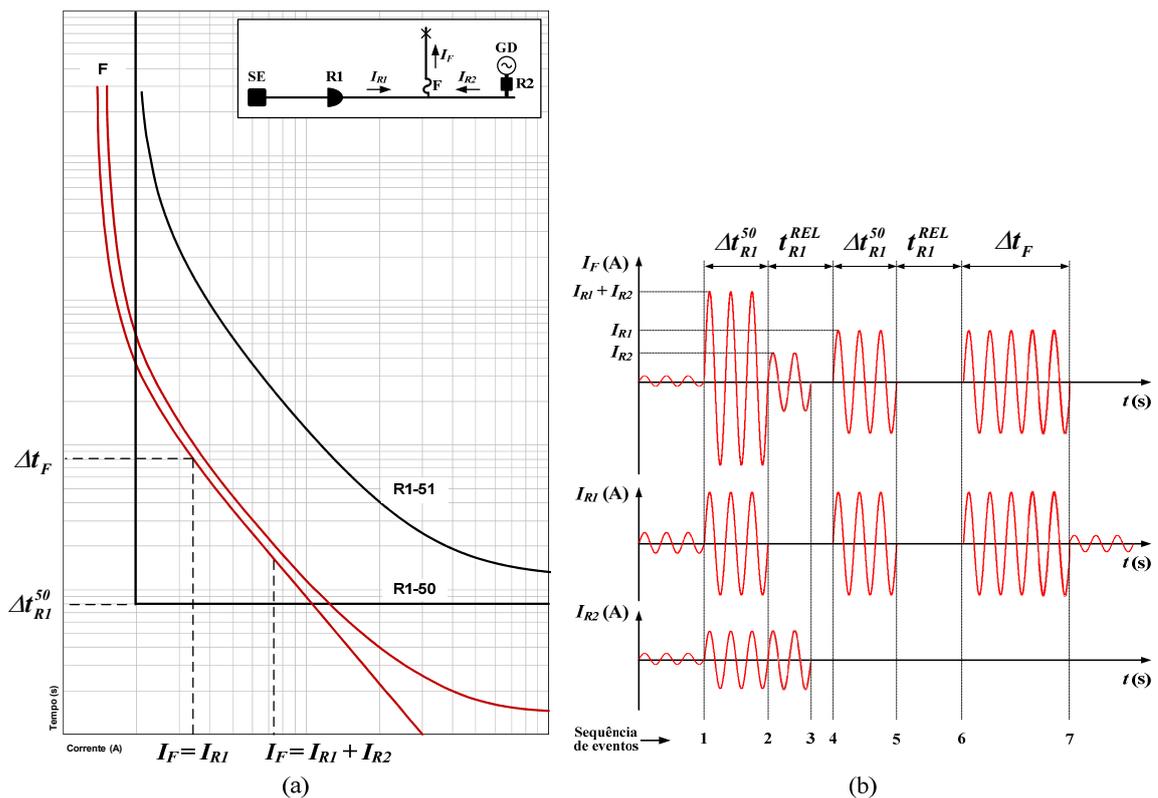
Os esquemas coordenado e seletivo são as duas práticas de proteção comumente utilizadas na coordenação entre relés/religadores e fusíveis, e exercem impacto substancial na confiabilidade dos SDEE (WARREN, 1992; SHORT, 2006). No **esquema coordenado** (também conhecido como *fuse saving*), a característica 50 do religador é ajustada de modo que sua zona de proteção se sobreponha às zonas de proteção dos fusíveis a jusante, como mostra a Figura 4.



**Figura 4. Zonas de proteção no esquema coordenado.**

Uma zona de proteção é definida como a máxima distância na qual uma falta causa a sensibilização de um dispositivo de proteção (SHORT, 2004). Com os dispositivos dispostos como na Figura 4, para faltas na zona de proteção de F diz-se que R é proteção de retaguarda ou dispositivo protegido, enquanto que F é proteção primária ou dispositivo protetor.

O objetivo do esquema coordenado é eliminar as faltas temporárias sem que haja o desligamento definitivo dos ramais protegidos pelos fusíveis. Quando empregando o esquema coordenado, considera-se que o religador será ajustado para duas operações na característica 50, seguido de duas operações na característica 51. A Figura 5 (a) mostra uma possível disposição das curvas de operação do religador R1 e do fusível F, que protegem um alimentador na presença da GD. A proteção da GD é representada por R2. Para uma falta permanente na zona de proteção de F, a sequência de operação dos dispositivos é mostrada na Figura 5 (b).



**Figura 5. Curvas características (a) e sequência de operação (b) da proteção no esquema coordenado.**

Assumindo que haja coordenação entre R1, R2 e F, a formulação proposta considera a resposta do sistema de proteção como descrita a seguir. A sequência de eventos é enumerada de acordo com a Figura 5 (b).

### **Falta permanente:**

1) A incidência da falta na zona de proteção de F gera a corrente resultante dada  $I_{R1}+I_{R2}$ , onde  $I_{R1}$  é a corrente no religador R1 e  $I_{R2}$  é a contribuição da GD. A corrente adicional vista por F é um dos principais problemas associados à coordenação religador-fusível em SDEE com GD (DE BRITTO, 2004). A perda da coordenação ocorre quando a corrente  $I_F = I_{R1} + I_{R2}$  se localiza à direita da interseção da curva mínima de fusão do elo com a característica 50 do religador na Figura 5 (a).

2) R1-50 opera no intervalo de tempo  $\Delta t_{R1}^{50}$ , desconectando a subestação do restante do sistema. A corrente vista por F passa a ser a contribuição da GD para a falta ( $I_{R2}$ ).

3) De acordo com o exposto na Seção 3.2.3, a perturbação resultante do desligamento da subestação resulta na atuação da proteção local da GD durante o primeiro intervalo de religamento  $t_{R1}^{REL}$ , igual a 2 s.

4) Ocorre o religamento do circuito por R1. A corrente vista por F passa a ser  $I_{R1}$ . Neste ponto, os consumidores de grande parte do alimentador foram submetidos à interrupção momentânea.

5) R1-50 opera pela segunda vez no intervalo de tempo  $\Delta t_{R1}^{50}$ .

6) R1 religa e a característica 50 é bloqueada.

7) Com R1 operando na característica 51 e havendo seletividade entre as curvas de F e R1-51, o fusível F opera no intervalo de tempo  $\Delta t_F$ . Posteriormente, a GD é reconectada ao sistema. A extinção da falta submete os consumidores do ramal à interrupção permanente, o que exige a intervenção da concessionária. Em adição ao incremento dos indicadores SAIDI e SAIFI, o indicador MAIFI também é afetado, pois grande parte dos consumidores do alimentador foi submetida à interrupção momentânea.

### **Falta temporária:**

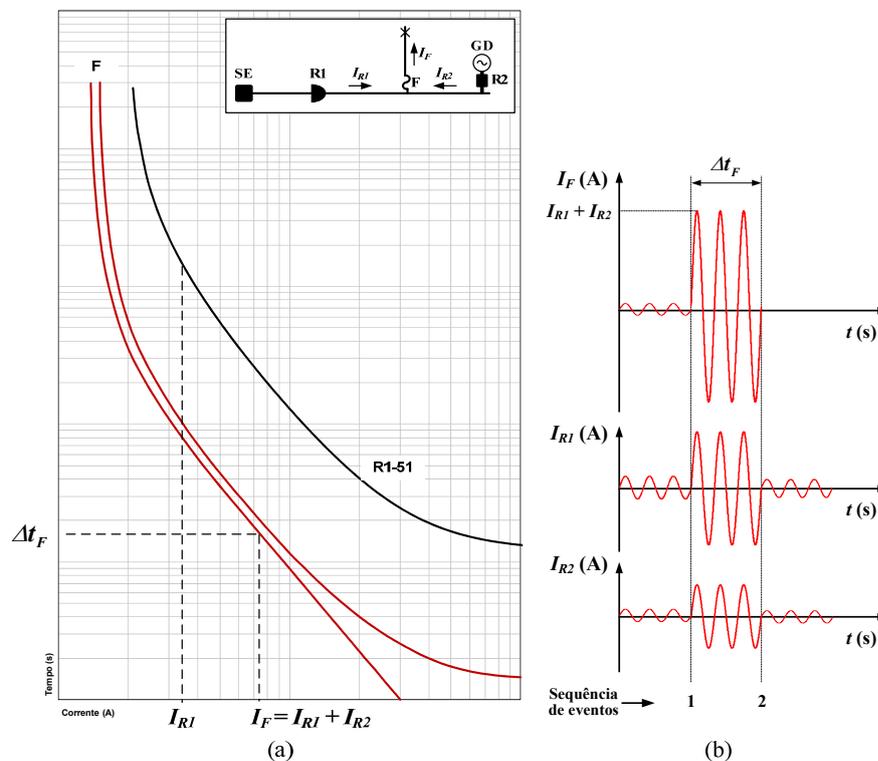
Neste caso, os eventos 1, 2 e 3 são idênticos ao caso em que a falta é permanente. Se a falta não for extinta o desligamento da GD durante o primeiro intervalo de religamento, assume-se que sua extinção se dará durante o segundo intervalo de religamento. Neste caso, com o religamento do circuito (evento 6) o sistema volta a operar normalmente. Os indicadores SAIDI e SAIFI não são afetados, mas o indicador MAIFI é incrementado consideravelmente.

No **esquema seletivo** (ou *fuse blowing*) a característica 50 pode ser bloqueada ou ter sua zona de proteção reduzida de forma que não haja sobreposição com a zona de proteção dos fusíveis, como mostra a Figura 6.



**Figura 6. Zonas de proteção no esquema seletivo.**

No esquema seletivo, os fusíveis operam tanto para faltas permanentes como temporárias. O efeito na confiabilidade se manifesta pelo incremento dos indicadores SAIDI e SAIFI e redução do indicador MAIFI. A Figura 7 (a) ilustra uma possível disposição das curvas de operação do religador R1 e do fusível F quando empregado o esquema seletivo. A sequência de eventos assumida para faltas permanentes e temporárias é mostrada na Figura 7 (b).



**Figura 7. Curvas características (a) e sequência de operação (b) da proteção no esquema coordenado.**

Conforme comentado anteriormente, a formulação proposta considera o desligamento da GD devido ao desvio de tensão e frequência que ocorre com a desconexão da subestação. No entanto, pode-se observar que pode haver o desligamento da GD durante o tempo de ocorrência da falta (entre os eventos 1 e 2 na Figura 6 (b) e na Figura 7 (b)) devido à atuação da proteção local de sobrecorrente dos geradores. Isso resultaria na redução da magnitude da corrente vista pelo fusível durante o tempo de ocorrência da falta. Esse fator não é

considerado relevante na formulação proposta, tendo em vista que em relação à coordenação dos dispositivos, o cenário de pior caso tanto no esquema seletivo como no coordenado, ocorre quando a corrente de falta vista pelo fusível é maior que a corrente vista pelo religador (DUGAN, 2002; MOZINA, 2010). Com a redução da corrente, a possibilidade de atuação indevida do fusível é reduzida. Logo, o pressuposto de que a GD é desligada com a desconexão da subestação se justifica, pelo fato de este ser o cenário de pior caso em relação à coordenação. Nesta situação, o tempo que o fusível é submetido à máxima corrente de falta (contribuição da subestação e da GD) é superior.

### **3.3.3 Coordenação e Seletividade do Sistema de Proteção**

Nesta seção são apresentados os critérios adotados para a coordenação e seletividade do sistema de proteção. A seletividade é associada à capacidade do sistema de proteção operar de forma que quaisquer faltas sejam eliminadas pelo dispositivo protetor, sem causar a operação do dispositivo protegido. A coordenação diz respeito à capacidade da proteção eliminar faltas temporárias, sem causar a interrupção permanente do sistema. Embora o termo *coordenação do sistema de proteção* seja geralmente utilizado em referência ao estudo da proteção (coordenação e seletividade), a distinção entre estes procedimentos se mostra importante neste trabalho, já que estes são tratados de forma independente. A seletividade é associada à eliminação de faltas permanentes pela proteção, sendo o termo utilizado em referência à adequação entre os tempos de operação das características 51 dos religadores, bem como dos fusíveis. A coordenação é relacionada ao ajuste das características 50, para que as faltas sejam eliminadas antes da operação dos fusíveis. Os critérios apresentados nesta seção são aplicados posteriormente na formulação das restrições dos modelos matemáticos propostos. Inicialmente, são estabelecidos critérios específicos para seleção das correntes de operação dos dispositivos. Estas são definidas de modo a garantir a sensibilidade e a viabilidade da coordenação do sistema de proteção.

#### **3.3.3.1 Correntes de Operação**

As correntes de operação são definidas em termos da corrente de carga no ponto de instalação dos dispositivos. Como suas localizações não são conhecidas, as correntes de carga são determinadas *a priori*, e associadas a cada seção do alimentador. Neste caso, a análise do fluxo de potência é utilizada sem considerar a contribuição da GD no suprimento das cargas do sistema, tendo em vista incerteza de sua disponibilidade.

A sensibilidade do sistema de proteção é definida basicamente pelas correntes de operação dos dispositivos. O limite inferior do ajuste é limitado pela máxima corrente de carga no circuito protegido, determinada com base na corrente de pico do sistema, crescimento estimado da carga, e carregamento máximo permissível em condições emergenciais (SHORT, 2004; COOPER, 2005; HOROWITZ, 2008). Por sua vez, o máximo ajuste das correntes de operação é limitado pela perda da sensibilidade da proteção. É necessário assegurar que o alcance das zonas de proteção exceda a seção do alimentador protegida por cada dispositivo. Considerando esses fatores, a metodologia proposta considera os seguintes critérios na determinação das correntes de operação:

- Fusíveis: Os valores nominais são selecionados a partir de dois critérios, associados a duas correntes de referência. A primeira é referida como *corrente mínima de referência*, igual a 2,5 vezes a corrente de carga no ponto de instalação do fusível. A *corrente máxima de referência* é igual a 25% da corrente mínima de falta à terra no final do ramal analisado, calculada considerando a resistência de falta de 20  $\Omega$ . O primeiro critério é inicialmente aplicado a cada seção das laterais do alimentador, atribuindo-se fusíveis de valores nominais imediatamente superiores à corrente mínima de referência. No segundo critério, para a primeira seção da lateral o fusível é alterado para o valor imediatamente inferior à corrente máxima de referência (se este valor for superior ao obtido com o primeiro critério). Os demais fusíveis têm então seus valores incrementados proporcionalmente ao da primeira seção. Como exemplo, supondo uma lateral com 3 seções em série, às quais foram atribuídos os fusíveis de valores nominais selecionados pelo critério da corrente mínima de referência: 25K, 10K e 6K. Supondo ainda que o critério da corrente máxima de referência resulte no aumento do fusível da primeira seção de 25K para 65K. Este foi aumentado em dois valores nominais (lembrando que os fusíveis considerados são os preferenciais, 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200K). Logo, a lateral tem seus fusíveis redefinidos para 65K, 25K e 15K. Estes critérios são utilizados para obter fusíveis com os valores nominais mais elevados possíveis, o que favorece a coordenação com os religadores. Ao mesmo tempo, a sensibilidade da proteção é assegurada pelo critério da corrente máxima de referência. Um critério comum utilizado para garantir a sensibilidade da proteção por fusíveis, é estabelecido com a referência de 1/6 da corrente de falta *franca* à terra (SHORT, 2004). Logo, o critério adotado se mostra bastante conservador.

- Religadores: As unidades 51 de fase de relés e religadores geralmente são ajustadas em valores que variam de 1,5 a 3 vezes a corrente máxima de carga. O alcance das zonas de proteção é determinado em termos da corrente de falta fase-fase associada a uma

margem de segurança, geralmente em torno de 75%. As unidades 51 de terra devem considerar a condição de máximo desequilíbrio do sistema, e ajustes típicos encontram-se na faixa de 25% a 50% do ajuste de fase. A sensibilidade da proteção de terra é considerada de diferentes formas. Dentre estas se incluem: 1) garantir a operação da proteção para faltas com resistências que variam de 2  $\Omega$  até 40  $\Omega$ ; 2) estabelecer um tempo máximo de operação para faltas francas e 3) utilizar um ajuste inferior a uma fração da corrente de falta franca no final da zona de proteção, geralmente 75% (SHORT, 2004; IEEE, 2007). Neste trabalho, as correntes de operação das unidades 51 dos religadores foram definidas inicialmente como 200% e 100% da corrente de carga no ponto de instalação, para as unidades de fase e terra, respectivamente. Como segundo critério, as unidades de terra tiveram seus ajustes incrementados para 105% da corrente de operação do maior fusível a jusante, se o valor resultante for maior que o inicial. O incremento da corrente de operação de terra de um religador foi acompanhado da elevação da corrente de operação da unidade de fase em 125%, bem como do aumento proporcional das correntes dos religadores a montante. Esse procedimento foi aplicado somente no caso em que os ajustes das unidades de fase e terra não resultaram em valores superiores a 75% das faltas fase-fase e fase-terra mínima, respectivamente. As unidades 50 foram consideradas com ajustes iguais às unidades de fase e terra, para religadores operando sob o esquema coordenado. Religadores no esquema seletivo utilizam um ajuste superior à maior corrente de falta nas zonas de proteção dos fusíveis a jusante.

### 3.3.3.2 Seletividade Fusível – Fusível

A seletividade entre fusíveis não é dificultada de forma representativa com a inserção da GD, pois estes geralmente estão em série e submetidos à mesma corrente de falta. A seletividade é assegurada quando o tempo de interrupção do fusível protetor não for superior a 75% do tempo de fusão do fusível protegido, para a maior corrente de curto-circuito comum às suas zonas de proteção (SHORT, 2004; COOPER, 2005). Considerando F1 o fusível protegido e F2 o protetor, esse critério pode ser expresso matematicamente como:

$$t_{F2}^{MI}(I_{F2}^{CCmax}) \leq 0,75 \cdot t_{F1}^{MF}(I_{F2}^{CCmax}), \quad (6)$$

onde  $t_{F2}^{MI}$  é o tempo máximo de interrupção do fusível protetor F2 (s),  $t_{F1}^{MF}$  é o tempo mínimo de fusão do fusível protegido F1 (s) e  $I_{F2}^{CCmax}$  é a máxima corrente de curto-circuito de fase ou terra (A) na zona de proteção de F2. A Figura 8 ilustra o critério de seletividade (6). Pode-se

observar que a seletividade entre F1 e F2 é alcançada se  $I_{F2}^{CCmax}$  for menor que a corrente dada pela interseção da curva máxima de interrupção de F2 com a mínima de fusão de F1 multiplicada por 0,75.

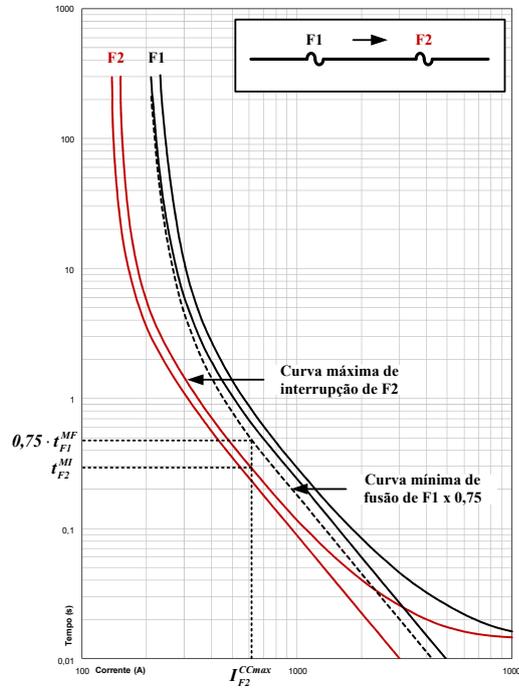


Figura 8. Seletividade fusível – fusível.

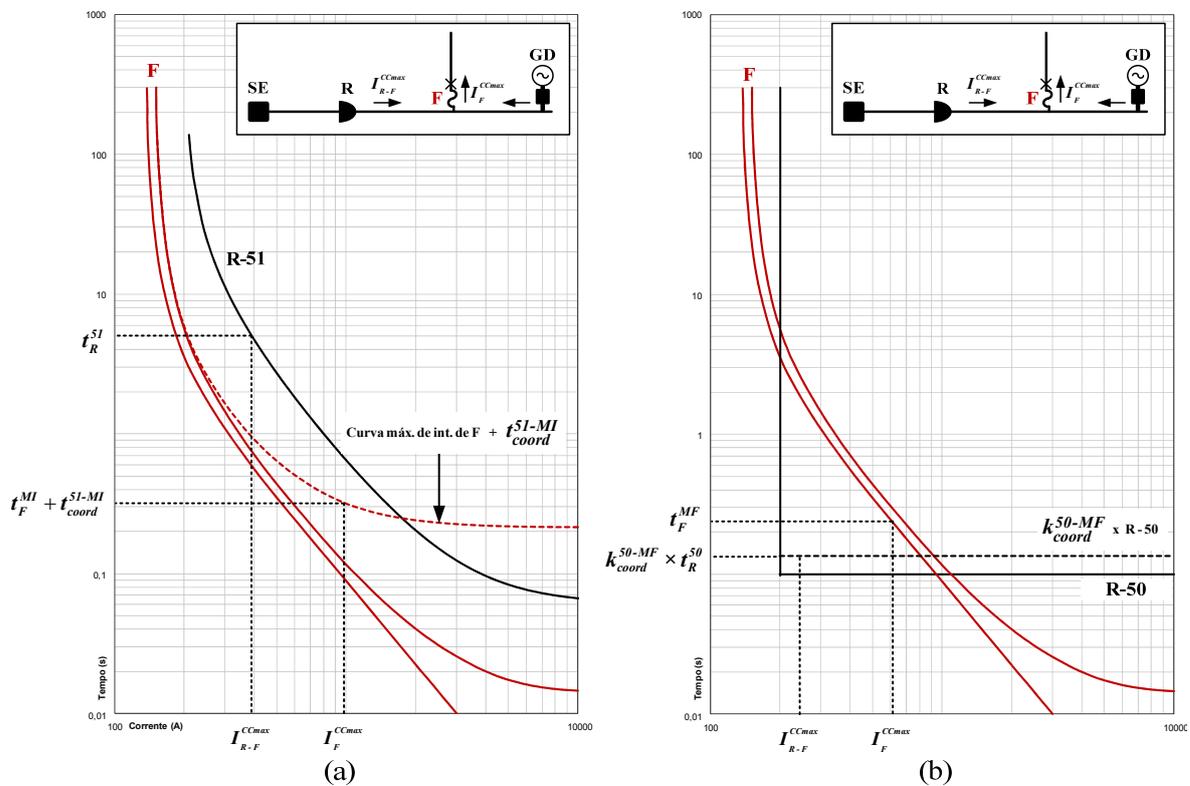
### 3.3.3.3 Coordenação e Seletividade Religador/Relé – Fusível

A seletividade da característica 51 do religador/relé com o fusível é assegurada quando o tempo máximo de interrupção do elo mais uma margem de tolerância não forem superiores ao tempo de operação da característica 51. Geralmente é suficiente verificar a seletividade para a máxima corrente de falta comum às zonas de proteção, pois as características inversas de operação dos dispositivos convergem para valores crescentes da corrente (GIRGIS, 2001; ENRIQUEZ, 2006). A Figura 9 (a) ilustra este critério, o qual pode ser expresso matematicamente como

$$t_R^{51} (I_{R-F}^{CCmax}) \geq t_F^{MI} (I_F^{CCmax}) + t_{coord}^{51-MI}, \quad (7)$$

onde  $t_R^{51} (I_{R-F}^{CCmax})$  é o tempo de operação da característica 51 do religador (s) para a corrente de falta  $I_{R-F}^{CCmax}$  (A);  $t_F^{MI} (I_F^{CCmax})$  é o tempo máximo de interrupção do elo fusível (s) para a corrente máxima de falta  $I_F^{CCmax}$  (A) no ponto de instalação do mesmo; e  $t_{coord}^{51-MI}$  é uma margem de tempo entre a operação da característica 51 e a curva máxima de interrupção do

fusível (s). Apesar de o subscrito  $t_{coord}^{51-MI}$  se referir à coordenação, este é mantido por questão de economia de notação. Essa margem de tempo considera o tempo de interrupção do arco elétrico, o tempo de sobrecurso (*overtravel*) do relé e uma margem de segurança, que contempla os erros relacionados aos transformadores de corrente e o tempo de resposta do dispositivo. Valores típicos de  $t_{coord}^{51-MI}$  encontram-se na faixa de 0,2 a 0,3 s para relés microprocessados (BLACKBURN, 2006). Para religadores  $t_{coord}^{51-MI}$  geralmente é desconsiderado, ou uma margem de 10% no tempo de operação dos dispositivos pode ser utilizada (COOPER, 2005).



**Figura 9. Seletividade (a) e coordenação (b) religador/relé – fusível.**

A coordenação da característica 50 com o fusível leva em consideração o aquecimento e o resfriamento do elo fusível durante a sequência de abertura e religamento do circuito. Um critério comumente utilizado consiste em garantir que o tempo mínimo de fusão do elo não seja inferior ao tempo de operação da característica 50, multiplicado por um fator de segurança que reflete a fadiga do elo durante a sequência de religamento. Esse critério é ilustrado na Figura 9 (b), e pode ser expresso por

$$t_F^{MF} \left( I_F^{CCmax} \right) \geq k_{coord}^{50-MF} \cdot t_R^{50} \left( I_{R-F}^{CCmax} \right), \quad (8)$$

onde  $k_{coord}^{50-MF}$  é o fator de coordenação da característica 50 com a curva mínima de fusão do fusível. O valor de  $k_{coord}^{50-MF}$  é dependente do número de operações do religador na característica 50 e do tempo de religamento. Para a sequência de duas operações na característica 50 e tempo de religamento de 2 s, um valor geralmente adotado é  $k_{coord}^{50-MF} = 1,35$  (COOPER, 2005).

Na Figura 9 (b) pode-se observar que o limite inferior da faixa de coordenação é imposto pelo ajuste da corrente de operação da unidade 50, que deve ser inferior à mínima corrente de curto-circuito vista pelo religador para faltas na zona de proteção do fusível. O critério de coordenação (8) para correntes máximas de falta é bastante conservador, e dificilmente é alcançado na presença da GD. Os critérios dados por (7) e (8) são válidos para as unidades de fase e terra dos religadores, considerando as respectivas correntes de falta.

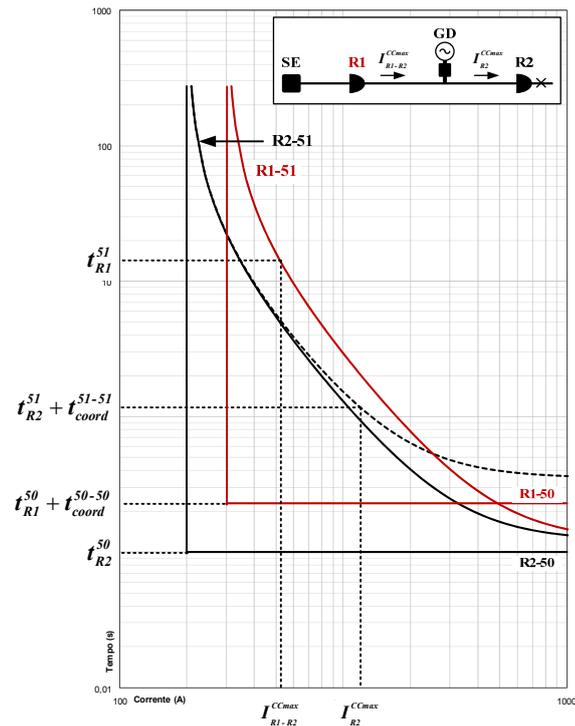
### 3.3.3.4 Coordenação e Seletividade Religador/Relé – Religador/Relé

A coordenação e seletividade entre relés e religadores são asseguradas mantendo-se uma margem de tempo entre suas curvas de operação, como tolerância para os erros associados aos transformadores de corrente, tempo de resposta dos dispositivos e extinção da falta. Logo, de acordo com a Figura 10, onde R1 é o dispositivo protetor e R2 o protegido, as condições para seletividade das características 51 e coordenação das características 50 podem ser expressas como (9) e (10), respectivamente:

$$t_{R1}^{51}(I_{R1-R2}^{CCmax}) \geq t_{R2}^{51}(I_{R2}^{CCmax}) + t_{coord}^{51-51} \quad (9)$$

$$t_{R1}^{50}(I_{R1-R2}^{CCmax}) \geq t_{R2}^{50}(I_{R2}^{CCmax}) + t_{coord}^{50-50} \quad (10)$$

onde  $t_{coord}^{51-51}$  e  $t_{coord}^{50-50}$  são os tempos de coordenação entre características 51 e 50 dos dispositivos, respectivamente.



**Figura 10. Coordenação e seletividade entre relés e religadores.**

Os critérios dados por (9) e (10) devem ser aplicados às unidades de fase e terra dos religadores, considerando as respectivas correntes máximas de máximas de falta. Pela Figura 10 pode-se observar que, mesmo havendo coordenação entre R1 e R2, uma falta permanente na zona de proteção de R2 sempre levará R1-50 à operação após as duas operações de R2-50. A interrupção momentânea pode ser evitada utilizando-se a função de “sequência de coordenação” do religador (COOPER, 2005). Deste modo, R1 detecta as atuações de R2-50 e automaticamente bloqueia a característica R1-50.

### 3.3.3.5 Correntes de Magnetização e Proteção dos Condutores

A corrente de magnetização (*inrush*) é decorrente da energização de transformadores, sendo caracterizada pela assimetria e elevado conteúdo harmônico. Sua magnitude é dependente, entre outros fatores, da intensidade e polaridade do fluxo residual no núcleo, e pode chegar a 30 vezes o valor da corrente nominal do transformado. Em SDEE, a corrente de energização do alimentador é limitada principalmente pela impedância do sistema e pela diversidade das distribuições aleatórias dos fluxos residuais dos transformadores. De acordo com IEEE (2007), a corrente de magnetização não representa um problema à proteção de alimentadores, pois tipicamente existe um número considerável de transformadores de baixa potência conectados no sistema. Com isso, suas correntes de magnetização tendem a se cancelar, e a corrente resultante é insuficiente para causar a atuação indevida do sistema de

proteção. Porém, a corrente de magnetização pode ser representativa quando grandes transformadores estão presentes no alimentador. Neste caso, a norma sugere que a corrente de magnetização do transformador de maior potência seja considerada, associada a um fator multiplicativo entre 8 e 12. A corrente é considerada com ocorrência no tempo de 0,1 s.

A reação dos condutores ao aumento da temperatura causado pelo fluxo da corrente de falta por tempo excessivo é denominado recozimento. O recozimento leva à fadiga, alongamento, redução da tensão de ruptura, e em casos extremos, à fusão do condutor. Dependendo da corrente nominal, composição, tipo de isolamento do condutor e da magnitude da corrente de falta, o tempo de extinção da falta deve ser considerado pelo sistema de proteção (IEEE, 2001). O tempo para atingir a temperatura limite de um condutor em função da corrente define a chamada *curva de recozimento* ou *curva de dano* do condutor. As curvas de recozimento para os condutores de alumínio com alma de aço tipicamente empregados em SDEE, assumindo a temperatura inicial de 40°C e máxima de 640°C, podem ser determinadas por (IEEE, 1994):

$$t_{A_s}^{rec}(I) = 5493 \cdot \left( \frac{A_s}{I} \right)^2 \quad (11)$$

onde  $t_{A_s}^{rec}$  é o tempo de recozimento (s) e  $A_s$  é a área da seção transversal do condutor (kcmil).

A situação mais crítica com relação ao recozimento dos condutores ocorre próximo à subestação, onde os níveis de curto-circuito são mais elevados. Nos ramais laterais e pontos distantes da subestação este não se apresenta um problema de relevância, já que a corrente de falta é limitada pela impedância do alimentador (IEEE, 2007).

### 3.4 PRÁTICAS DE RESTABELECIMENTO EM SDEE

A reconfiguração do alimentador é a sequência de eventos que sucede a extinção de uma falta pelo sistema de proteção. O objetivo da reconfiguração é isolar a seção faltosa do alimentador e restabelecer o fornecimento ao maior número de consumidores, no menor intervalo de tempo possível. O impacto na confiabilidade se manifesta pela redução da duração média das interrupções (SAIDI) (BROWN, 2009). A reconfiguração é efetuada por meio de dispositivos de seccionamento, sendo considerados neste trabalho as chaves de manobras e os religadores. Estes dispositivos podem ser de operação manual, remota ou automática. Nesta ordem, a principal diferença funcional é o tempo de chaveamento decrescente, e do ponto de vista econômico, o custo crescente.



falta, o retorno do sistema ao estado normal de operação se dá pelo fechamento de CM-1 e CM-2, e abertura de CM-3.

## 4 MODELOS MATEMÁTICOS PROPOSTOS

Este trabalho propõe uma perspectiva multicriterial para otimização da confiabilidade dos SDEE. O problema é abordado em duas etapas, relacionando diversos efeitos da penetração da GD sobre o desempenho dos SDEE. Cada etapa consiste na formulação de indicadores de confiabilidade como modelos matemáticos de otimização, caracterizados por funções objetivo linearizadas e um conjunto de restrições lineares. Os modelos empregam representações da topologia do alimentador a partir de conceitos das teorias de grafos e conjuntos numéricos. As seções a seguir descrevem as formulações das funções objetivo, restrições e as principais técnicas aplicadas no seu desenvolvimento. Dentre estas, incluem-se um método de busca em grafos para determinar a viabilidade do restabelecimento, a análise de fluxo de potência e análise de faltas com GD. Na seção precedente é apresentada a visão geral da metodologia proposta.

### 4.1 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA

A abordagem consiste inicialmente na caracterização da confiabilidade dos SDEE em termos da duração média anual das interrupções sustentadas. Neste caso, o projeto do sistema de proteção e a reconfiguração do sistema são as estratégias adotadas para minimizar o indicador SAIDI. A Figura 12 fornece uma visão geral da metodologia nesta etapa.

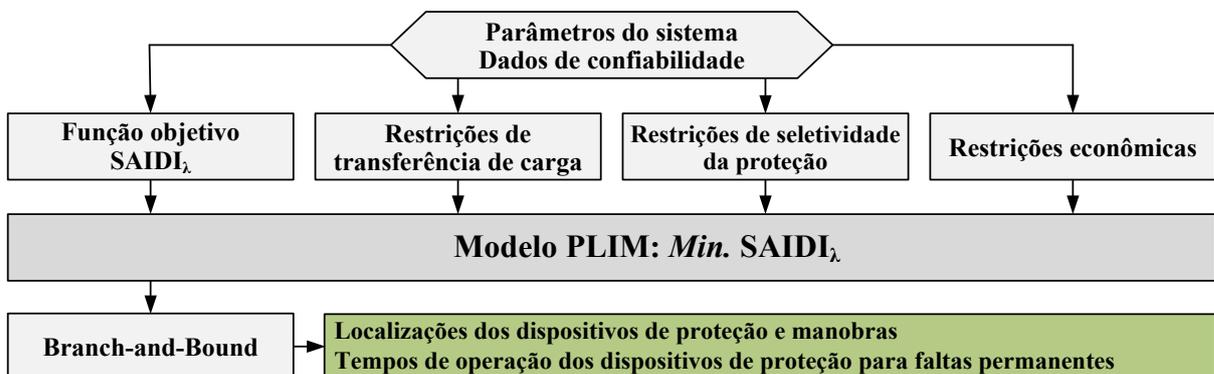
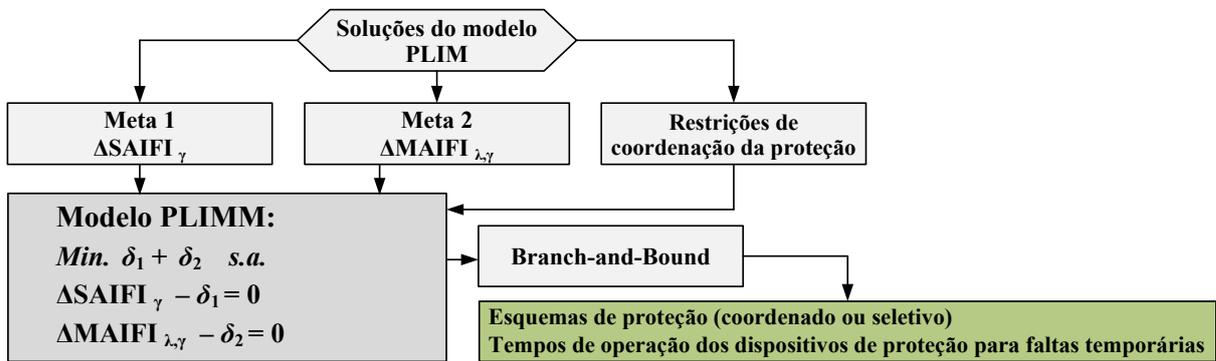


Figura 12. Descrição da etapa de minimização do indicador  $SAIDI_{\lambda}$ .

O indicador  $SAIDI_{\lambda}$  é formulado como um modelo PLIM que considera o impacto das faltas de natureza permanente sobre o indicador SAIDI. O modelo é caracterizado por uma função objetivo ( $SAIDI_{\lambda}$ ) cujas variáveis de decisão definem a localização dos dispositivos de proteção e manobras em locais específicos do alimentador. As restrições podem ser agrupadas em três diferentes tipos. As restrições à transferência de carga asseguram o restabelecimento de parte do sistema em situações de contingência. A formulação destas restrições utiliza um

algoritmo enumerativo, baseado no Método de Prim para determinação da árvore geradora mínima em grafos conectados e valorados. O algoritmo consiste basicamente na determinação de um conjunto de subsistemas que podem suportados pelos alimentadores adjacentes, sem que haja violação das restrições de capacidade de reserva e nível de tensão nas cargas. As restrições de seletividade da proteção garantem a operação seletiva do sistema de proteção para faltas de natureza permanente, considerando a contribuição da GD para as correntes de falta. As restrições econômicas são agregadas para limitar o investimento necessário à melhoria da confiabilidade. A solução do modelo é obtida utilizando uma variante do método de *Branch-and-Bound* para problemas genéricos PLIM. Além das localizações dos dispositivos de proteção e manobras, a solução do modelo inclui os ajustes dos tempos de operação das unidades temporizadas (51) de fase e terra dos religadores.

A segunda etapa da metodologia é descrita através da Figura 13. A confiabilidade neste caso é caracterizada em termos do impacto das faltas temporárias na frequência das interrupções permanentes, e das faltas temporárias e permanentes na frequência das interrupções momentâneas.



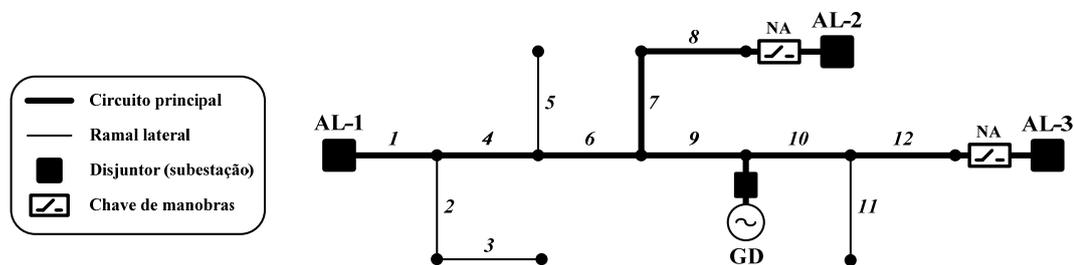
**Figura 13. Descrição da etapa de minimização de  $\Delta\text{SAIFI}_\gamma$  e  $\Delta\text{MAIFI}_{\lambda,\gamma}$ .**

Nesta etapa, as variações sofridas pelos indicadores SAIFI e MAIFI de acordo com o esquema de proteção utilizado nos religadores (Seção 3.3.2), são formuladas como um problema PLIMM, visando o balanço ótimo entre os indicadores. As metas dadas por  $\Delta\text{SAIFI}_\gamma$  e  $\Delta\text{MAIFI}_{\lambda,\gamma}$ , são funções de variáveis que indicam os religadores que operam sob o esquema de proteção coordenado ou seletivo. As restrições são associadas à coordenação entre religadores e fusíveis. As soluções neste caso incluem além dos esquemas de proteção, os ajustes das unidades instantâneas (50) de fase e terra dos religadores.

## 4.2 REPRESENTAÇÃO DA TOPOLOGIA DO ALIMENTADOR

Os SDEE são tipicamente projetados como redes em malha, enquanto que na operação são arranjados segundo uma estrutura radial. A desconexão da rede para formar subsistemas compostos por alimentadores radiais é efetuada através das chaves de transferência, que são mantidas abertas durante a operação normal do sistema. Tendo em vista que a formulação proposta tem foco na confiabilidade de alimentadores radiais operados em conjunto com a GD, assume-se que as localizações das chaves de transferência são predeterminadas. É importante notar que a estrutura da rede geralmente é definida segundo alguns critérios, como distribuição da carga entre alimentadores, minimização de perdas e melhoria da confiabilidade (MORTON, 2000; DIMITRIJEVIC, 2011; KUMAR, 2012).

A Figura 14 mostra a representação da topologia do alimentador radial AL-1, que possui dois pontos de interconexão (chaves de transferência NA) com os alimentadores adjacentes AL-2 e AL-3. O sistema pode ser representado como um grafo acíclico, o que define uma *árvore*. Parâmetros distribuídos ao longo das seções do alimentador, como cargas, consumidores e taxas de faltas são considerados concentrados no nó de término de cada seção.



**Figura 14. Representação da topologia do alimentador.**

A característica acíclica permite a completa representação do grafo em termos de suas arestas, ou seções do alimentador enumeradas de forma arbitrária. Desta forma, a topologia do sistema é descrita em termos dos conjuntos numéricos definidos a seguir:

- $G$  é o conjunto formado por todas as arestas que compõem o grafo. Deste modo, no caso da Figura 14 tem-se  $G = \{1, 2, \dots, 12\}$ .
- $M$  é o conjunto formado pelas seções pertencentes ao circuito principal do alimentador, definido como o caminho que conecta cada chave de transferência com a subestação. Logo, na Figura 14,  $M = \{1, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 12\}$ .
- $L$  é o conjunto que agrega as seções que compõem os ramos laterais do alimentador, definido como

$$L = G - M. \quad (12)$$

A operação  $G - M$  denota o complemento de  $G$  em  $M$ , e resulta em um conjunto formado pelos elementos de  $G$  que não pertencem ao conjunto  $M$ .

• Seja  $p(i)$  a aresta predecessora da aresta  $i \in G$ , onde  $i = 1$  é definida como a *aresta raiz* de  $G$ . Desta forma, define-se  $U_i$  como o conjunto de arestas que compõem o caminho entre a aresta  $i$  e a aresta raiz de  $G$ , ou seja,

$$U_i = \{i, p(i), p(p(i)), \dots, 1\}, \forall i \in G. \quad (13)$$

O conjunto  $U_i$  agrega as seções a montante de  $i$  até a seção inicial do alimentador ( $i = 1$ ). Como exemplo, considerando a Figura 14, tem-se:  $U_1 = \{1\}$ ,  $U_5 = \{5, 4, 1\}$  e  $U_{11} = \{11, 10, 9, 6, 4, 1\}$ . A formulação proposta é fortemente baseada em (13) para estabelecer a ordenação hierárquica das seções do alimentador em relação à subestação. A operação de complemento é frequentemente aplicada a dois conjuntos  $U_i$  e  $U_j$  para determinar as seções que compõem o caminho entre as seções  $i$  e  $j$ . Logo, supondo  $i = 11$  e  $j = 5$ , pela Figura 14,  $U_{11} - U_5 = \{11, 10, 9, 6\}$ . Adicionalmente, a partir de (13) define-se os conjuntos  $U_i^*$ , onde

$$U_i^* = U_i - i, \forall i \in G. \quad (14)$$

Desta forma, no caso em que  $U_5 = \{5, 4, 1\}$ , tem-se  $U_5^* = \{4, 1\}$ .

Elementos de teoria dos conjuntos (HALMOS, 1974) são utilizados principalmente na Seção 4.3.2, onde a reconfiguração do alimentador é formulada como um problema de busca em grafos. Desta forma, se mostra importante esclarecer alguns aspectos da notação utilizada, em especial na construção de conjuntos numéricos. Os conjuntos dados por (12)-(14) empregam uma notação simplificada, que será adotada sempre que possível ao longo deste trabalho. Como em (13) e (14), o quantificador  $\forall$  utilizado após uma determinada expressão, denota a definição de um número de conjuntos, onde cada qual é associado a um elemento do conjunto à direita do quantificador. Conjuntos definidos a partir de condições mais específicas podem utilizar operadores lógicos, como  $\wedge$  (E) e  $\vee$  (OU). Por exemplo, em (12), o complemento de  $G$  em  $M$  poderia ser definido como  $L = \{i: i \in G \wedge i \notin M\}$ .

### 4.3 MODELO MATEMÁTICO DO INDICADOR SAIDI<sub>n</sub>

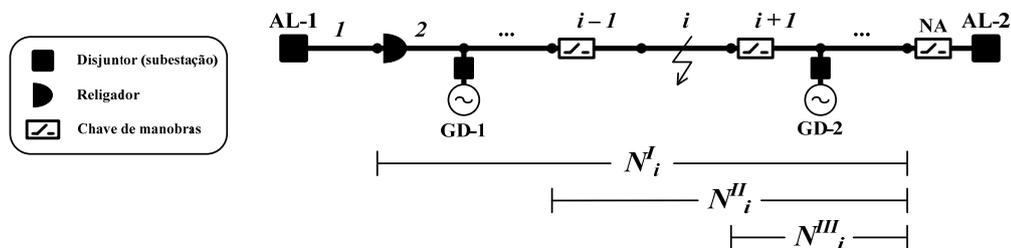
As técnicas tradicionalmente utilizadas na análise e otimização da confiabilidade de sistemas elétricos podem ser classificadas como analíticas e probabilísticas (BROWN, 2009). Técnicas probabilísticas simulam determinados eventos no sistema considerando a aplicação de variações estocásticas em suas probabilidades de ocorrência. Esta abordagem tem a

vantagem de acomodar as incertezas quanto ao estado de operação do sistema, devido a fatores como a variação temporal de parâmetros. A desvantagem é a necessidade de um número significativo de simulações para produzir uma estimativa razoavelmente confiável do parâmetro de interesse (BILLINTON, 1998).

As técnicas analíticas empregam modelos matemáticos para simular eventos que levam o sistema à transição para diferentes estados estáticos de operação. Os parâmetros de entrada são considerados constantes, e geralmente são valores médios de dados históricos de desempenho. A abordagem analítica é geralmente a mais adequada quando o sistema avaliado se encontra em estado normal de operação na maioria do tempo, e quando os eventos considerados são independentes e mutuamente exclusivos (BROWN, 2009).

#### 4.3.1 Formulação da Função Objetivo

A simulação analítica foi a técnica utilizada para formular os indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI como funções sensíveis à sequência de eventos que sucedem uma contingência no alimentador de distribuição. Estes eventos incluem a *resposta do sistema de proteção* e a *reconfiguração* do alimentador. A aplicação da simulação analítica na formulação do indicador  $SAIDI_\lambda$  é ilustrada a partir do alimentador AL-1, mostrado na Figura 15.



**Figura 15. Simulação analítica de falta permanente no alimentador de distribuição.**

Considerando  $N_i^I$ ,  $N_i^{II}$  e  $N_i^{III}$  como sendo o número de consumidores a jusante do religador (seção 2) e das chaves de manobras nas seções  $i-1$  e  $i+1$  respectivamente, a ocorrência da falta na seção  $i$  desencadeia uma sequência de três eventos, levando o sistema aos quatro estados de operação descritos a seguir:

1) *Resposta do sistema de proteção*: consiste da eliminação da falta permanente pelo dispositivo de proteção, que neste caso é o religador na seção 2. Os geradores GD-1 e GD-2 são desconectados antes do término da sequência de operação do religador. O número de consumidores interrompidos é dado por  $N_i^I$ .

2) *Restabelecimento a montante*: compreende a abertura da chave de manobras na seção  $i - 1$  e rearme do religador. O número de consumidores dado por  $N_i^I - N_i^{II}$  é restabelecido no intervalo de tempo igual ao tempo médio de chaveamento ( $t_S$ ). O gerador GD-1 entra em operação e é reconectado ao sistema.

3) *Restabelecimento a jusante*: consiste da abertura da chave de manobras na seção  $i + 1$  e fechamento da chave de transferência NA. Se as condições para o restabelecimento descritas na Seção 3.4 forem satisfeitas, o restabelecimento de  $N_i^{III}$  consumidores é efetuado no intervalo de tempo dado pelo tempo médio de transferência de carga ( $t_S^{NA}$ ).

4) *Reparo da falta*: o número de consumidores submetidos à interrupção com duração igual ao tempo médio de reparo da falta ( $r$ ) é dado por  $N_i^{II} - N_i^{III}$ . Se as condições para o restabelecimento a jusante não forem satisfeitas, o número de consumidores será dado por  $N_i^{III}$ . Após o reparo da falta, com o fechamento das chaves  $i - 1$  e  $i + 1$  e a abertura da chave NA, o sistema retorna ao estado normal de operação.

Considerando o número de consumidores interrompidos e os tempos médios das interrupções, a contribuição da falta permanente na seção  $i$  para o indicador  $SAIDI_\lambda$  do alimentador pode ser expressa como

$$SAIDI_{\lambda,i} = \frac{I}{N_T} \left[ (N_i^I - N_i^{II}) \cdot t_S + (N_i^{II} - N_i^{III}) \cdot r_i + N_i^{III} \cdot t_S^{NA} \right], \quad (15)$$

onde:

$N_T$  é o número total de consumidores do alimentador;

$r_i$  é o tempo médio de reparo (h);

$t_S$  é o tempo médio de chaveamento (h); e

$t_S^{NA}$  é o tempo médio de transferência de carga (h).

Agregando os termos de (15), tem-se:

$$SAIDI_{\lambda,i} = \frac{I}{N_T} \left[ N_i^I \cdot t_S + N_i^{II} \cdot (r_i - t_S) + N_i^{III} \cdot (t_S^{NA} - r_i) \right]. \quad (16)$$

O valor total do indicador  $SAIDI_\lambda$  é obtido pelo somatório das contribuições individuais das faltas permanentes simuladas em cada seção  $i$  do alimentador. Desta forma, considera-se a seguinte notação:

$$SAIDI_\lambda = \frac{I}{N_T} (N_I + N_{II} + N_{III}), \quad (17)$$

onde:

$$N_I = \sum_{i \in G} N_i^I \cdot t_S \quad (18)$$

$$N_{II} = \sum_{i \in G} N_i^{II} \cdot (r_i - t_S) \quad (19)$$

$$N_{III} = \sum_{i \in G} N_i^{III} \cdot (t_S^{NA} - r_i). \quad (20)$$

A generalização do indicador SAIDI<sub>λ</sub> para uma disposição arbitrária dos dispositivos de proteção e manobras é obtida pela reformulação de (18)-(20) como funções das variáveis binárias definidas por (21)-(24):

$$x_j = \begin{cases} 0, & \text{se um religador é alocado na seção } j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (21)$$

$$\forall j \in G.$$

$$y_j = \begin{cases} 0, & \text{se um fusível é alocado na seção } j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (22)$$

$$\forall j \in L.$$

$$z_j = \begin{cases} 0, & \text{se uma chave de manobras é alocada na seção } j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (23)$$

$$\forall j \in M.$$

$$z_j^D = \begin{cases} 0, & \text{se o restabelecimento a jusante é viável com a abertura da chave de manobras } z_j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (24)$$

$$\forall j \in M.$$

Considerando as variáveis de decisão e a estimativa anual da incidência de faltas permanentes nas seções do alimentador, (18) é expresso como:

$$N_I = \sum_{i \in G} \lambda_i t_S \sum_{j \in U_i} N_j \overline{x_j y_j} \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k, \quad (25)$$

onde:

$\lambda_i$  é a taxa de faltas permanentes da seção  $i$  (faltas/ano); e

$N_j$  é o número de consumidores a jusante da seção  $j$ .

A expressão (25) corresponde à contribuição ao indicador SAIDI<sub>λ</sub> das faltas permanentes na seção  $i$ , quando eliminadas por um religador (se  $x_j = 0$ ) ou fusível (se  $y_j = 0$ ) alocado na seção  $j \in U_i$  ( $j$  a montante de  $i$ ). O produto das variáveis  $x_k y_k$ , onde  $k \in (U_i - U_j)$ , determina a eliminação da falta pelo dispositivo imediatamente a montante. Desta forma, com o uso das restrições apropriadas, a operação seletiva do sistema de proteção é assegurada. No caso em que  $i = j$ , então  $U_i - U_j = \{\emptyset\}$  (conjunto vazio). Desta forma, sendo 1 o elemento

neutro da multiplicação, os produtos de variáveis sobre conjuntos vazios são definidos como sendo iguais a 1. De forma semelhante, define-se os somatórios sobre conjuntos vazios como iguais a 0.

O efeito do restabelecimento a montante sobre o indicador SAIDI<sub>λ</sub> é expresso por (26).

$$N_{II} = \sum_{i \in G} \lambda_i (r_i - t_S) \sum_{j \in U_i} N_j \overline{x_j y_j z_j} \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k z_k. \quad (26)$$

Em conjunto, (25) e (26) definem a duração da interrupção para os consumidores a montante da seção  $i$ . No caso em que  $z_j = 0$ , a soma dessas expressões para um dado  $i$  associa o tempo de interrupção  $t_S$  a estes consumidores. Caso contrário, com a impossibilidade do restabelecimento ser efetuado, o tempo de interrupção associado é dado por  $r_i$ .

O efeito do restabelecimento a jusante na redução do indicador SAIDI<sub>λ</sub> depende da viabilidade da transferência da carga atingida por uma interrupção a um alimentador alternativo. Essa característica é agregada ao modelo através da determinação do conjunto de seções nas quais a alocação de chaves de manobras define uma região do sistema que pode ser suportada continuamente pelo alimentador adjacente. Esse conjunto de seções é representado por  $Z_D$  em (27).

$$N_{III} = \sum_{i \in G} \lambda_i (t_S^{NA} - r_i) \sum_{j \in (Z_D - U_i)} N_j \overline{z_j^D} \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k z_k \prod_{l \in (U_j^* - U_i)} z_l^D. \quad (27)$$

As variáveis  $z_j^D \in Z_D$  representam chaves de manobras que contribuem tanto para o restabelecimento a montante em (26) quanto para o restabelecimento a jusante em (27). A determinação do conjunto  $Z_D$  é descrita na Seção 4.3.2. Em (27), o somatório sobre  $j \in (Z_D - U_i)$  é associado às chaves a jusante da seção  $i$ . O produto das variáveis  $x_k y_k z_k$  onde  $k \in (U_i - U_j)$ , assegura que as faltas nas seções que não pertencem ao caminho entre a seção  $j$  e uma ou mais chaves de transferência NA sejam desconsideradas. O produto de  $z_l^D$  para  $l \in (U_j^* - U_i)$ , assegura que a chave de manobras em  $j$  é a chave imediatamente a jusante da falta, devendo esta ser operada para que o maior número de consumidores seja restabelecido.

O indicador SAIDI<sub>λ</sub> fornece a estimativa da duração média anual das interrupções sustentadas causadas pela incidência de faltas permanentes no alimentador (horas/ano), sendo esta uma função não-linear das variáveis binárias (21)-(24). A forma linear do modelo é obtida pela substituição de cada termo não-linear por uma variável auxiliar  $v_n \in [0,1]$ . Pode-se observar em (25), (26) e (27) que cada variável  $v_n$  substitui um termo não-linear na forma

$$v_n = \overline{\prod_{j \in V'} u_j} \prod_{k \in V} u_k, \quad (28)$$

onde  $V'$  e  $V$  são conjuntos numéricos que contêm os índices das variáveis  $u$ , e  $n = n+1$  para cada termo não-linear substituído por  $v_n$ . As restrições lineares (29) e (30) são adicionadas para assegurar que a variável  $v_n$  se iguale ao seu equivalente não-linear para todas as combinações possíveis das variáveis originais:

$$\sum_{j \in V'} u_j - \sum_{k \in V} u_k + v_n \geq |V'| - |V| \quad (29)$$

$$-\sum_{j \in V'} u_j + \sum_{k \in V} u_k - (|V| + 1) \cdot v_n \geq -|V'|, \quad (30)$$

onde as barras verticais denotam a cardinalidade (número de elementos) dos conjuntos  $V$  e  $V'$ .

### 4.3.2 Restrições à Transferência de Carga

Como descrito na Seção 3.4, as restrições à transferência de carga são relacionadas à capacidade do sistema suportar a carga parcial de um alimentador na condição de contingência. Essas restrições incluem a capacidade de reserva dos alimentadores adjacentes e o nível de tensão nas cargas. A análise de fluxo de potência no sistema reconfigurado é usualmente utilizada para avaliar esses parâmetros. As abordagens analíticas para o problema de reconfiguração geralmente desprezam o efeito combinado da resposta do sistema de proteção e das restrições à transferência de carga na modelagem da confiabilidade. O principal motivo é a complexidade decorrente da representação explícita do fluxo de carga em um problema combinatório. Isso dificulta a solução do modelo e tende a comprometer a qualidade das soluções (GONZÁLEZ, 2012).

A formulação do indicador SAIDI<sub>λ</sub> considera em (27) um subespaço  $Z_D$  do problema original composto pelas soluções  $z_j^D \in Z_D$ , que são viáveis em relação às restrições ao restabelecimento. Através da enumeração *a priori* destas soluções e definição de um conjunto de restrições lineares, a complexidade agregada ao modelo não se mostra representativa. A obtenção do conjunto  $Z_D$  é baseada no Método de Prim, originalmente proposto para determinação da árvore geradora mínima em grafos conectados, não-direcionados e valorados (CORMEN, 2001).

A árvore geradora mínima é um subgrafo que conecta todos os nós do grafo original, de forma que a soma total das arestas é mínima. O algoritmo consiste na seleção de um nó arbitrário do grafo, a partir do qual a árvore é expandida. Os nós são agregados

recursivamente à árvore, selecionando-se o nó conectado através da aresta de menor peso. O método pertence à classe dos algoritmos “gulosos”, nos quais a solução global é obtida pela busca local nas vizinhanças da solução corrente. Embora essa estratégia não garanta a obtenção de soluções ótimas globais, versões modificadas do Método de Prim têm sido propostas para a solução do problema de restabelecimento em SDEE, como método principal de busca (CARCAMO-GALLARDO, 2009; DIMITRIJEVIC, 2011) e como algoritmo construtivo, associado a métodos de busca probabilísticos (PARADA, 2004; AHUJA, 2007; CEBRIAN, 2010).

Em decorrência dos potenciais problemas operacionais descritos na Seção 3.2.4, a metodologia proposta assume a impossibilidade da operação ilhada da GD. Logo, supõe-se que sua entrada em operação dependa da energização do sistema no qual os geradores serão conectados, estabelecendo assim a referência de tensão para o sincronismo. Logo, as restrições de capacidade de reserva são caracterizadas de duas formas:

- Capacidade de reserva emergencial: definida como a máxima sobrecarga suportável pelo alimentador para o qual a carga será transferida, pelo período de tempo necessário à entrada em operação da GD. É associada à máxima *sobrecarga de curta-duração* dos componentes do sistema (transformadores e condutores), sensibilidade da proteção e ao nível de tensão nas cargas. A capacidade de reserva emergencial é utilizada como primeiro critério de viabilidade do restabelecimento, desprezando o suporte da GD na transferência de carga.

- Capacidade de reserva contínua: é a carga máxima que o alimentador pode suprir pelo período de tempo necessário ao reparo do fator causador da contingência. É dada em termos dos limites de *sobrecarga contínua* dos componentes do sistema, sensibilidade da proteção e nível de tensão nas cargas. A capacidade de reserva contínua é considerada somente se o restabelecimento for viável em relação à capacidade emergencial do sistema sem o suporte da GD. Logo, a capacidade de reserva contínua auxiliada pela GD é o critério definitivo de viabilidade do restabelecimento.

A metodologia adotada é dividida em três etapas, caracterizadas pela construção, expansão e enumeração de árvores valoradas de um grafo acíclico. O Método de Prim é considerado como base para o desenvolvimento de um algoritmo construtivo, utilizado na fase de expansão das árvores. As três etapas que compõem o método são descritas nas seções a seguir.

### 4.3.2.1 Construção das Árvores

Na Seção 4.2 foi definida a representação do alimentador como grafo  $G$ , sendo as seções do circuito principal definidas pelo conjunto  $M$ , onde  $M \subset G$ . Logo, a partir de um grafo que contém  $|M|$  arestas é possível determinar  $|M|$  subgrafos conectados  $G_i \subset G$ , tais que:

$$G_i = \{j : j \in M \wedge i \in U_j^*\}, \quad \forall i \in M. \quad (31)$$

A Figura 16 (a) mostra o alimentador AL-1 representado por  $G$ . Por simplicidade, as seções laterais não são mostradas, logo  $G = M$ . O subgrafo  $G_i$  para o caso em que  $i = 1$  é mostrado na Figura 16 (b).

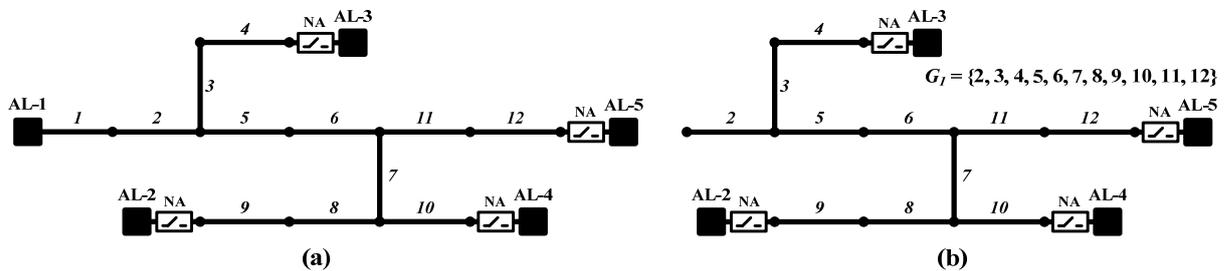


Figura 16. Representação do alimentador como um grafo  $G$  (a) e subgrafo  $G_i$  para  $i=1$  (b).

Os subgrafos  $G_i$  definem seções de AL-1 candidatas ao restabelecimento, no caso em que uma falta é isolada através de uma chave de manobras alocada na seção  $i$ . O método desenvolvido tem como objetivo enumerar todas as possíveis disposições de chaves de manobras, de forma que a distribuição das cargas entre AL-2 a AL-5 viabilize o restabelecimento completo do sistema definido por cada subgrafo  $G_i$ . A metodologia assume a impossibilidade de rejeição de carga, isto é, o restabelecimento é considerado inviável no caso em que não é possível a transferência da totalidade das cargas do sistema definido por  $G_i$ .

Considere o conjunto de seções  $j \in M$  diretamente conectadas a uma chave de transferência. O conjunto de *seções-raiz*  $R$  pode ser definido como:

$$R = \{j : j \in M \wedge i \in G \wedge j \notin U_i^*\}. \quad (32)$$

A partir do conjunto  $R \subset G$  são definidos  $|M|$  conjuntos  $R_i \subset G_i$ , onde

$$R_i = \{j : j \in R \wedge j \in G_i\}, \quad \forall i \in M. \quad (33)$$

As seções  $j \in R_i$  são associadas aos alimentadores adjacentes de  $G_i$ , representados como sistemas equivalentes conectados às chaves de transferência NA. Cada elemento de  $R_i$  define uma *árvore*  $T_{ij} \subset G_i$ , tal que:

$$T_{ij} = \{k : k \in (U_j - U_i)\}, \quad \forall i \in M, \forall j \in R_i. \quad (34)$$

As árvores associadas a  $j \in R_i$  abrangem a totalidade do subgrafo  $G_i$ , constituindo subsistemas potencialmente capazes de viabilizar o restabelecimento do sistema representado por  $G_i$ . As árvores definidas por  $i = 1, j = \{4, 9, 10, 12\}$  são mostradas na Figura 17.

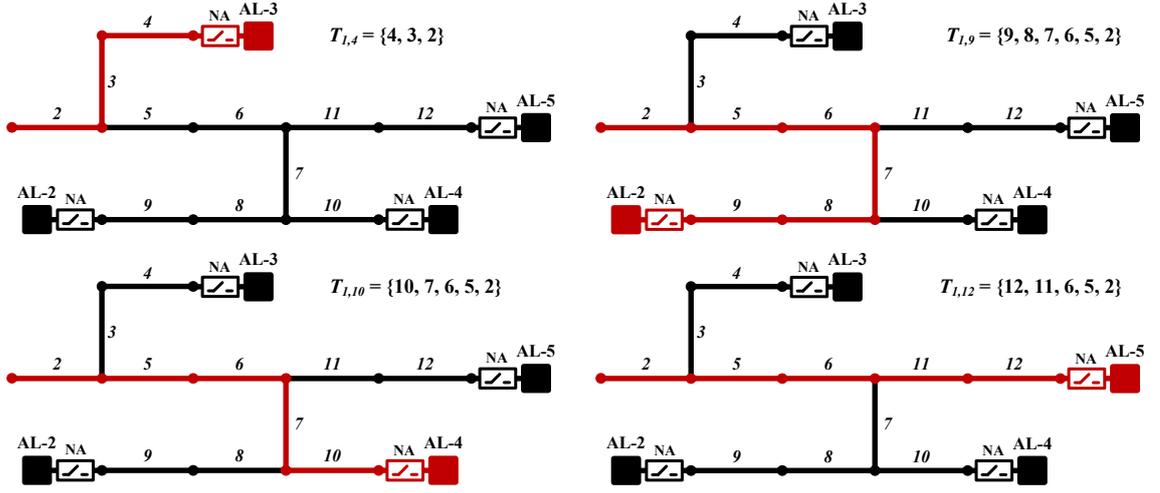


Figura 17. Árvores  $T_{ij}$  associadas ao subgrafo  $G_i$ .

As árvores são consideradas inicialmente como circuitos isolados entre si, e avaliadas quanto ao fluxo de potência sem o suporte da GD no suprimento das cargas. O operador  $\Psi(T_{ij}, S_j^E)$  representa a avaliação do fluxo de potência no sistema  $T_{ij}$ , sujeito à restrição de capacidade de reserva emergencial  $S_j^E$ . O operador é definido de acordo com

$$\Psi(T_{ij}, S_j^E) = \begin{cases} 0, & \text{se } S_{ij} > S_j^E \text{ ou } V_{ij}^{MAX} > V_{MAX} \text{ ou } V_{ij}^{MIN} < V_{MIN}. \\ V_{ij}^{MIN} + (S_j^E - S_{ij}) / S_j^E, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (35)$$

$$\forall i \in M, \forall j \in R_i.$$

Onde:

$S_{ij}$  é a potência fornecida pelo alimentador adjacente através da seção  $j \in R_i$  (pu);

$S_j^E$  é a capacidade de reserva emergencial do alimentador (pu);

$V_{ij}^{MAX}$  e  $V_{ij}^{MIN}$  são as tensões máxima e mínima nas cargas de  $T_{ij}$ , respectivamente (pu);

$V_{MAX}$  e  $V_{MIN}$  são os limites máximos e mínimos permissíveis das tensões, respectivamente (pu).

A inviabilidade é caracterizada por  $\Psi(T_{ij}, S_j^E) = 0$  em (35), o que leva a árvore  $T_{ij}$  a ser desconsiderada nas análises posteriores. Caso contrário, um valor numérico positivo caracteriza o grau de viabilidade de  $T_{ij}$ . A viabilidade é determinada em definitivo em termos

da capacidade de reserva contínua do sistema auxiliado pela GD. Nesta etapa, a análise de fluxo de potência permite a modelagem da GD como nós PQ ou PV. A abordagem adotada na seleção dos modelos é descrita na Seção 4.5. Com a aplicação de (35) em termos da capacidade de reserva contínua dada por  $S_j^C$  (pu), tem-se até  $(|M| - |R|)|R|$  árvores viáveis, que serão expandidas na etapa descrita a seguir.

### 4.3.2.2 Expansão das Árvores

A expansão é efetuada de forma semelhante ao Método de Prim, descrito anteriormente. Porém, ao invés de se partir de um nó arbitrário do grafo, parte-se de uma aresta que se conecta diretamente à árvore. Não é necessário que as árvores sejam geradoras mínimas, e a expansão nunca inviabiliza uma árvore qualificada como viável na etapa de construção. Por questões de simplicidade e economia de notação, o procedimento de expansão é descrito a seguir considerando-se uma única árvore viável  $T_{ij}$ , dado  $i \in M$  e  $j \in R_i$ .

Considere  $T_{ij}^e$  como os conjuntos que agregam as arestas expandidas de cada árvore  $T_{ij}$ ,  $\forall i \in M, \forall j \in R_i$ . O operador  $A_j$  denota um conjunto de arestas  $k \in G_i$  que se conectam diretamente à árvore  $j$ :

$$A_j = \left\{ k: k \in G_i \wedge k \notin A_j \wedge \left( U_k - (T_{ij} \cup T_{ij}^e) \right) = k \right\}. \quad (36)$$

O operador  $A_j$  garante a conectividade da árvore durante a sua expansão. As condições impostas em (36) resultam em uma lista de arestas candidatas à inclusão em  $T_{ij}$ . A avaliação é efetuada utilizando (35), de modo que os fatores de peso  $W_{jk}^A$  sejam associados às arestas de  $A_j$ :

$$W_{jk}^A = \Psi(T_{ij} \cup T_{ij}^e \cup k, S_j^E) + \Psi(T_{ij} \cup T_{ij}^e \cup k, S_j^C), \quad \forall k \in A_j. \quad (37)$$

Deve-se observar que somente as arestas selecionadas na iteração corrente são avaliadas. As demais arestas e os pesos associados são mantidos em (36) e (37), respectivamente. Como na etapa de construção, a avaliação da árvore em termos de  $S_j^C$  só é efetuada no caso de viabilidade em relação a  $S_j^E$ .

A expansão se dá pela agregação da aresta de maior peso à árvore  $T_{ij}^e$ , de acordo com (38):

$$T_{ij}^e = T_{ij}^e \cup \left\{ k: \max_k(W_{jk}^A) \wedge W_{jk}^A > 0 \right\}. \quad (38)$$

Desta forma, uma aresta  $k$  é excluída de (36) quando agregada à árvore. O processo é repetido até que (36) resulte em conjunto vazio ( $A_j = \{\emptyset\}$ ) ou que todos seus elementos

estejam associados a pesos nulos em (37). Tendo em vista que a representação adotada para o alimentador considera as cargas concentradas no nó de término das seções, os elementos de  $A_j$  são agregados à árvore ao término da expansão, isto é,

$$T_{ij}^e = T_{ij}^e \cup \{k: W_{jk}^A = 0\}, \quad \forall k \in A_j. \quad (39)$$

O procedimento descrito a seguir utiliza a classificação das árvores quanto à viabilidade como única informação para a enumeração das soluções. Os pesos associados às árvores  $T_{ij}$  e  $T_{ij}^e$  através de (35) são irrelevantes no processo.

### 4.3.2.3 Enumeração das Soluções

Como citado anteriormente, o objetivo do método proposto é determinar um espaço de soluções, delimitado por um conjunto de restrições que viabilizam a transferência de carga. O subespaço  $Z_D$  pode ser definido formalmente como:

$$Z_D = \{i: i \in G \wedge R_i^D \leq 0\}, \quad (40)$$

onde  $R_i^D$  é uma restrição associada a  $G_i$ , tal que

$$R_i^D = I + z_i^D - x_i - z_i - \sum_{n \in V_i} v_n, \quad (41)$$

e  $v_n$  são variáveis auxiliares, que substituem um conjunto de restrições não-lineares da forma expressa em (28). O subscrito  $j$  até então atribuído às variáveis  $x_j$ ,  $z_j$  e  $z_j^D$  foi substituído por  $i$ , de modo que estas sejam associadas ao grafo  $G_i$ . Esta notação será utilizada somente ao longo desta seção.

A restrição (41) condiciona a viabilidade do restabelecimento da carga a jusante da seção  $i$  à alocação de um religador ou chave de manobras em  $i$ , sendo as variáveis  $v_n$  iguais à zero para todo  $n \in V_i$ . No caso em que uma árvore abrange o grafo na totalidade, isto é,  $T_{ij} \cup T_{ij}^e = G_i$ , então  $V_i = \{\emptyset\}$ , e a alocação de um dispositivo de manobras em  $i$  é suficiente para viabilizar o restabelecimento. Caso contrário, a determinação de  $V_i$  é efetuada através da busca recursiva de árvores viáveis em subgrafos de  $G_i$ . As variáveis  $v_n$  substituem produtos de variáveis  $x_j z_j$  associadas à interseção entre arestas originais e expandidas de árvores distintas.

Considere a Figura 18, onde são mostradas as árvores originais e expandidas viáveis associadas a  $G_1$ . Supondo  $T_{1,9}$  e  $T_{1,10}$  inviáveis, estas são representadas como conjuntos vazios.

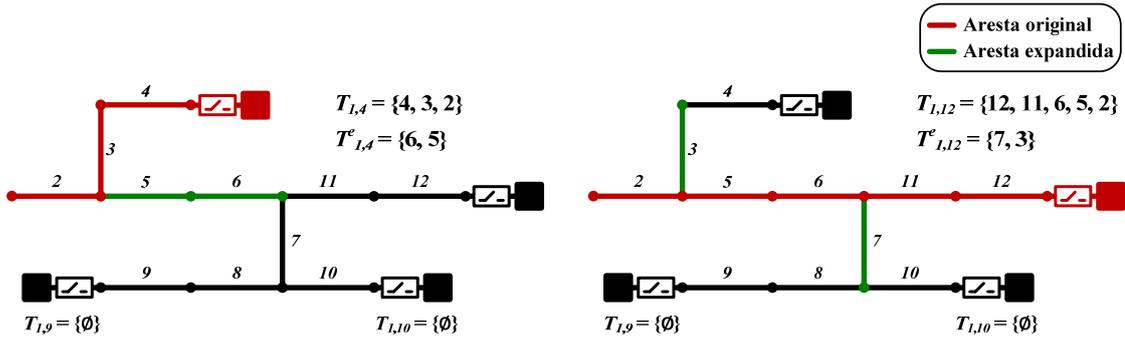


Figura 18. Árvores originais e expandidas do grafo  $G_1$ .

Com relação a  $T_{1,4}$ , pode-se inferir da Figura 18 que alocação um dispositivo de manobras nas seções 5 ou 6 (arestas expandidas) viabiliza o restabelecimento das cargas nas seções 2, 3 e 4 (arestas originais). O mesmo ocorre para  $T_{1,12}$ , onde a desconexão da rede nas arestas  $T_{1,12}^e = \{7, 3\}$  possibilita o restabelecimento das cargas nas seções  $T_{1,12} = \{2, 5, 6, 11, 12\}$ . A Figura 19 mostra a interseção entre as árvores originais ( $T_{1,4}$  e  $T_{1,12}$ ) e expandidas ( $T_{1,4}^e$  e  $T_{1,12}^e$ ) de  $G_1$ .

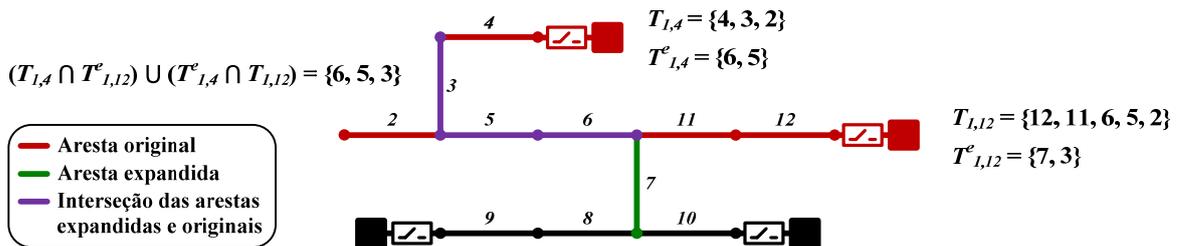
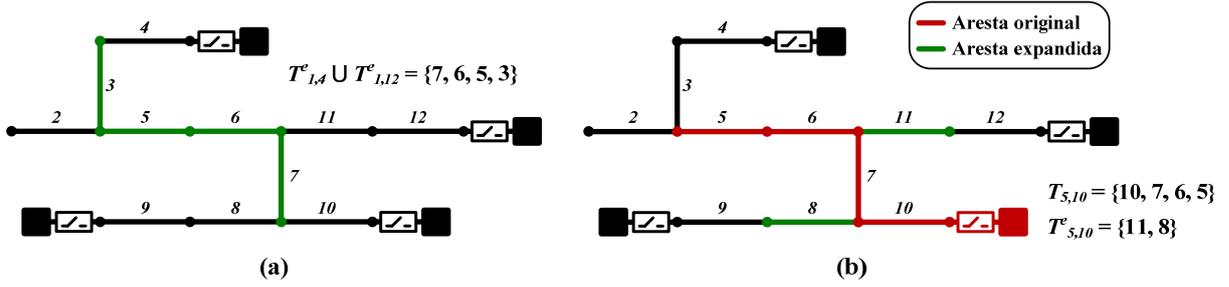


Figura 19. Interseção das árvores originais e expandidas do grafo  $G_1$ .

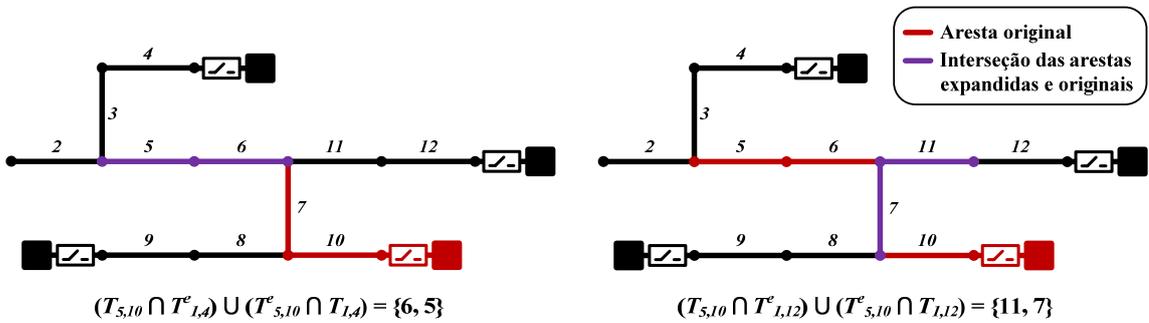
Neste caso, as arestas que fazem parte da interseção entre uma árvore original e uma árvore expandida são associadas à variável auxiliar  $v_n$ , que lineariza o produto de variáveis  $x_k z_k$  em (28). No caso da Figura 19, tem-se  $v_n = x_3.z_3.x_5.z_5.x_6.z_6$ , logo  $V_i = \{n\}$  em (41).

A próxima etapa consiste em determinar um ou mais subgrafos de  $G_i$  que contenham uma ou mais árvores viáveis. Os subgrafos são selecionados de forma que suas árvores principais agreguem o maior número de arestas das árvores expandidas consideradas anteriormente. A Figura 20 (a) mostra o conjunto resultante da união das árvores expandidas  $T_{1,12}^e$  e  $T_{1,4}^e$ .



**Figura 20.** Conjunto de arestas expandidas do grafo  $G_1$  (a) e árvore viável do grafo  $G_5$  (b).

Como a árvore  $T_{1,4}$  foi considerada anteriormente, a aresta 3 não pode ser associada a um subgrafo de  $G_1$ , pois  $G_3$  e  $G_4$  seriam definidos por uma única árvore,  $T_{3,4}$  e  $T_{4,4}$ , respectivamente. A Figura 20 (b) mostra o subgrafo  $G_5$ , supondo que este seja o subgrafo que agrega o maior número de arestas expandidas de  $G_1$ .  $G_5$  é definido por três árvores,  $T_{5,9}$ ,  $T_{5,10}$  e  $T_{5,12}$ . Como  $T_{1,12}$  foi considerada anteriormente,  $T_{5,12}$  deve ser desprezada. Supondo  $T_{5,9}$  inviável, a única árvore associada a  $G_5$  será  $T_{5,10}$ . A aresta  $i = 5$ , que originalmente não fazia parte do grafo, é agregada à árvore  $T_{5,10}$ . O procedimento anterior é repetido, considerando as árvores  $T_{1,4}$ ,  $T_{1,12}$  e  $T_{5,10}$  em conjunto, além de suas respectivas árvores expandidas. A Figura 21 mostra o resultado das interseções entre as árvores. Em relação a  $T_{1,4}$  e  $T_{5,10}$ , tem-se uma nova variável auxiliar  $v_{n+1} = x_5, z_5, x_6, z_6$ . Considerando  $T_{1,12}$  e  $T_{5,10}$ , esta será dada por  $v_{n+2} = x_7, z_7, x_{11}, z_{11}$ . Logo,  $V_i = V_i \cup \{n+1, n+2\}$ .



**Figura 21.** Interseções das árvores de  $G_1$  e  $G_5$ .

Por fim, restando apenas a árvore definida por  $j = 9$ , esta deve abranger a aresta expandida 8 de  $T_{5,10}^e$  (Figura 20 (b)). Com isso, tem-se a variável  $v_{n+3} = x_8, z_8$ , e a agregação de outro elemento a  $V_i$ , sendo  $V_i = V_i \cup \{n+3\}$ . Em cada passo, o restabelecimento é considerado inviável se não for possível obter-se um subgrafo que interseccione ao menos uma aresta das árvores expandidas.

A enumeração dos conjuntos  $V_i$  segundo o procedimento descrito anteriormente é efetuada pelo algoritmo apresentado a seguir, representado pela função  $\mathcal{F}_V(i)$ . Neste caso,  $g$  representa o conjunto que agrega os subgrafos de  $i$  determinados em cada iteração.

```

 $\mathcal{F}_V(i)$ 
1   $g \leftarrow i$ 
2   $R^* \leftarrow R_i$ 
3  enquanto  $g \neq \{\emptyset\}$  faça
4       $i \leftarrow i \in g$ 
5       $T^* \leftarrow T^* \cup (T_i \cup i)$ 
6       $T^{e*} \leftarrow T^{e*} \cup T_i^e$ 
7      enquanto  $R_i \neq \{\emptyset\}$  faça
8           $j \leftarrow j \in R_i$ 
9           $R_i \leftarrow R_i - j$ 
10         para cada  $k \in R^*, k \notin j$  faça
11              $V_i \leftarrow V_i \cup \Pi(T_{ij}, T_{ij}^e, T_k^*, T_k^{e*})$ 
12         fim para
13     fim enquanto
14      $g \leftarrow g - i$ 
15      $g \leftarrow g \cup \Gamma(R^*, T^*, T^{e*})$ 
16 fim enquanto
17 retorne  $V_i$ 

```

As variáveis  $R^*$ ,  $T^*$  e  $T^{e*}$  armazenam as seções raiz  $j$ , as árvores originais  $T_{ij}$  e expandidas  $T_{ij}^e$ , respectivamente. Estas são associadas ao subgrafo corrente  $i$  e aos avaliados nas iterações anteriores. O procedimento nas linhas 7-13 é responsável pela determinação das arestas resultantes das interseções entre árvores originais e expandidas. A estas arestas são associadas variáveis auxiliares  $v_n$  que linearizam os produtos  $x_k z_k$ , de acordo com (28). Os índices  $n$  das variáveis auxiliares são agregados ao conjunto  $V_i$  na linha 11, sendo o operador  $\Pi(T_{ij}, T_{ij}^e, T_k^*, T_k^{e*})$  definido por:

$$\Pi(T_j, T_j^e, T_k^*, T_k^{e*}) = \left\{ n : v_n = f_{\Pi}(x_l, z_l) \wedge \left( (l \in T_j \wedge l \in T_k^e) \vee (l \in T_k \wedge l \in T_j^e) \right) \right\}, \quad (42)$$

onde  $f_{\Pi}(x_l, z_l)$  denota a função de linearização do produto  $x_l z_l$  através das restrições (29) e (30). As condições impostas em (42) resultam nas arestas  $l$  pertencentes à interseção entre as árvores originais e expandidas. Após a análise do grafo  $G_i$ , este é excluído do conjunto  $g$ , na linha 14. Um novo subgrafo de  $G_i$  é agregado ao conjunto  $g$  na linha 15. A busca pelo subgrafo é efetuada pelo operador  $\Gamma(R^*, T^*, T^{e*})$ , expresso por:

$$\Gamma(R^*, T^*, T^{e*}) = \left\{ i : i \in T^{e*} \wedge j \in (R^* - T^*) \wedge k \in T^{e*} \wedge k \in (U_j - U_i) \wedge \max_i |(U_k - U_i)| \right\} \quad (43)$$

O operador  $\Gamma$  retorna a aresta expandida  $i$ , tal que para qualquer árvore ainda não avaliada  $j \in (R^* - T^*)$ , o número de arestas expandidas  $k$ , entre  $j$  e  $i$  seja máximo.

### 4.3.3 Restrições de Seletividade do Sistema de Proteção

O indicador  $SAIDI_\lambda$  foi formulado na Seção 4.3.1 como uma função que caracteriza a confiabilidade em termos das interrupções sustentadas causadas por faltas permanentes no SDEE. Logo, a coordenação para faltas temporárias é desprezada nesta etapa. A coordenação é agregada na formulação dos indicadores  $\Delta SAIFI_\gamma$  e  $\Delta MAIFI_{\lambda,\gamma}$ , apresentada na Seção 4.4. As restrições agregadas ao modelo  $SAIDI_\lambda$  são formuladas nesta seção de modo que as soluções sejam estritamente condicionadas em termos da seletividade do sistema de proteção. Desta forma, a operação seletiva da proteção é mandatória para a alocação dos dispositivos.

Conforme descrito na Seção 3.3.3.1, os ajustes das correntes de operação dos religadores e valores nominais dos fusíveis são definidos em termos da corrente de carga no ponto de instalação dos dispositivos, bem como das correntes de falta ao longo do alimentador. A corrente de carga é obtida através da análise do fluxo de potência do alimentador, sem a contribuição da GD no suprimento da carga. O tempo de operação dos religadores para uma dada corrente de falta é determinado pela equação característica da unidade 51, expressa por (4). Com as correntes de operação pré-definidas, (4) será uma função linear do ajuste de tempo de operação ( $t^{D51}$ ). Os ajustes de tempo de operação são considerados como valores contínuos. Os tempos de operação dos fusíveis são obtidos pelo ajuste de suas curvas linearizadas a funções de terceira ordem. As funções que aproximam as curvas dos fusíveis do tipo preferencial são dadas no Apêndice B.

As restrições lineares consideradas no modelo  $SAIDI_\lambda$  são relacionadas às faixas de ajustes da característica 51, seletividade entre religadores e fusíveis, e sensibilidade da proteção. Estas são formuladas visando manter intervalos de tempo adequados entre as características de operação dos dispositivos, como foi descrito na Seção 3.3.3. Os ajustes de tempo de operação das características 51 são limitados em uma dada faixa de variação através das restrições (44)-(47):

$$t_i^{D51F} \leq t_{max}^{D51F} \cdot (I - x_i), \quad \forall i \in G. \quad (44)$$

$$t_i^{D51F} \geq t_{min}^{D51F} \cdot (I - x_i), \quad \forall i \in G. \quad (45)$$

$$t_i^{D51T} \leq t_{max}^{D51T} \cdot (I - x_i), \quad \forall i \in G. \quad (46)$$

$$t_i^{D51T} \geq t_{min}^{D51T} \cdot (I - x_i), \quad \forall i \in G. \quad (47)$$

Onde:

$t_i^{D51F}$  e  $t_i^{D51T}$  são os ajustes de tempo de operação das características 51 de fase (51F) e terra (51T) respectivamente, do religador ou relé alocado na seção  $i$  (s); e

$t_{max}^{D51F}$ ,  $t_{min}^{D51F}$ ,  $t_{max}^{D51T}$  e  $t_{min}^{D51T}$  são os valores máximos e mínimos dos ajustes das características 51F e 51T respectivamente (s).

A seletividade entre os dispositivos é avaliada em relação às correntes máximas de falta, tendo em vista a convergência das características 51 extremamente inversa e dos fusíveis. A modelagem estática das restrições depende da seleção de valores discretos das correntes de falta para avaliação da seletividade. Outras características de operação podem exigir a avaliação das correntes mínimas de falta, ou mesmo valores intermediários. As restrições que asseguram a seletividade entre as características 51F e 51T de religadores em série são expressas por (48) e (49), respectivamente.

$$t_j^{51F} \left( I_{j-i}^{CCmaxF} \right) \cdot t_j^{D51F} - t_i^{51F} \left( I_i^{CCmaxF} \right) \cdot t_i^{D51F} \geq t_{coord}^{51-51} - t_{max}^{51} \cdot (x_i + x_j), \quad \forall i \in G, \forall j \in U_i. \quad (48)$$

$$t_j^{51T} \left( I_{j-i}^{CCmaxT} \right) \cdot t_j^{D51T} - t_i^{51T} \left( I_i^{CCmaxT} \right) \cdot t_i^{D51T} \geq t_{coord}^{51-51} - t_{max}^{51} \cdot (x_i + x_j), \quad \forall i \in G, \forall j \in U_i. \quad (49)$$

Onde:

$I_i^{CCmaxF}$  e  $I_i^{CCmaxT}$  são as correntes máximas de falta entre fases e fase-terra na seção  $i$ , respectivamente (A).

$I_{j-i}^{CCmaxF}$  e  $I_{j-i}^{CCmaxT}$  são as correntes vistas pelo religador na seção  $j$  (a montante de  $i$ ) para faltas entre fases e fase-terra na seção  $i$ , respectivamente (A).

$t_j^{51F} \left( I_{j-i}^{CCmaxF} \right)$ ,  $t_i^{51F} \left( I_i^{CCmaxF} \right)$ ,  $t_j^{51T} \left( I_{j-i}^{CCmaxT} \right)$  e  $t_i^{51T} \left( I_i^{CCmaxT} \right)$  são os tempos de operação das características 51F e 50T dos religadores na seção  $j$  e  $i$ , para as respectivas correntes de falta na seção  $i$  (s);

$t_{coord}^{51-51}$  é o tempo de coordenação entre características 51F e 51T (s);

$t_{max}^{51}$  é o tempo máximo de operação assumido para a característica 51 (s) somado a  $t_{coord}^{51-51}$ .

Como (4) tende a infinito quando  $I / I_R^{51}$  tende a 1,  $t_{max}^{51}$  foi determinado a partir do tempo de operação para  $I / I_R^{51} = 1,05$  multiplicado por  $t_{max}^{D51F}$ , o que resulta em  $t_{max}^{51} \approx 276 \cdot t_{max}^{D51F} + t_{coord}^{51-51}$ .

A seletividade da característica 51F e 51T com fusíveis é considerada a partir das restrições:

$$t_j^{51F} \left( I_{j-i}^{CCmaxF} \right) \cdot t_j^{D51F} - \left[ t_i^{MI} \left( I_i^{CCmaxF} \right) + t_{coord}^{51-MI} \right] \cdot (1 - x_j - y_i) \geq 0, \forall i \in L, \forall j \in U_i. \quad (50)$$

$$t_j^{51T} \left( I_{j-i}^{CCmaxT} \right) \cdot t_j^{D51T} - \left[ t_i^{MI} \left( I_i^{CCmaxT} \right) + t_{coord}^{51-MI} \right] \cdot (1 - x_j - y_i) \geq 0, \forall i \in L, \forall j \in U_i. \quad (51)$$

Onde:

$t_i^{MI} \left( I_i^{CCmaxF} \right)$  e  $t_i^{MI} \left( I_i^{CCmaxT} \right)$  são os tempos máximos de interrupção do fusível para as correntes máximas de falta de fase e terra na seção  $i$ , respectivamente (s); e

$t_{coord}^{51-MI}$  é o tempo de coordenação da característica 51 com o fusível.

Como os fusíveis têm tempo de operação fixo (não ajustável), a seletividade é obtida pela restrição da alocação de fusíveis em série, se seus tempos de operação não satisfazem a condição de seletividade dada por (6). Essas restrições são expressas como

$$|C_i| \cdot (1 - y_i) \leq \sum_{j \in C_i} y_j, \quad (52)$$

onde  $C_i$  é o conjunto de seções a montante de  $i$  onde a alocação de fusíveis não satisfaz a condição de seletividade:

$$C_i = \left\{ j : j \in U_i^* \wedge t_i^{MI} \left( I_i^{CCmax} \right) \geq 0,75 \cdot t_j^{MF} \left( I_i^{CCmax} \right) \right\}, \forall i \in L. \quad (53)$$

Onde  $I_i^{CCmax}$  é a corrente máxima de falta (fase ou terra) em  $i$  e  $t_j^{MF} \left( I_i^{CCmax} \right)$  é o tempo mínimo de fusão do fusível na seção  $j$  para  $I_i^{CCmax}$ .

A contribuição da GD para a corrente de falta tende a reduzir a sensibilidade do sistema de proteção, possibilitando a persistência de faltas de alta impedância não detectadas. A solução geralmente consiste em garantir o alcance das zonas de proteção adicionando-se um ou mais dispositivos de proteção ao alimentador (WALLING, 2008). Desta forma, a cobertura das zonas de proteção é potencialmente assegurada pela restrição expressa por (54):

$$\sum_{j \in Z_i^P} x_j + y_j \leq 2 \cdot |Z_i^P| - 1, \quad (54)$$

onde

$$Z_i^P = \left\{ j : j \in U_i \wedge \left( (j \in L \wedge I_j^{MF} \leq 0,75 \cdot I_i^{CCminT}) \vee (j \in G \wedge I_j^{51F} \leq 0,75 \cdot I_i^{CCminF} \wedge I_j^{51T} \leq 0,75 \cdot I_i^{CCminT}) \right) \right\}, \forall i \in G. \quad (55)$$

A restrição (54) impõe a condição de que pelo menos um dispositivo seja alocado nas seções  $j \in Z_i^P$ . O conjunto  $Z_i^P$  define em (55) uma zona de proteção a montante que inclui a

seção  $i$ . Esta zona de proteção deve conter um fusível cuja corrente mínima de fusão ( $I_j^{MF}$ ) seja igual ou inferior à 75% da corrente mínima de falta fase-terra na seção  $i$  ( $I_i^{CCminT}$ ). Esta corrente foi calculada considerando uma resistência de falta de  $20 \Omega$ . Como definido na Seção 3.3.1, a corrente  $I_j^{MF}$  é definida pelo tempo de 300 segundos nas curvas de fusíveis normalizados (IEEE, 2009). A zona de proteção (55) pode também ser associada a um relé ou religador, de modo que as correntes de operação das unidades 51F ( $I_j^{51F}$ ) e 51T ( $I_j^{51T}$ ) devam ser inferiores a 75% das correntes mínimas de falta de fase ( $I_i^{CCminF}$ ) e terra na seção  $i$ , respectivamente. A corrente mínima de falta entre fases foi tomada como a corrente de falta franca fase-fase.

Um conjunto de restrições associadas à proteção da subestação é agregado ao modelo, dentre estas, (56) e (57) asseguram que os tempos de operação das características 51F e 51T da proteção principal do alimentador sejam inferiores aos tempos de operação da proteção geral do barramento de saída da subestação:

$$t_1^{51F} \left( I_1^{CCmaxF} \right) \cdot t_1^{D51F} + t_{coord}^{51-51} \leq t_{SE}^{51F} \left( I_1^{CCmaxF} \right), \quad (56)$$

$$t_1^{51T} \left( I_1^{CCmaxT} \right) \cdot t_1^{D51F} + t_{coord}^{51-51} \leq t_{SE}^{51T} \left( I_1^{CCmaxT} \right), \quad (57)$$

onde  $t_{SE}^{51F} \left( I_1^{CCmaxF} \right)$  e  $t_{SE}^{51T} \left( I_1^{CCmaxT} \right)$  são os tempos de operação das características 51F e 51T da proteção do barramento da subestação, para as correntes de falta máximas de fase e terra no barramento de saída da subestação (início da seção 1 do alimentador).

A possibilidade de operação indevida da proteção 51F na energização do alimentador é considerada através de:

$$t_1^{51F} \left( I_{TR}^{MAG} \right) \cdot t_1^{D51F} \geq 0,1s, \quad (58)$$

onde  $I_{TR}^{MAG}$  é a corrente de magnetização estimada para o transformador de maior potência do alimentador (A). A proteção dos condutores do alimentador é assegurada pela restrição

$$t_1^{51F} \left( I_1^{CCmaxF} \right) \cdot t_1^{D51F} \leq t_{A_s}^{rec} \left( I_1^{CCmaxF} \right), \quad (59)$$

onde  $t_{A_s}^{rec} \left( I_1^{CCmaxF} \right)$  é o tempo de recozimento (s) dos condutores do circuito principal, para a corrente de falta máxima no barramento da subestação. O tempo de recozimento como função da corrente é dado por (11). As correntes de falta nos ramais do alimentador são consideradas insuficientes para causar dano aos condutores.

#### 4.3.4 Restrições Econômicas e Operacionais

As restrições econômicas são agregadas para limitar o custo necessário à melhoria da confiabilidade. Em sua maioria, os dispositivos de proteção e manobras são instalados na fase de planejamento do sistema. No entanto, sua realocação pode ser requerida de acordo com fatores como crescimento e alterações no perfil da carga, bem como mudanças na topologia. Desta forma, a restrição econômica foi formulada considerando a possibilidade da existência de dispositivos de proteção e manobras previamente instalados no alimentador. Com isso, é possível estabelecer o balanço na distribuição do investimento, sendo este dividido entre os custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos. Considerando somente os religadores, a restrição econômica pode ser expressa como:

$$c_{aq}^r n_{aq} + c_{rel}^r n_{rel} + c_{op}^r n_{op} \leq C_T, \quad (60)$$

onde:

$c_{aq}^r$ ,  $c_{rel}^r$  e  $c_{op}^r$  são os custos unitários de aquisição, realocação e operação dos religadores, respectivamente (US\$);

$n_{aq}$ ,  $n_{rel}$  e  $n_{op}$  são o número de religadores adquiridos, realocados e o número total de religadores, respectivamente; e

$C_T$  é o custo total do investimento para melhoria da confiabilidade (US\$).

Representando  $n_{aq}$ ,  $n_{rel}$  e  $n_{op}$  em termos das variáveis binárias (21)-(23), tem-se:

$$n_{aq} = |G| - |X_p| + \sum_{j \in G} x_j \quad (61)$$

$$n_{rel} = \sum_{j \in X_p} x_j \quad (62)$$

$$n_{op} = |G| - \sum_{j \in G} x_j. \quad (63)$$

onde  $X_p$  é o conjunto de seções do alimentador onde os religadores se encontram previamente alocados. Em (61), o número de religadores adquiridos é determinado subtraindo-se o número de religadores existentes do número total. Quando um dispositivo existente é mantido em sua localização original, este não representa custo adicional para a concessionária, como expresso em (62), no caso em que o somatório é nulo. A quantidade total de religadores é dada por (63).

Considerando de forma similar os demais dispositivos, é possível obter a seguinte restrição linear:

$$\begin{aligned}
& -\left(c_{aq}^r + c_{op}^r\right) \sum_{j \in G} x_j + c_{rel}^r \sum_{j \in X_P} x_j - \left(c_{aq}^f + c_{op}^f\right) \sum_{j \in L} y_j + c_{rel}^f \sum_{j \in Y_P} y_j - \left(c_{aq}^s + c_{op}^s\right) \sum_{j \in M} z_j + c_{rel}^s \sum_{j \in Z_P} z_j \\
& \leq C_T - \left(c_{aq}^r + c_{op}^r\right) |G| + c_{aq}^r |X_P| - \left(c_{aq}^f + c_{op}^f\right) |L| + c_{aq}^f |Y_P| - \left(c_{aq}^s + c_{op}^s\right) |M| + c_{aq}^s |Z_P|,
\end{aligned} \tag{64}$$

onde

$c_{aq}^f$ ,  $c_{rel}^f$  e  $c_{op}^f$  são os custos unitários de aquisição, realocação e operação dos fusíveis, respectivamente (US\$);

$c_{aq}^z$ ,  $c_{rel}^z$  e  $c_{op}^z$  são os custos unitários de aquisição, realocação e operação das chaves de manobras, respectivamente (US\$); e

$Y_P$  e  $Z_P$  são os conjuntos de seções onde os fusíveis e chaves de manobras se encontram previamente alocados.

São incluídas duas restrições ao modelo, relacionadas a aspectos operacionais do sistema. A existência de dispositivos de proteção na subestação é mandatória, logo

$$x_i \leq 0. \tag{65}$$

Finalmente, a restrição (66) condiciona a alocação de no máximo um dispositivo em cada seção do alimentador:

$$x_i + y_i + z_i \geq 2, \forall i \in G. \tag{66}$$

#### 4.4 MODELO MATEMÁTICO DOS INDICADORES $\Delta SAIFI_\gamma$ E $\Delta MAIFI_{\lambda,\gamma}$

A simulação analítica foi utilizada na formulação dos indicadores  $\Delta SAIFI_\gamma$  e  $\Delta MAIFI_{\lambda,\gamma}$ , de forma bastante semelhante ao indicador  $SAIDI_\lambda$ . Porém, neste caso as contingências avaliadas são as faltas permanentes e temporárias nos ramais do alimentador. As chaves de manobras são irrelevantes nesta análise, pois não exercem efeito sobre a frequência das interrupções sustentadas e momentâneas.

A formulação parte da solução do modelo  $SAIDI_\lambda$ , onde a disposição dos religadores e fusíveis no alimentador é determinada. Como estas soluções foram obtidas sob restrições associadas à seletividade, o efeito dos religamentos pela operação da característica 50 dos religadores foi desprezada. Neste caso, para uma dada disposição dos religadores e fusíveis, a frequência das interrupções sustentadas é máxima, tendo em vista que faltas temporárias nos ramais do alimentador causam a operação dos fusíveis. Por outro lado, com a característica 50 dos religadores supostamente desabilitada, a frequência das interrupções momentâneas será mínima. A execução da sequência de religamentos, neste caso, é restrita às faltas que ocorrem no circuito principal do alimentador. Logo, o objetivo se resume a estabelecer o balanço

ótimo entre a redução do indicador SAIFI e o incremento do indicador MAIFI. Porém, ao contrário do modelo SAIDI<sub>λ</sub>, os indicadores SAIFI e MAIFI não são formulados como funções objetivo do modelo, mas sim como metas conflitantes a serem alcançadas. A variação dos indicadores não depende unicamente da habilitação da característica 50. A coordenação, em especial para faltas entre fases, geralmente é difícil de ser obtida (SHORT, 2006). A GD neste caso tem potencial de causar efeito negativo sobre o indicador SAIFI, o que torna questionável a sua contribuição para a melhoria da confiabilidade (MCDERMOTT, 2003).

Muitas das metodologias que incluem o efeito das interrupções momentâneas na otimização da confiabilidade desprezam a perda de coordenação entre religadores e fusíveis (SOUDI, 2001; PREGEJ, 2006). Algumas técnicas propostas para avaliação da confiabilidade incluem essa consideração, mas o fato de que a coordenação possa ocorrer de forma parcial nas zonas de proteção dos fusíveis é invariavelmente ignorada. A formulação proposta procura incluir os diversos efeitos da GD sobre o desempenho do sistema de proteção, em uma modelagem mais realística da confiabilidade dos SDEE.

#### 4.4.1 Formulação das Metas

O conhecimento da localização dos dispositivos de proteção possibilita a redução significativa da complexidade do modelo de otimização. Desta forma, uma representação simplificada da topologia do alimentador é obtida pela redefinição dos conjuntos  $U_i$  dados por (13), como:

$$U'_i = \{k : k \in U_i \wedge k \in X\}, \forall i \in G. \quad (67)$$

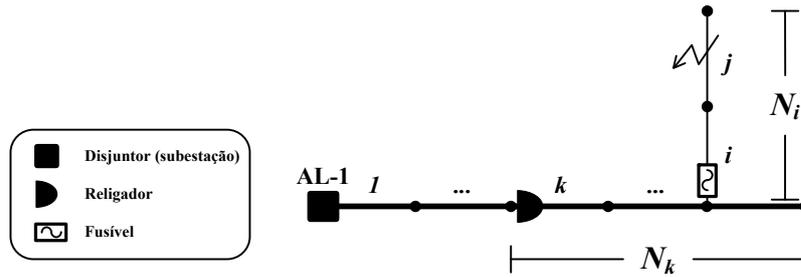
onde  $X$  é o conjunto de soluções modelo SAIDI<sub>λ</sub>, que identificam as seções do alimentador associadas à alocação dos religadores. Logo, os conjuntos  $U'_i$  contém somente as seções à montante da seção  $i$  onde os religadores se encontram alocados.

Os conjuntos  $P_i$  definem seções do alimentador pertencentes à zona de proteção dos fusíveis, de acordo com:

$$P_i = \left\{ j : j \in L \wedge l \in Y \wedge l \notin (U_j - U_i^*) \right\}, \forall i \in Y. \quad (68)$$

onde  $Y$  é o conjunto de soluções do modelo SAIDI<sub>λ</sub> que identificam as seções  $i$  alimentador onde os fusíveis encontram-se alocados. Em (68) são definidos  $|Y|$  conjuntos  $P_i$ , cada qual associado a um fusível alocado na seção  $i$ .

A Figura 22 ilustra a aplicação da simulação analítica na formulação das metas  $\Delta SAIFI_\gamma$  e  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}$ .



**Figura 22. Simulação analítica de falta permanente e temporária no alimentador de distribuição.**

Supondo a falta na seção  $j$  como sendo de natureza temporária, esta causa a operação do fusível na seção  $i$ , no caso em que religador na seção  $k$  opera com a característica 50 bloqueada (esquema seletivo). O incremento no indicador SAIFI será dado por:

$$\Delta SAIFI_{\gamma,j} = \frac{I}{N_T} N_i \cdot \gamma_j, \quad (69)$$

onde:

$\gamma_j$  é taxa de faltas temporárias na seção  $j$  (faltas/ano); e

$N_i$  é o número de consumidores a jusante do fusível alocado na seção  $i$ .

A habilitação da característica 50 (esquema coordenado) não garante a eliminação da falta pelo religador na seção  $k$ , pois a coordenação entre este e o fusível também é uma condição necessária para que o indicador SAIFI não seja incrementado. Essa condição é agregada ao modelo pela definição das seguintes variáveis:

$$x_k^F = \begin{cases} 0, & \text{se o religador na seção } k \text{ opera com característica 50F } \mathbf{habilitada}. \\ 1, & \text{se o religador na seção } k \text{ opera com característica 50F } \mathbf{bloqueada}. \end{cases} \quad (70)$$

$$\forall k \in X.$$

$$x_k^T = \begin{cases} 0, & \text{se o religador na seção } k \text{ opera com característica 50T } \mathbf{habilitada}. \\ 1, & \text{se o religador na seção } k \text{ opera com característica 50T } \mathbf{bloqueada}. \end{cases} \quad (71)$$

$$\forall k \in X.$$

$$x_{jk}^F = \begin{cases} 0, & \text{se } x_k^F = 0 \text{ e o religador na seção } k \text{ } \mathbf{coordena} \text{ com o fusível na seção } i \\ & \text{para falta entre fases na seção } j. \\ 1, & \text{se } x_k^F = 1 \text{ ou se } x_k^F = 0 \text{ e o religador na seção } k \text{ } \mathbf{n\tilde{a}o coordena} \text{ com o fusível na seção } i \\ & \text{para falta entre fases na seção } j. \end{cases} \quad (72)$$

$$\forall i \in Y, \forall j \in P, \forall k \in X.$$

$$x_{jk}^T = \begin{cases} 0, & \text{se } x_k^T = 0 \text{ e o religador na seção } k \text{ coordena com o fusível na seção } i \\ & \text{para falta fase-terra na seção } j. \\ I, & \text{se } x_k^T = I \text{ ou se } x_k^T = 0 \text{ e o religador na seção } k \text{ não coordena com o fusível na seção } i \\ & \text{para falta fase-terra na seção } j. \end{cases} \quad (73)$$

$$\forall i \in Y, \forall j \in P_i, \forall k \in X.$$

As variáveis  $x_k^F$  e  $x_k^T$  definidas em (70) e (71) são utilizadas somente nas restrições. A condição de coordenação dos fusíveis com as características 50F e 50T de forma independente, leva à reformulação de (69) como uma função das variáveis (72) e (73), associadas a taxas de faltas de fase e terra distintas. O indicador  $\Delta SAIFI_\gamma$  é então expresso como:

$$\Delta SAIFI_\gamma = \frac{I}{N_T} \left[ \sum_{i \in Y} N_i \sum_{j \in P_i} \gamma_j^F \sum_{k \in U'_i} x_{jk}^F \prod_{l \in (U'_i - U'_k)} x_{jl}^F + \sum_{i \in Y} N_i \sum_{j \in P_i} \gamma_j^T \sum_{k \in U'_i} x_{jk}^T \prod_{l \in (U'_i - U'_k)} x_{jl}^T \right], \quad (74)$$

onde:

$\gamma_j^F$  é a taxa de faltas temporárias de fase da seção  $j$  (faltas/ano); e

$\gamma_j^T$  é a taxa de faltas temporárias de terra da seção  $j$  (faltas/ano).

A expressão (74) representa a contribuição ao indicador  $\Delta SAIFI_\gamma$  das faltas temporárias na seção  $j$ , quando o religador na seção  $k$  opera com a característica 50 bloqueada, ou se a coordenação com o fusível na seção  $i$  é impossibilitada. Nestes casos,  $x_{jk}^F = I$  e/ou  $x_{jk}^T = I$ . O produto das variáveis  $x_{jl}^F$  e  $x_{jl}^T$ , onde  $l \in (U'_i - U'_k)$ , garante a eliminação da falta pelo religador imediatamente a montante do fusível. A condição  $x_{jk}^F = I$  e  $x_{jk}^T = I$  quando a coordenação não é alcançada, é garantida através das restrições descritas na Seção 4.4.2. A expressão (74) avalia a variação da frequência média anual das interrupções sustentadas de um alimentador.

O indicador  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}$  é suscetível tanto às faltas temporárias quanto às permanentes que ocorrem nas laterais do alimentador. Na Figura 22, sendo a falta na seção  $j$  de natureza temporária, a operação do religador na característica 50 submete  $N_k$  consumidores à interrupção momentânea. Se a falta for do tipo permanente,  $N_k - N_i$  consumidores serão afetados. Com isso,  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}$  é expresso como dois termos similares a (74), que agregados resultam em:

$$\Delta MAIFI_{\lambda\gamma} = \frac{I}{N_T} \left[ \sum_{i \in Y} \sum_{j \in P_i} \sum_{k \in U'_i} \left[ (\lambda_j^F + \gamma_j^F) N_k - \lambda_j^F N_i \right] \overline{x_{jk}^F} \prod_{l \in (U'_i - U'_k)} x_{jl}^F \right. \\ \left. + \sum_{i \in Y} \sum_{j \in P_i} \sum_{k \in U'_i} \left[ (\lambda_j^T + \gamma_j^T) N_k - \lambda_j^T N_i \right] \overline{x_{jk}^T} \prod_{l \in (U'_i - U'_k)} x_{jl}^T \right], \quad (75)$$

onde  $N_k$  é o número de consumidores a jusante do religador alocado na seção  $k$ .

Pode-se observar que as variáveis  $x_{jk}^F$  e  $x_{jk}^T$  em (74) aparecem como complementos  $\overline{x_{jk}^F}$  e  $\overline{x_{jk}^T}$  em (75), evidenciando o caráter conflitante do problema de minimização simultânea dos indicadores. A expressão do indicador  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}$  avalia a variação na frequência média anual de eventos de interrupções momentâneas do alimentador.

#### 4.4.2 Restrições de Coordenação do Sistema de Proteção

As restrições agregadas ao modelo são relacionadas às faixas de ajustes da característica 50, e à coordenação entre religadores e fusíveis. As correntes de operação são consideradas iguais às da característica 51 dos religadores. Os ajustes de tempo de operação são considerados valores contínuos, sujeitos às seguintes restrições:

$$t_k^{D50F} \leq t_{max}^{D50F} \cdot (1 - x_k), \quad \forall k \in X, \quad (76)$$

$$t_k^{D50F} \geq t_{min}^{D50F} \cdot (1 - x_k), \quad \forall k \in X, \quad (77)$$

$$t_k^{D50T} \leq t_{max}^{D50T} \cdot (1 - x_k), \quad \forall k \in X, \quad (78)$$

$$t_k^{D50T} \geq t_{min}^{D50T} \cdot (1 - x_k), \quad \forall k \in X. \quad (79)$$

Onde:

$t_k^{D50F}$  e  $t_k^{D50T}$  são os ajustes de tempo de operação das características 50 de fase (50F) e terra (50T) respectivamente, do religador ou relé alocado na seção  $k$  (s); e

$t_{max}^{D50F}$ ,  $t_{min}^{D50F}$ ,  $t_{max}^{D50T}$  e  $t_{min}^{D50T}$  são os valores máximos e mínimos dos ajustes das características 50F e 50T, respectivamente (s).

Como descrito na Seção 3.3.1, a característica de tempo definido (5) foi atribuída à característica 50. Deste modo, o tempo de operação é considerado constante para qualquer corrente de falta superior ao ajuste da corrente de operação. Apesar de a corrente de falta (máxima ou mínima) ser irrelevante neste caso, as correntes máximas foram consideradas na coordenação entre religadores. As restrições foram formuladas de modo que a coordenação

entre os religadores é mandatória para habilitação de suas características 50. As restrições associadas às características 50F e 50T de religadores em série são expressas por (80) e (81), respectivamente.

$$t_l^{50F} \left( I_{l-k}^{CCmaxF} \right) \cdot t_l^{D50F} - t_k^{50F} \left( I_k^{CCmaxF} \right) \cdot t_k^{D50F} \geq t_{coord}^{50-50} - t_{max}^{50} \cdot (x_k + x_l), \forall k \in X, \forall l \in U'_k. \quad (80)$$

$$t_l^{50T} \left( I_{l-k}^{CCmaxT} \right) \cdot t_l^{D50T} - t_k^{50T} \left( I_k^{CCmaxT} \right) \cdot t_k^{D50T} \geq t_{coord}^{50-50} - t_{max}^{50} \cdot (x_k + x_l), \forall k \in X, \forall l \in U'_k. \quad (81)$$

Onde:

$t_l^{50F} \left( I_{l-k}^{CCmaxF} \right)$  e  $t_l^{50T} \left( I_{l-k}^{CCmaxT} \right)$  são os tempos de operação das características 50F e 50T para as correntes vistas pelo religador na seção  $l$  (a montante de  $k$ ), devidas a faltas entre fases e fase-terra na seção  $k$  (s), respectivamente;

$t_k^{50F} \left( I_k^{CCmaxF} \right)$ , e  $t_k^{50T} \left( I_k^{CCmaxT} \right)$  são os tempos de operação das características 50F e 50T do religador na seção  $k$ , para as respectivas correntes máximas de falta na seção  $k$  (s);

$t_{coord}^{50-50}$  é o tempo de coordenação entre características 50F e 50T (s);

$t_{max}^{50}$  é o tempo máximo de operação assumido para a característica 50, somado a  $t_{coord}^{50-50}$  (s).

Este foi determinado substituindo  $t_{max}^{D50F}$  em (5), o que resulta em  $t_{max}^{50} = 0,05 \cdot t_{max}^{D50F}$ .

A coordenação dos religadores e fusíveis é o fator decisivo na definição dos valores das variáveis  $x_{jk}$  em (74) e (75). Assumindo a baixa probabilidade de ocorrência da corrente máxima de falta, as restrições consideram as correntes mínimas como critério de adequação da coordenação. A corrente mínima de faltas entre fases foi tomada como a corrente de falta fase-fase, e a corrente mínima de faltas à terra foi determinada considerando a resistência de falta de 20  $\Omega$ . Para garantir as condições impostas às variáveis  $x_{jk}$  em (72) e (73), são definidas duas restrições para cada unidade 50F e 50T. As expressões (82) e (83) são associadas à coordenação da característica 50F com os fusíveis. A coordenação de 50T é considerada por (84) e (85).

$$t_i^{MF} \left( I_j^{CCminF} \right) - k_{coord}^{50-MF} \cdot t_k^{50F} \left( I_{k-j}^{CCminF} \right) \cdot t_k^{D50F} \geq t_{max}^{MF} \cdot (x_k - x_{jk}), \forall i \in Y, \forall j \in P_i, \forall k \in U'_i. \quad (82)$$

$$t_i^{MF} \left( I_j^{CCminF} \right) - k_{coord}^{50-MF} \cdot t_k^{50F} \left( I_{k-j}^{CCminF} \right) \cdot t_k^{D50F} \leq t_{max}^{MF} \cdot (x_k - x_{jk} + I), \forall i \in Y, \forall j \in P_i, \forall k \in U'_i. \quad (83)$$

$$t_i^{MF} \left( I_j^{CCminT} \right) - k_{coord}^{50-MF} \cdot t_k^{50T} \left( I_{k-j}^{CCminT} \right) \cdot t_k^{D50T} \geq t_{max}^{MF} \cdot (x_k - x_{jk}), \forall i \in Y, \forall j \in P_i, \forall k \in U'_i. \quad (84)$$

$$t_i^{MF} \left( I_j^{CCminT} \right) - k_{coord}^{50-MF} \cdot t_k^{50T} \left( I_{k-j}^{CCminT} \right) \cdot t_k^{D50T} \leq t_{max}^{MF} \cdot \left( x_k - x_{jk} + I \right), \forall i \in Y, \forall j \in P_i, \forall k \in U'_i. \quad (85)$$

Onde:

$t_i^{MF} \left( I_j^{CCminF} \right)$  e  $t_i^{MF} \left( I_j^{CCminT} \right)$  são os tempos mínimos de fusão do fusível na seção  $i$  para as correntes mínimas de falta de fase e terra na seção  $j$ , respectivamente (s);

$t_k^{50F} \left( I_{k-j}^{CCminF} \right)$  e  $t_k^{50T} \left( I_{k-j}^{CCminT} \right)$  são os tempos de operação das características 50F e 50T para as correntes vistas pelo religador na seção  $k$ , devido a faltas de fase e terra na seção  $j$ , respectivamente (s);

$k_{coord}^{50-MF}$  é o fator de coordenação entre a característica 50 e o tempo mínimo de fusão do fusível; e

$t_{max}^{MF}$  é o tempo máximo de operação do fusível, assumido como igual a 300 s.

Por fim, as condições impostas em (72) de que  $x_{jk}^F = I$  se  $x_k^F = I$ , e em (73) de que  $x_{jk}^T = I$  se  $x_k^T = I$  são asseguradas pelas restrições (86) e (87), respectivamente:

$$x_k^F - \sum_{j \in P_i} x_{jk}^F \geq I - |P_i|, \forall i \in Y, \forall k \in U'_i. \quad (86)$$

$$x_k^T - \sum_{j \in P_i} x_{jk}^T \geq I - |P_i|, \forall i \in Y, \forall k \in U'_i. \quad (87)$$

Restrições associadas à proteção da subestação não são consideradas no modelo  $\Delta SAIFI_\gamma$  e  $\Delta MAIFI_{k\gamma}$ . Neste caso, supõe-se que característica 50 da proteção geral do barramento tenha um ajuste suficientemente elevado, de forma que a coordenação seja viável para toda a faixa de ajuste da característica 50 do alimentador. Adicionalmente, considera-se o bloqueio da característica 50 da proteção da subestação durante a energização do alimentador. Com isso, a sensibilidade da característica 50 em relação à corrente magnetização do sistema é desprezada.

#### 4.5 ANÁLISE DE FALTAS E FLUXO DE POTÊNCIA

Esta seção apresenta uma breve descrição das técnicas de análise de faltas e fluxo de potência, fornecendo alguns detalhes considerados na formulação dos modelos e na obtenção dos dados de entrada do problema. A análise de faltas foi efetuada através do método das componentes simétricas, a partir do qual as correntes de curto-circuito ao longo do alimentador foram determinadas. O método é extensivamente relatado na literatura, de modo

que sua descrição se mostra desnecessária. Dentre outras, a referência ANDERSON (1995) aborda o assunto em detalhes.

As contribuições da GD às correntes de falta foram determinadas segundo os procedimentos recomendados em IEEE (2006). Neste estudo somente geradores síncronos foram considerados. As correntes de falta associadas aos modelos PLIM e PLIMM foram calculadas de forma independente, considerando as velocidades de operação das características 51 e 50 e as constantes de tempo transitórias das máquinas (IEEE, 2001). Para o modelo SAIDI<sub>λ</sub>, as reatâncias transitórias foram adotadas, tendo em vista que a seletividade é considerada em termos da proteção temporizada. Nas restrições do modelo ΔSAIFI<sub>γ</sub> e ΔMAIFI<sub>λγ</sub> as correntes de falta foram determinadas a partir das reatâncias subtransitórias. As impedâncias equivalentes da GD foram calculadas incluindo as impedâncias dos transformadores de interface dos geradores. A conexão considerada foi Yg (alimentador) – Δ (gerador), sem limitação na contribuição da GD às correntes de falta. A corrente de falta proveniente da subestação do alimentador foi obtida em função da impedância equivalente do sistema de transmissão em série com a impedância do transformador. Essas correntes foram consideradas simétricas.

O fluxo de potência é utilizado inicialmente na determinação das correntes de carga do sistema, sendo o efeito da GD desprezado neste caso. O desempenho do método se mostra um fator de certa relevância no algoritmo enumerativo descrito na Seção 4.3.2, onde o sistema é exaustivamente avaliado em termos das restrições ao restabelecimento. A metodologia emprega a técnica *Ladder* (KERSTING, 2002), também conhecida como *Backward-Forward Sweep* nesta análise. O método é extensivamente utilizado na análise de SDEE, onde fatores como a estrutura radial e a elevada relação R/X dificultam a convergência de métodos como Newton-Raphson e Gauss-Seidel (MARTINEZ, 2011).

A técnica iterativa foi inicialmente proposta para aplicação em SDEE radiais, envolvendo dois procedimentos principais. Na etapa forward-sweep, as correntes de carga são calculadas no sentido dos nós terminais do sistema para a fonte. A tensão especificada na fonte é utilizada na primeira iteração, e a soma das correntes é efetuada em direção à fonte. A etapa backward-sweep utiliza as correntes obtidas no procedimento anterior, para recalculas as tensões dos nós no sentido da fonte para os nós terminais. Essas tensões são então utilizadas pelo procedimento forward-sweep na próxima iteração. A convergência ocorre quando a tensão calculada no nó da fonte difere da tensão especificada por uma dada tolerância. Uma descrição detalhada da aplicação da técnica em sistemas radiais é apresentada em KERSTING (2002).

A representação da GD como fontes de fator de potência constante pode ser incorporada à técnica Ladder sem grandes modificações na sua versão para sistemas radiais. Neste caso, a GD é modelada como nós PQ associados a potências negativas. O suporte de tensão da GD geralmente é considerado pela adoção do modelo PV, onde a injeção de potência reativa é determinada em função da tensão nos terminais do gerador. Isso exige certas modificações na técnica Ladder (SRINIVAS, 2000). Algumas propostas encontradas na literatura incluem a divisão da rede em equivalentes radiais (SHIRMOHAMMADI, 1988) e a aplicação de métodos de compensação (ZHU, 2002; KHUSHALANI, 2007; MOGHADDAS-TAFRESHI, 2009).

A metodologia desenvolvida adota a técnica Ladder modificada para considerar o suporte de tensão da GD na transferência de carga. Os métodos propostos por KHUSHALANI (2007) e MOGHADDAS-TAFRESHI (2009) foram avaliados visando sua aplicação na representação dos modelos PV no fluxo de potência. Ambos os métodos consistem na sucessiva execução da técnica Ladder convencional, onde a GD é representada como nós PQ. Após a convergência, as potências reativas fornecidas pelos geradores são atualizadas, seguido de uma nova execução do fluxo Ladder. O processo é repetido até que a tensão nos terminais dos geradores se diferencie da especificada por uma dada tolerância. A técnica de MOGHADDAS-TAFRESHI (2009) é baseada na matriz de sensibilidade de reatância de sequência positiva. A matriz relaciona a potência reativa necessária à compensação da variação da tensão de sequência positiva nos nós PV, como:

$$X_I \cdot \Delta Q = \Delta V_I, \quad (88)$$

onde:

$X_I$  é a matriz de sensibilidade de reatância de sequência positiva ( $\Omega$ ) de ordem  $n_{PV} \times n_{PV}$ , onde  $n_{PV}$  é o número de nós PV do sistema. Os elementos da diagonal de  $X_I$  são dados pela soma das reatâncias de sequência positiva em série entre cada nó PV e a fonte. Os demais elementos são as reatâncias de sequência positiva entre dois nós PV e a fonte.

$\Delta Q$  são as injeções de potência reativa dos nós PV (VAr); e

$\Delta V_I$  é a variação da tensão de sequência positiva em relação à especificada nos nós PV (V).

O fluxo de potência é formulado em termos do somatório de potências. Logo, a compensação é efetuada pela atualização da injeção de potência reativa pelos geradores, de acordo com:

$$Q_G = Q_{PV} + \Delta Q, \quad (89)$$

onde  $Q_Q$  e  $Q_{PV}$  são as potências reativas posterior e anterior à compensação, respectivamente.

A abordagem de KHUSHALANI (2007) utiliza o mesmo princípio do método acima descrito. Porém, o fluxo de potência é formulado em termos do somatório de correntes. Além disso, a matriz de sensibilidade é dada pela matriz de impedância de sequência positiva, obtida de forma idêntica a  $X_I$ , mas em termos dos módulos das impedâncias em série. A compensação é efetuada em termos da injeção de corrente reativa, adicionando-se a corrente calculada à corrente de saída do nó PV.

Os métodos acima descritos foram avaliados e obtiveram desempenhos similares, considerados insatisfatórios em termos da velocidade de convergência. Em média, 227 iterações foram necessárias. Os testes foram efetuados utilizando o sistema descrito na Seção 6.1, com 3 geradores. As injeções de potência reativa calculadas em (88) se mostraram insuficientes para a compensação efetiva da tensão em cada iteração. Isso exigiu um número representativo de execuções do fluxo de potência para a convergência das análises. Um desempenho bastante superior, onde a análise convergiu após 12 iterações no mesmo cenário, foi obtido com uma pequena alteração no cálculo da injeção de potência reativa em (88):

$$X_I \cdot \Delta Q = (\Delta V_I)^2. \quad (90)$$

No algoritmo enumerativo apresentado na Seção 4.3.2, o fluxo de potência se inicia com a representação da GD por modelos PQ. Com a convergência, no caso de viabilidade em termos das capacidades de reserva, a violação da restrição de tensão causa a substituição dos modelos PQ por modelos PV, seguido de uma nova execução do algoritmo. Deste modo, avalia-se a possibilidade da GD auxiliar no suporte de tensão durante a transferência de carga. Na etapa de compensação, os limites de potência reativa dos geradores são restritos em faixas de variação determinadas em termos de suas capacidades nominais.

## 5 SOLUÇÃO DOS MODELOS PROPOSTOS

O capítulo anterior apresentou a formulação dos indicadores de confiabilidade como modelos matemáticos de otimização, caracterizados por uma função objetivo e um conjunto de restrições lineares. As funções dependentes de variáveis binárias e contínuas os qualificam como modelos de programação linear inteira mista, ou PLIM. Este capítulo aborda alguns aspectos da implementação e da complexidade de modelos PLIM. Embora o foco da metodologia seja na formulação dos modelos e não no método de solução dos mesmos, são incluídas algumas considerações acerca das técnicas utilizadas na solução de problemas PLIM.

De forma geral, os modelos de otimização podem ser classificados como implícitos e explícitos. Modelos implícitos utilizam uma representação qualitativa de um problema geralmente não-linear, o qual não possui uma estrutura matemática definida. No âmbito da otimização matemática, os termos “oráculo” ou “caixa-preta” são usados para expressar a ausência de uma expressão analítica. A função objetivo e as restrições são avaliadas pelo repasse de parâmetros a rotinas computacionais, que retornam valores numéricos do processo ou fenômeno avaliado (HENDRIX, 2010). Modelos explícitos possuem estrutura matemática definida. A função objetivo e as restrições são funções analíticas das variáveis de decisão.

Os métodos para solução de modelos de otimização também podem ser divididos em dois grandes grupos: métodos estocásticos e determinísticos (PARDALOS, 2000). Os métodos estocásticos exploram o espaço de busca randomicamente, procurando melhores soluções a partir de uma solução inicial. Esses métodos não exploram a estrutura do problema, logo são adequados à solução de modelos implícitos. No entanto, a natureza estocástica da busca possibilita somente uma garantia probabilística de convergência, isto é, a solução ótima é garantida em tempo infinito. Na literatura atual, muitas abordagens relacionadas ao tema deste trabalho propõem o uso de métodos estocásticos na solução de modelos implícitos (LEVITIN, 1995; BILLINTON, 1996; POPOVIĆ, 2005; PREGJEJ, 2006; TIPPACHON, 2009). Os métodos de busca geralmente são caracterizados por um grande número de parâmetros, cuja seleção por si só caracteriza um problema de otimização combinatória. Muitos modelos implícitos são irreprodutíveis, em razão da expressão demasiadamente qualitativa do problema.

Os métodos determinísticos exploram a estrutura do problema e suas propriedades analíticas para gerar uma sequência de passos que convergem para a solução ótima, seja num espaço de tempo finito ou infinito (PARDALOS, 2000). Neste caso, a garantia de otimalidade

é condicionada às características do modelo (linearidade, convexidade, etc.) e/ou da sua complexidade (LIBERTI, 2005). A ausência de uma estrutura matemática geralmente impossibilita a solução de modelos implícitos por métodos determinísticos. Dessa forma, esses modelos geralmente são dependentes de algoritmos dedicados para sua solução. Já os modelos explícitos são mais flexíveis, no sentido que podem utilizar tanto métodos determinísticos como estocásticos na sua solução (HENDRIX, 2010).

Como funções de variáveis binárias, os modelos propostos são incluídos na classe dos problemas *NP-Hard*, para os quais não há garantia teórica de otimalidade em tempo finito. No entanto, é possível a obtenção de soluções quase-ótimas em tempo limitado, mesmo para problemas de grande escala. Além disso, a relaxação das variáveis binárias (representação contínua) permite o conhecimento da distância da solução obtida em relação à solução ótima da relaxação linear, a qual é garantida teoricamente (BIEGLER, 2004). Deve-se notar que existe certo grau de liberdade em se estabelecer o balanço entre a qualidade das soluções e o esforço computacional em estudos de planejamento de SDEE, pois praticamente não há restrição em relação ao tempo de processamento.

Os modelos apresentados anteriormente foram gerados por rotinas desenvolvidas em ambiente MATLAB (MATHWORKS, 2011). A aplicação tem como entrada os dados de confiabilidade, análise de faltas e fluxo de potência de um alimentador. Como saída, o modelo PLIM para o indicador  $SAIDI_\lambda$  tem a forma geral:

$$\begin{aligned}
 & \min SAIDI_\lambda(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \mathbf{z}^D, \mathbf{v}_{n+1}) \\
 & \text{s.a. } \mathbf{A} \cdot [\mathbf{x} \ \mathbf{y} \ \mathbf{z} \ \mathbf{z}^D \ \mathbf{t}^{51F} \ \mathbf{t}^{51T} \ \mathbf{v}_{n+1}] \leq \mathbf{b} \\
 & \quad \mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \mathbf{z}^D, \mathbf{v}_{n+1} \in [0, 1] \\
 & \quad \mathbf{t}^{51F}, \mathbf{t}^{51T} \in \mathfrak{R} \\
 & \quad \mathbf{t}^{51F}, \mathbf{t}^{51T} \geq 0.
 \end{aligned} \tag{91}$$

Onde os vetores  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{y}$ ,  $\mathbf{z}$ ,  $\mathbf{z}^D$ ,  $\mathbf{v}_{n+1}$ ,  $\mathbf{t}^{51F}$  e  $\mathbf{t}^{51T}$  são associados às variáveis definidas na Seção 4.3 e  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{b}$  são a matriz e o vetor de coeficientes reais que definem as restrições lineares.

O modelo PLIMM por sua vez, possui a forma:

$$\begin{aligned}
& \min w_1 \cdot \delta_1 + w_2 \cdot \delta_2 \\
& \text{s.a. } \Delta SAIFI_\gamma(\mathbf{x}^F, \mathbf{x}^T, \mathbf{v}_{n+1}) - \delta_1 = 0 \\
& \quad \Delta MAIFI_{\lambda, \gamma}(\mathbf{x}^F, \mathbf{x}^T, \mathbf{v}_{n+1}) - \delta_2 = 0 \\
& \quad \mathbf{A}[\mathbf{x}^F \ \mathbf{x}^T \ \mathbf{t}^{50F} \ \mathbf{t}^{50T} \ \mathbf{v}_{n+1}] \leq \mathbf{b} \\
& \quad \mathbf{x}^F, \mathbf{x}^T, \mathbf{v}_{n+1} \in [0, 1] \\
& \quad \mathbf{t}^{50F}, \mathbf{t}^{50T}, \delta_1, \delta_2 \in \mathfrak{R} \\
& \quad \mathbf{t}^{51F}, \mathbf{t}^{51T}, \delta_1, \delta_2 \geq 0.
\end{aligned} \tag{92}$$

Onde  $\mathbf{x}^F$ ,  $\mathbf{x}^T$ ,  $\mathbf{t}^{50F}$  e  $\mathbf{t}^{50T}$  são os vetores associados às variáveis definidas na Seção 4.4;  $\delta_1$  e  $\delta_2$  são os desvios das metas em relação ao seus valores mínimos; e  $w_1$ ,  $w_2$  são fatores de normalização, dados por:

$$w_1 = 1 / \Delta SAIFI_\gamma^{MAX} \tag{93}$$

$$w_2 = 1 / \Delta MAIFI_{\lambda, \gamma}^{MAX}, \tag{94}$$

onde  $\Delta SAIFI_\gamma^{MAX}$  e  $\Delta MAIFI_{\lambda, \gamma}^{MAX}$  são respectivamente, os máximos valores possíveis dos indicadores  $\Delta MAIFI_{\lambda, \gamma}$  e  $\Delta SAIFI_\gamma$  para uma dada solução  $X, Y$  do modelo SAIDI $_\lambda$ .

$\Delta SAIFI_\gamma^{MAX}$  e  $\Delta MAIFI_{\lambda, \gamma}^{MAX}$  são determinados considerando todos os religadores com suas características 50 bloqueadas em (74) e habilitadas em (75). Os pesos  $w_1$  e  $w_2$  são utilizados como forma de ponderar as os desvios das metas, evitando a priorização da meta de maior magnitude em (92).

Os modelos gerados na forma (91) e (92) são expressos na linguagem *General Algebraic Modeling System* (GAMS) (ROSENTHAL, 2013). GAMS é uma linguagem de alto nível para problemas de programação matemática, e serve como interface para diversos algoritmos de otimização de uso geral. As soluções foram obtidas através da submissão *on-line* dos modelos ao servidor de otimização NEOS – *Server for Optimization* (NEOS, 2010). O servidor NEOS (*Network-Enabled Optimization System*) disponibiliza uma série de técnicas que representam o estado-da-arte na solução de diferentes classes de problemas. A maioria das técnicas de solução de problemas PLIM é baseada em algoritmos do tipo *Branch-and-Bound*. Esta é considerada a abordagem mais bem-sucedida para a solução de problemas combinatórios *NP-Hard* de grande escala (KORTE, 2010).

Algoritmos *Branch-and-Bound* utilizam a representação do problema como uma árvore binária, onde a busca da solução se dá por um processo de enumeração em três etapas principais. A etapa de separação (*branch*) consiste na partição sistemática da árvore, gerando

subproblemas disjuntos cujas soluções são viáveis em relação às restrições do problema original. Os subproblemas são tratados como problemas lineares na etapa de relaxação, onde as variáveis binárias são representadas por variáveis contínuas restritas no intervalo  $[0,1]$ . A solução ótima de um subproblema resulta em uma solução parcial, associada a um limite inferior do objetivo original. A etapa de redução (*bound*) consiste na aplicação de testes variados para determinar os nós a serem excluídos da árvore, bem como os subseqüentes a este. Com isso, o espaço de busca é gradativamente reduzido (FLOUDAS, 1995).

Os algoritmos para problemas de grande escala invariavelmente utilizam diferentes técnicas associadas às etapas descritas anteriormente, o que torna seu desempenho mais efetivo. Dentre as técnicas disponibilizadas no servidor NEOS, o pacote de otimização *Gurobi Optimizer 5.5* (GUROBI, 2013) foi utilizado na solução dos modelos propostos. O algoritmo combina um método de plano de corte e diversas técnicas de relaxação, pré-processamento e redução do espaço de busca, nos moldes da técnica *Branch-and-Bound*. Com exceção do tempo de processamento, nos testes descritos a seguir os demais parâmetros de controle do algoritmo foram mantidos em seus valores padrão.

## 6 ESTUDO DE CASO

A metodologia proposta foi avaliada a partir de um estudo de caso considerando níveis crescentes de penetração da GD em alimentador de distribuição real. Os modelos matemáticos dos indicadores foram aplicados nos diferentes cenários de operação do sistema, sujeitos a restrições econômicas distintas. A seguir é apresentada uma breve descrição do alimentador utilizado nos testes. Posteriormente, as soluções obtidas são avaliadas, permitindo a quantificação do impacto da penetração da GD sobre a proteção e o restabelecimento do sistema, bem como o efeito agregado destes fatores sobre a confiabilidade.

### 6.1 SISTEMA TESTE

Os modelos desenvolvidos foram avaliados utilizando um alimentador de distribuição localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul. O alimentador referido como AL-1 é mostrado em escala aproximada na Figura 23. AL-1 tem origem em uma subestação composta por um transformador de 25MVA, 138/23kV, conexão  $\Delta$ -Yg. O sistema atende 6256 consumidores predominantemente residenciais, com demanda de pico de 6030 kVA. O alimentador tem comprimento total de 70,8 km. A região a montante do religador é caracterizada pela maior concentração de cargas, correspondendo a 59% dos consumidores, 53% da carga e 39% do comprimento total do alimentador. A região a jusante caracteriza-se por ramais esparsos e de maior extensão. O sistema possui um regulador de tensão e 3 bancos de capacitores, sendo o de maior potência (450 kVAr) localizado no ramal onde se observa a maior queda de tensão (0,94 pu).

Para as análises de fluxo de potência, as linhas foram representadas pelo modelo exato de parâmetros concentrados, sendo as matrizes impedância-série e admitância-paralelo calculadas através das Equações de Carson (KERSTING, 2002). A disposição geométrica dos condutores foi obtida de KERSTING (2001). As cargas foram modeladas como impedâncias constantes, conectadas em Y. Os dados do alimentador, incluindo os parâmetros dos condutores, comprimentos e disposição geométrica das linhas são fornecidos no Apêndice A. Os dados também incluem as potências das cargas, parâmetros do regulador de tensão e as impedâncias do transformador da subestação e equivalente do sistema de transmissão.

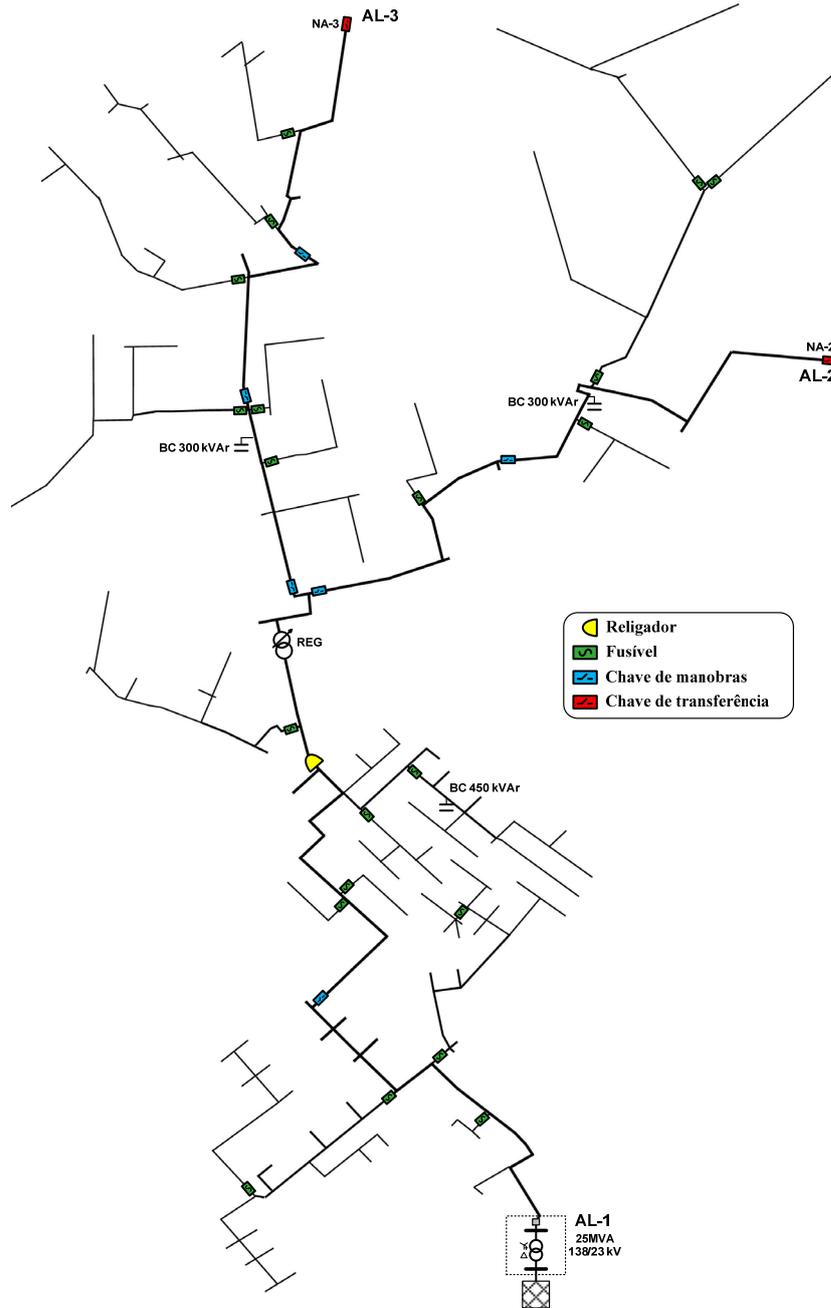


Figura 23. Alimentador de distribuição AL-1.

## 6.2 TESTES E RESULTADOS

Os testes foram efetuados considerando cinco cenários distintos de operação do alimentador AL-1. Partindo da condição de operação radial, quatro geradores foram inseridos em pontos distribuídos ao longo do alimentador, resultando em níveis de penetração de 0% a 45,8%. Em cada caso, o custo total do investimento foi limitado pela restrição (64) em três diferentes valores. Os custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos de proteção e manobras utilizados nos testes (FERREIRA, 2012) são mostrados na Tabela 3.

**Tabela 3. Custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos de proteção e manobras.**

Dispositivo	Custo de aquisição (US\$)	Custo de realocação (US\$)	Custo de operação (US\$)
Religador	25.000,00	1.250,00	5.400,00
Fusível	1.500,00	300,00	1.300,00
Chave de manobras	2.500,00	500,00	2.165,00

Os custos de realocação foram estimados em 5% dos custos de aquisição para os religadores, e em 20% para os fusíveis e chaves de manobras. O valor presente dos custos de operação foram calculados supondo o custo anual igual ao custo de realocação, o tempo de vida do projeto de 5 anos e a taxa de retorno de 5% ao ano (BROWN, 2009).

Os parâmetros de confiabilidade associados às seções do alimentador foram considerados constantes ao longo do sistema. A Tabela 4 sumariza os valores utilizados. O número de consumidores e o comprimento de cada seção são dados no Apêndice A.

**Tabela 4. Parâmetros de confiabilidade do alimentador AL-1.**

Taxa de faltas permanentes	Taxa de faltas temporárias	Tempo médio de reparo	Tempo médio de chaveamento	Tempo médio de transferência (NA)
$\lambda = 0,17$ faltas/km.ano	$\gamma = 0,25$ faltas/km.ano	$r = 3$ horas	$t_S = 0,75$ horas	$t_S^{NA} = 1$ hora

As taxas de faltas entre fases e fase-terra utilizadas nos modelos  $\Delta SAIFI_\gamma$  (74) e  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}$  (75) foram estimadas supondo a proporção de 25% das faltas como do tipo entre fases e 75% fase-terra. Conforme descrito na Seção 4.3.2, os alimentadores adjacentes são representados como sistemas equivalentes conectados às chaves de transferência NA. Estes sistemas são caracterizados pela capacidade de reserva emergencial ( $S^E$ ) e contínua ( $S^C$ ), bem como pela impedância equivalente das linhas no caminho da subestação até as chaves de transferência NA ( $Z_{eq}$ ). Os dados associados aos alimentadores AL-2 e AL-3 são apresentados na Tabela 5.

**Tabela 5. Dados dos alimentadores adjacentes AL-2 e AL-3.**

Alimentador	$S^E$ (kVA)	$S^C$ (kVA)	$Z_{eq}$ ( $\Omega$ )
AL-2	1850	2800	9,5 + j12,2
AL-3	650	1350	15,1 + j20,1

As restrições de tensão foram avaliadas considerando valores distintos de  $V_{MAX}$  e  $V_{MIN}$  para as condições emergencial e contínua. Supondo que seja possível manter a tensão na faixa classificada como precária (ANEEL, 2012b) até a entrada em operação da GD, as tensões mínimas de 0,90 pu e 0,93 pu foram adotadas como restrições à transferência de carga nas

condições emergencial e contínua, respectivamente. A tensão máxima de 1,05 pu foi utilizada em ambos os casos.

As restrições de coordenação e seletividade foram aplicadas considerando como critérios os tempos de coordenação dados na Tabela 6 (COOPER, 2005). Nesta também são incluídas as faixas de ajuste das unidades 50 e 51 (IEEE, 1996), utilizadas como restrições aos ajustes de tempo de operação dos relés e religadores.

**Tabela 6. Critérios de coordenação e limites dos ajustes dos religadores.**

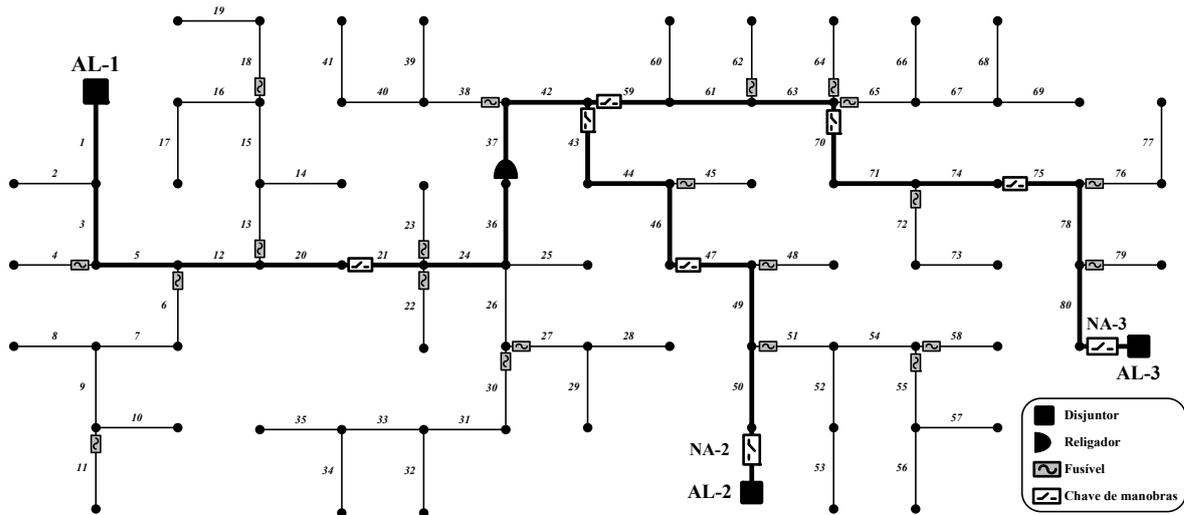
$t_{coord}^{51-51}$	$t_{coord}^{51-MI}$	$t_{coord}^{50-50}$	$k_{coord}^{50-MF}$	$t_{min}^{D51F}, t_{min}^{D51T}$	$t_{max}^{D51F}, t_{max}^{D51T}$	$t_{min}^{D50F}, t_{min}^{D50T}$	$t_{max}^{D50F}, t_{max}^{D50T}$
0,2 s	0,2 s	0,05 s	1,35	0,5 s	10 s	1,0 s	10 s

O sistema de proteção de AL-1 consiste além da proteção da subestação, de um religador e 21 fusíveis. A reconfiguração é efetuada através de 6 chaves de manobras e duas chaves de transferência NA conectadas aos alimentadores AL-2 e AL-3. Para fins de comparação, os indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI foram avaliados para a disposição do sistema de proteção e das chaves de manobras mostrada na Figura 23. Sendo os ajustes dos relés e do religador conhecidos, a coordenação foi considerada na avaliação dos indicadores, da mesma forma como nos modelos propostos. A disposição original dos dispositivos no alimentador será referida como *caso base* ao longo deste capítulo. O custo de operação associado ao caso base foi calculado a partir dos custos dados na Tabela 3. Os resultados desta análise preliminar são mostrados na Tabela 7.

**Tabela 7. Resultados da avaliação do caso base.**

SAIDI (h/ano)	SAIFI (/ano)	MAIFI (/ano)	Custo de operação (US\$)	Número de dispositivos		
				Religadores	Fusíveis	Chaves
7,26	3,60	7,52	45.681,00	2	21	6

Os modelos propostos foram aplicados ao alimentador AL-1 representado pelo sistema de 81 barras mostrado na Figura 24. Esta inclui as localizações dos dispositivos de proteção e manobras respectivas ao caso base.



**Figura 24. Representação do alimentador AL-1.**

Cinco cenários de penetração da GD, sujeitos a três diferentes restrições econômicas constituem os testes para avaliação dos modelos propostos. A notação  $P_{GD}$  será adotada em referências ao nível de penetração (%) da GD no sistema (razão entre a potência fornecida pela GD e a carga total do alimentador). Os cenários considerados são os seguintes:

- **Cenário 1:** operação radial de AL-1, onde  $P_{GD} = 0\%$ .
- **Cenário 2:** gerador na seção 74 (670 kVA),  $P_{GD} = 11,1\%$ .
- **Cenário 3:** geradores nas seções 74 (670 kVA) e 46 (765 kVA),  $P_{GD} = 23,8\%$ .
- **Cenário 4:** geradores nas seções 74 (670 kVA), 46 (765 kVA) e 37 (560 kVA), onde  $P_{GD} = 33,1\%$ .
- **Cenário 5:** geradores nas seções 74 (670 kVA), 46 (765 kVA), 37 (560 kVA), e 12 (765 kVA),  $P_{GD} = 45,8\%$ .

Cada cenário é constituído de 3 casos, onde os custos de investimento foram restritos a US\$ 60.000,00, US\$ 80.000,00 e US\$ 100.000,00. Por simplicidade, os casos associados a estas restrições de custo serão referidos como CT60, CT80 e CT100 respectivamente.

Nas seções a seguir são apresentados os resultados obtidos com os cenários de teste descritos anteriormente. Ao término do capítulo, será apresentada uma avaliação geral da metodologia, e dos efeitos observados da penetração da GD sobre a operação e confiabilidade dos SDEE.

### 6.2.1 Cenário 1: $P_{GD} = 0\%$

A solução do modelo SAIDI $_{\lambda}$  corresponde ao valor ótimo do indicador SAIDI em termos das interrupções sustentadas causadas por faltas permanentes. A partir dessa solução é

possível estimar os valores mínimos e máximos possíveis dos indicadores SAIFI e MAIFI, bem como o máximo possível para SAIDI. No Apêndice C são fornecidos os modelos utilizados para estimar as faixas de variação dos indicadores. Na Tabela 8 são sumarizados os resultados obtidos do modelo PLIM de  $SAIDI_\lambda$  para as três restrições de custo consideradas, bem como os valores mínimos e máximos possíveis dos indicadores SAIFI e MAIFI. Para cada solução, o número de religadores, fusíveis e chaves de manobras alocados é dado por  $n_{RG}$ ,  $n_{FUS}$  e  $n_{CM}$ , respectivamente.

**Tabela 8. Resultados do modelo PLIM do indicador  $SAIDI_\lambda$  para  $P_{GD} = 0\%$ .**

<b>Caso</b>	<b><math>SAIDI_\lambda</math></b>	<b><math>SAIFI_{MIN}</math></b>	<b><math>SAIFI_{MAX}</math></b>	<b><math>MAIFI_{MIN}</math></b>	<b><math>MAIFI_{MAX}</math></b>	<b><math>n_{RG}</math></b>	<b><math>n_{FUS}</math></b>	<b><math>n_{CM}</math></b>
CT60	4,84	2,62	3,23	3,25	16,00	2	24	6
CT80	4,57	2,55	3,12	3,17	16,08	2	28	8
CT100	4,43	2,28	2,85	2,79	14,26	3	28	6

O indicador  $SAIDI_\lambda$  representa apenas uma componente do indicador SAIDI total do alimentador, tendo em vista que o efeito das faltas temporárias ainda não foi incluído. O mesmo vale para os valores mínimos dos demais indicadores, sendo seus máximos calculados supondo o uso dos esquemas seletivo ( $SAIFI_{MAX}$ ) e coordenado ( $MAIFI_{MAX}$ ) nos religadores. Em relação ao indicador SAIFI, pode-se notar que mesmo que este atinja seu máximo, ainda será inferior ao respectivo indicador do caso base (3,60 /ano). O indicador MAIFI varia em uma faixa muito maior em relação a SAIFI, tendo em vista o grande número de consumidores que é afetado pelos religamentos automáticos. Isso mostra a importância dos fatores de normalização dos desvios (93) e (94). Para evitar a apresentação de uma quantidade excessiva de dados, ao longo deste capítulo não serão mostradas as seções de alocação dos dispositivos para todos os casos estudados. Essas informações são sumarizadas em sua totalidade no Apêndice D. A Figura 25 mostra a solução de  $SAIDI_\lambda$  (localizações dos dispositivos de proteção e manobras) para o caso CT60.

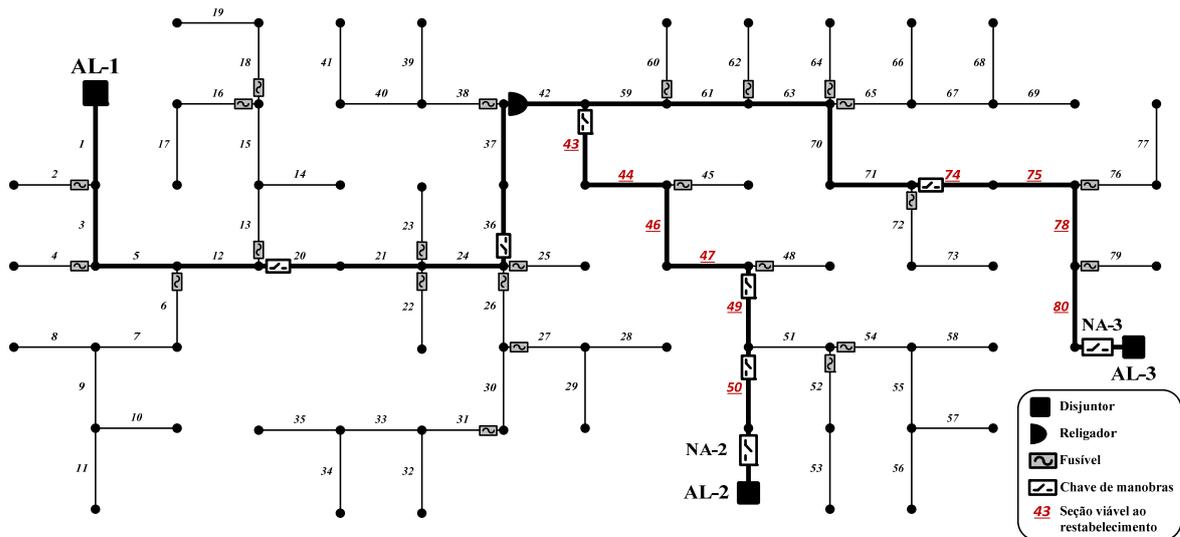


Figura 25. Solução de SAIDI<sub>i</sub> para P<sub>GD</sub> = 0%, caso CT60.

Em todos os casos mostrados na Tabela 8 o religador foi realocado para a seção 42 de AL-1. Com isso, restringe-se o efeito das faltas na região à jusante (mais extensa) sobre a região a montante, que concentra a maioria dos consumidores. Em relação ao caso base, a solução do caso CT60 determinou a realocação do religador (antes na seção 37), 5 dos 21 fusíveis e 5 das 6 chaves de manobras. Além disso, 3 fusíveis foram acrescentados ao sistema de proteção, resultando no custo total de US\$ 59.328,00. As capacidades de reserva contínua de AL-2 e AL-3 limitam o restabelecimento às cargas localizadas nas seções indicadas na Figura 25. Logo, a solução prioriza a alocação de chaves de manobras nestas seções. A chave de manobras na seção 36 foi alocada de forma a minimizar a duração das interrupções para os consumidores no ramal que se inicia na seção 26, já que estes correspondem a 18% dos consumidores do alimentador.

Na Figura 26 são mostradas as soluções dos modelos PLIMM (92) e os seus respectivos custos. Para fins de comparação o caso base (CB) foi incluído.

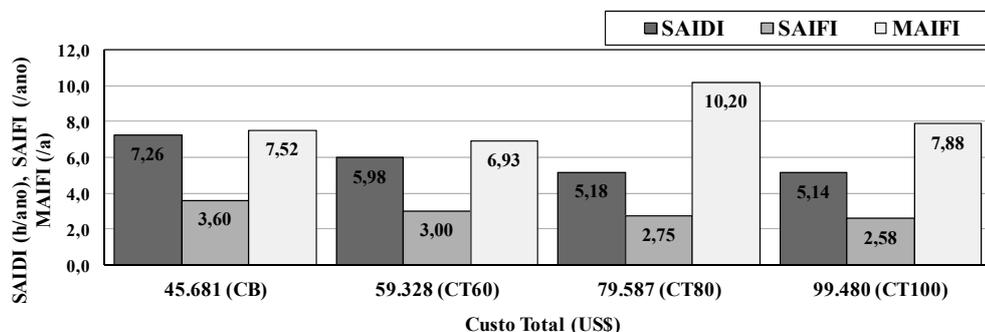
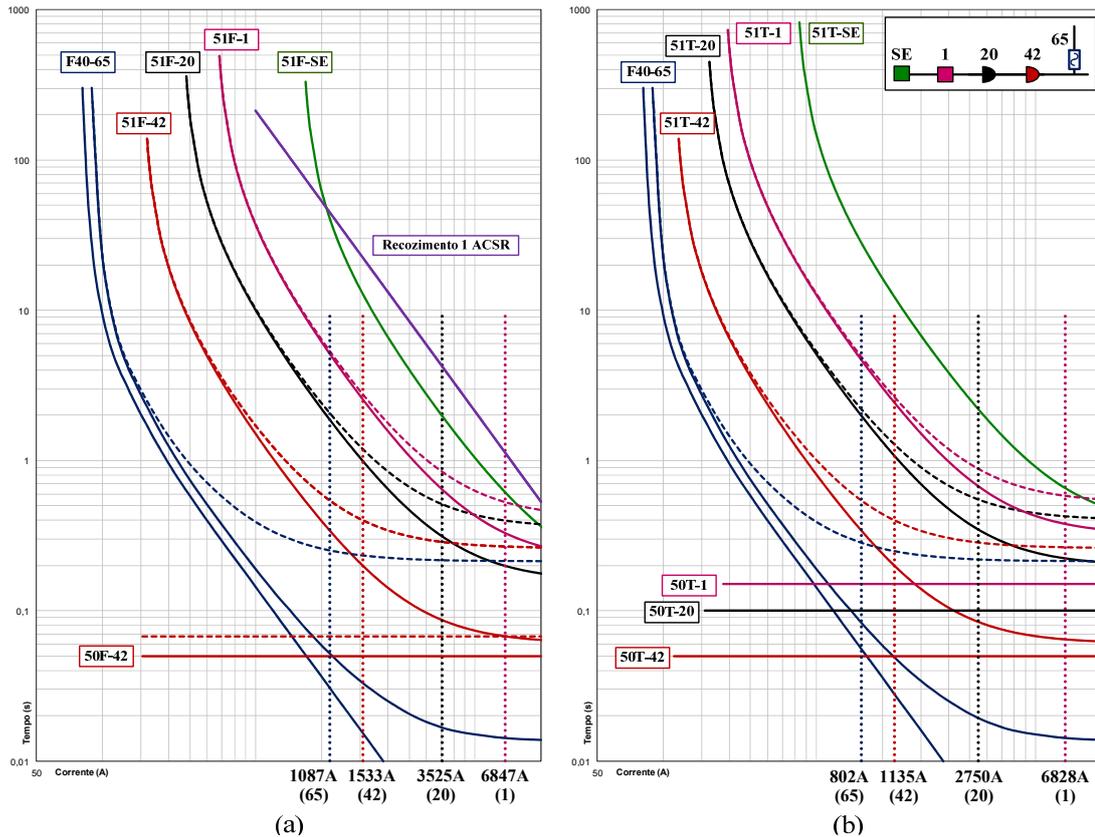


Figura 26. Resultados do modelo PLIMM para P<sub>GD</sub> = 0%.

Pode-se notar que para o caso CT60, um investimento adicional de US\$ 13.647,00 (29,9%) em relação ao caso base resultaria na potencial redução de 17,6%, 16,6% e 7,9% nos indicadores SAIDI, SAIFI, e MAIFI respectivamente. O caso CT80 exige um investimento adicional de 74,2% em relação ao caso base, para que se obtenham reduções de 28,7% e 23,7% nos indicadores SAIDI e SAIFI. Isso sob o custo do aumento de 35,7% em MAIFI. A solução de CT100 não se mostra uma alternativa viável, a não ser que uma meta específica dos indicadores deva ser alcançada. O aumento do indicador MAIFI em CT80 e CT100 resulta da alocação de um maior número de fusíveis, associados ao esquema coordenado. A ocorrência de faltas permanentes nas suas zonas de proteção causa a degradação do indicador. No caso CT100 o aumento de MAIFI foi mitigado pela alocação de 2 religadores, os quais utilizam o esquema seletivo nas unidades de fase. Este se mostra o caso mais interessante para a análise da coordenação e seletividade, já que os demais resultaram na alocação de um único religador.

A Figura 27 mostra os coordenogramas de fase (a) e terra (b) para o caso CT100. Este inclui as proteções de retaguarda da subestação, de saída de AL-1, os religadores nas seções 20 e 42 e o fusível na seção 65. A nomenclatura utiliza a identificação da função, seguida da seção onde o dispositivo se encontra alocado. A proteção de retaguarda da subestação é identificada por SE. Para os fusíveis, é utilizada a letra F seguida do seu valor nominal e da sua localização. Na parte superior da Figura 27 (b) é mostrada a posição relativa entre os dispositivos. No eixo horizontal são indicadas as correntes máximas utilizadas como critério de seletividade entre o dispositivo localizado na seção indicada entre parênteses e o dispositivo imediatamente a montante.



**Figura 27. Coordenogramas das proteções de fase (a) e terra (b) para  $P_{CD} = 0\%$ , caso CT100.**

Na Figura 27 (a), a corrente de 6847 A é a corrente máxima de falta trifásica no barramento de saída da subestação (início da seção 1). Essa corrente é utilizada como referência para assegurar a seletividade da proteção principal de AL-1 (51F-1) com a proteção de retaguarda da subestação (51F-SE). A proteção dos condutores é verificada pelo tempo de recozimento em 6847 A. As curvas pontilhadas correspondem à adição do tempo de coordenação de 0,2 s às curvas de operação dos religadores e do fusível. A seletividade pode ser avaliada observando-se que os tempos de operação dos dispositivos a montante são maiores que o tempo de operação de um dado dispositivo para a corrente máxima de falta, acrescido de 0,2 s.

Na Figura 27 pode-se notar que apenas o religador na seção 42 tem sua unidade 50F habilitada. A coordenação dos demais religadores com os fusíveis é dificultada na região mais próxima da subestação, sendo alcançada somente no término das zonas de proteção de alguns fusíveis 65K, que admitem coordenação para correntes de até cerca de 870 A. O fusível F40-65 é o de maior valor nominal a jusante do religador na seção 42. A coordenação de 50F-42 é possível em somente 4 seções nas zonas de proteção de 3 fusíveis 40K. A operação sob o esquema coordenado foi determinada para as unidades de terra de todos os religadores, como se observa na Figura 27 (b). Apesar disso, a impossibilidade da coordenação com alguns

fusíveis permite que somente cerca de 63% das faltas temporárias no alimentador sejam eliminadas pelos religamentos.

A Tabela 9 mostra os ajustes da proteção de retaguarda da subestação (SE) e os ajustes dos religadores obtidos para os três casos que compõem o cenário  $P_{GD} = 0\%$ . As correntes de operação são referidas como  $I^F$  e  $I^T$  para as unidades de fase e terra, respectivamente. Os religadores são identificados pela seção onde foram alocados.

**Tabela 9. Ajustes da proteção de retaguarda (SE) e dos religadores para  $P_{GD} = 0\%$ .**

Caso	Seção	$I^F$ (A)	$t^{D51F}$ (s)	$t^{D50F}$ (s)	$I^T$ (A)	$t^{D51T}$ (s)	$t^{D50T}$ (s)
–	SE	800,0	1,5	0,0	400,0	3,0	0,0
CT60	1	324,5	1,7	0,0	188,7	1,9	2,5
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,7	1,0
CT80	1	324,5	2,0	0,0	188,7	2,2	2,1
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0
CT100	1	324,5	1,8	0,0	188,7	2,6	3,0
	20	228,9	1,3	0,0	155,2	1,6	2,0
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0

Os ajustes de tempo de operação iguais a zero na Tabela 9 indicam o bloqueio das unidades 50F e 50T. A coordenação pode ser verificada pelo fato de que os ajustes de religadores em série progridem sempre com razão maior ou igual à unidade. É importante notar que a metodologia adotada não garante a maior velocidade de operação da unidade 51, pois esta é limitada somente pelo tempo de operação da proteção de retaguarda da subestação (SE). A curva de recozimento também pode ser um fator limitante, mas no caso estudado esta está acima da curva de 51F-SE. O tempo de operação do sistema de proteção pode ser reduzido pela imposição de uma restrição ao tempo de operação das unidades 51F-1 e 51T-1, para a corrente máxima de falta na seção 1, por exemplo. Isso reduziria os ajustes de  $t^{D51F}$  e  $t^{D51T}$  para os religadores ao longo do alimentador, mas dificultaria a seletividade entre religadores e fusíveis com a inserção da GD no sistema.

### 6.2.2 Cenário 2: $P_{GD} = 11,1\%$

Neste cenário, o fator de penetração de 11,1% é resultante da inserção de um gerador de 670 kVA na seção 74 de AL-1. Por simplicidade, os geradores serão identificados ao longo deste capítulo pela nomenclatura "G74", em referência às seções do alimentador nas quais são alocados. A identificação da seção denota a conexão do gerador ao seu nó de término. A interface dos geradores com o sistema é considerada através de transformadores elevadores.

Os dados dos geradores síncronos e dos respectivos transformadores são apresentados no Apêndice A. A Figura 28 mostra a localização de G74 e os locais de instalação dos dispositivos, determinados pela solução do modelo SAIDI $_{\lambda}$  no caso CT60.

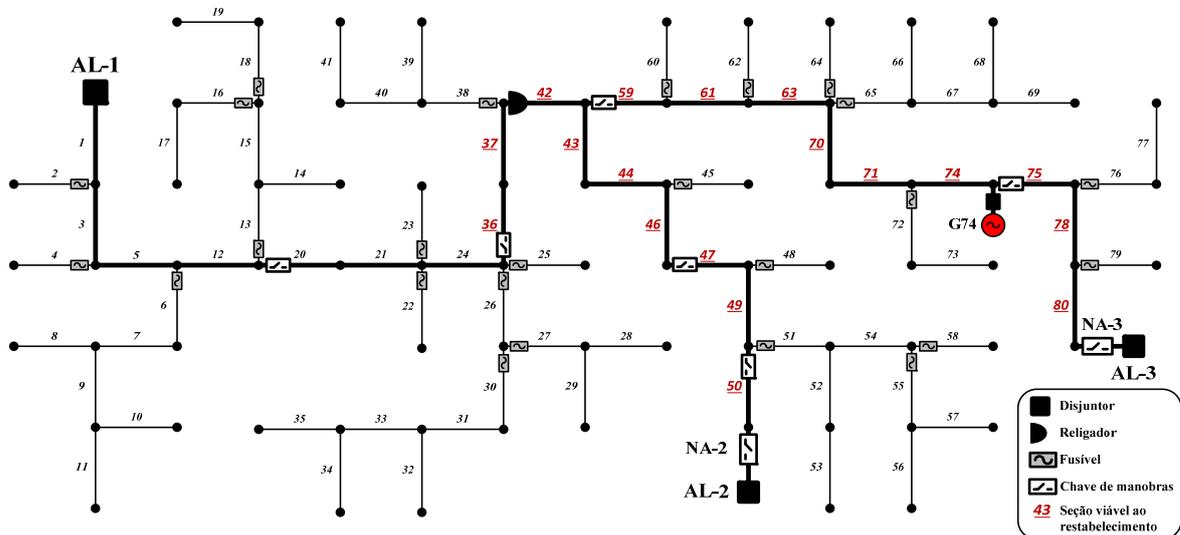


Figura 28. Solução de SAIDI $_{\lambda}$  para  $P_{GD} = 11,1\%$ , caso CT60.

Neste cenário, o suporte de G74 possibilita a transferência da carga na região delimitada pela seção 59 para AL-3. A transferência da carga restante para AL-2 é condicionada à alocação de pelo menos uma chave de manobras nas seções 59, 61, 63, 70 ou 71. A chave alocada na seção 59 viabiliza o restabelecimento completo da região composta pelas seções assinaladas na Figura 28. A Tabela 10 mostra os indicadores SAIDI $_{\lambda}$  e as variações mínimas e máximas de SAIFI e MAIFI, resultantes da aplicação do modelo PLIM a este cenário.

Tabela 10. Resultados do modelo PLIM do indicador SAIDI $_{\lambda}$  para  $P_{GD} = 11,1\%$ .

Caso	SAIDI $_{\lambda}$	SAIFI $_{MIN}$	SAIFI $_{MAX}$	MAIFI $_{MIN}$	MAIFI $_{MAX}$	$n_{RG}$	$n_{FUS}$	$n_{CM}$
CT60	4,33	2,59	3,22	3,17	16,04	2	25	6
CT80	4,03	2,56	3,14	3,17	16,07	2	27	9
CT100	4,03	2,72	3,27	3,44	16,33	2	29	12

O alívio das restrições à transferência de carga resultou na redução média de 10,5% no indicador SAIDI $_{\lambda}$  em relação ao cenário anterior. As soluções priorizaram a realocação e inserção de novas chaves de manobras, em especial no caso CT100 onde o número delas foi dobrado. A Figura 29 mostra os indicadores resultantes do modelo PLIMM.

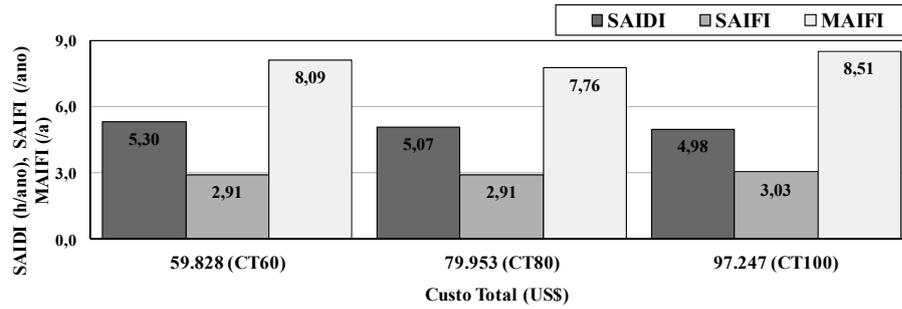


Figura 29. Resultados do modelo PLIMM para  $P_{GD} = 11,1\%$ .

O indicador SAIDI foi reduzido em 7,6% em relação ao cenário anterior. A priorização do investimento nas chaves de manobras, e a coordenação dificultada pelo aumento das correntes de falta levaram à degradação do indicador SAIFI nos casos CT80 e CT100. Porém, este ainda se manteve 19,3% menor que o indicador SAIFI respectivo ao caso base. O indicador MAIFI não apresenta um padrão de variação definido, pois sofre alterações drásticas em função do esquema de proteção adotado. Como no cenário anterior, as soluções determinaram o uso do esquema de proteção coordenado nas unidades de terra de todos os religadores. Nos três casos, somente um deles teve sua unidade 50F habilitada. Os ajustes dos religadores para todos cenários apresentados neste capítulo são sumarizados no Apêndice D.

### 6.2.3 Cenário 3: $P_{GD} = 23,8\%$

O cenário 3 agrega um gerador de 765 kVA na seção 47, como mostra a Figura 30.

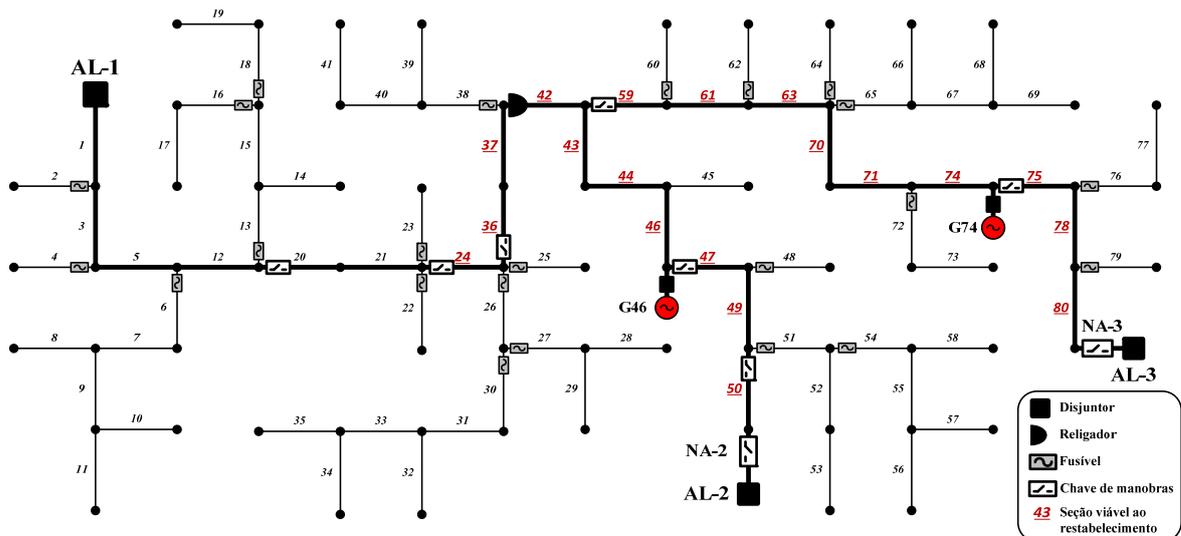
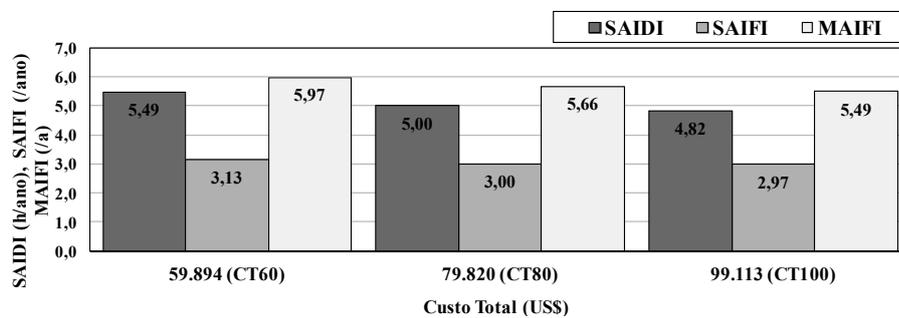


Figura 30. Solução de  $SAIDI_{\lambda}$  para  $P_{GD} = 23,8\%$ , caso CT60.

Com o suporte de G46, a região de seções viáveis à transferência de carga é expandida até a seção 24, possibilitando o restabelecimento de 65% dos consumidores. A solução para

CT60 mostrada na Figura 30, difere da respectiva solução do cenário anterior pela exclusão de dois fusíveis, sendo este investimento utilizado para a inclusão da chave de manobras na seção 24. As soluções dos casos CT80 e CT100 apresentaram um padrão similar, de redução do investimento em fusíveis e priorização das chave de manobras. As soluções de SAIDI<sub>λ</sub> não se mostraram sensíveis à inserção de poucos geradores com capacidade reduzida no sistema, pois a seletividade não é afetada de forma representativa com o aumento das correntes de falta (GIRGIS, 2001). O mesmo não ocorre com a coordenação, já que esta é viável em uma faixa limitada de correntes de falta. Esse efeito pode ser observado nos indicadores resultantes do modelo PLIMM, mostrados na Figura 31.



**Figura 31. Resultados do modelo PLIMM para  $P_{GD} = 23,8\%$ .**

Apesar de a GD viabilizar o restabelecimento de uma parcela significativa da carga de AL-1, o indicador SAIDI associado ao caso CT60 sofreu degradação em relação ao cenário anterior. Da mesma forma, o aumento de SAIFI foi de 7,6% neste caso e de 3,2% em CT80. No caso CT100, o investimento adicional possibilitou mitigar esse efeito, sendo os indicadores SAIDI e SAIFI reduzidos em 3,2% e 1,9%, respectivamente. Com a perda de coordenação, as interrupções temporárias são convertidas em sustentadas. Logo, o indicador MAIFI foi reduzido cerca de 30% em média para os três casos. Isso mostra que há um limiar de penetração após o qual a GD passa a ter efeito negativo sobre a confiabilidade. Esse fato é invariavelmente desprezado na formulação de modelos que consideram a GD na otimização da confiabilidade (MAO, 2003; POPOVIĆ, 2005; PREGEJ, 2006).

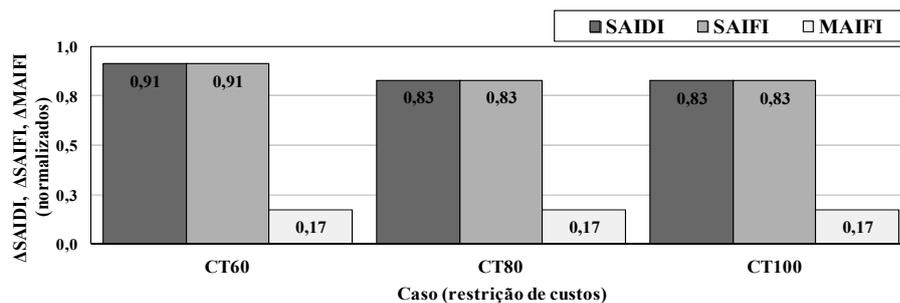
#### **6.2.4 Cenário 4: $P_{GD} = 33,1\%$**

Neste cenário, a inserção de um gerador 560 kVA resulta na potência total de 1995 kVA fornecida pela GD. A disposição dos geradores é mostrada na Figura 32, juntamente com a solução de SAIDI<sub>λ</sub> para CT60.



A comparação de  $SAIDI_x$  com o valor final do indicador SAIDI evidencia o efeito da perda de coordenação do sistema de proteção. Em relação ao cenário anterior, o aumento do indicador é de 4,7%, 2,1% e 1,9% para os três casos mostrados na Figura 33. Apesar disso, a inserção da GD ainda possibilita a redução da duração das interrupções, já que o indicador SAIDI é em média 3,3% inferior ao cenário  $P_{GD} = 0\%$ . O mesmo não se verifica em relação à frequência das interrupções sustentadas, com o aumento médio de 12% do indicador SAIFI. Já o indicador MAIFI se beneficia da perda de coordenação, sendo sistematicamente reduzido à medida que a GD é inserida no sistema. Com relação ao cenário inicial, sua redução já chega a 33,4% em média.

Com a coordenação da proteção inviabilizada, o modelo PLIMM perde a capacidade de estabelecer o balanço entre os indicadores. Isso pode ser observado na Figura 34, onde são mostradas as variações dos indicadores, normalizadas em relação aos seus valores máximos e mínimos.



**Figura 34. Variações normalizadas dos indicadores para  $P_{GD} = 33,1\%$ .**

As variações dos indicadores mostradas na Figura 34 permitem uma avaliação direta do efeito da penetração da GD sobre a coordenação do sistema de proteção. As variações de SAIDI e SAIFI seriam nulas na situação idealizada em que o sistema de proteção opera no esquema coordenado, eliminando 100% das faltas temporárias. A situação oposta vale para o indicador MAIFI. Porém neste caso, a impossibilidade da coordenação impõe ao sistema de proteção um comportamento similar à operação no esquema seletivo. Logo, não é possível ao modelo PLIMM estabelecer o balanço entre os indicadores. É importante observar que as variações do indicador SAIDI excluem o efeito do restabelecimento, pois são normalizadas em relação aos seus valores mínimos. Neste cenário, das faltas temporárias estimadas no período de um ano, 95% das faltas entre fases e 67% das faltas fase-terra resultarão em interrupções permanentes do fornecimento de energia.

### 6.2.5 Cenário 5: $P_{GD} = 45,8\%$

O último cenário de testes agrega um gerador com potência de 765 kVA na seção 12 de AL-1, como mostra a Figura 35. A inserção de G12 não agrega benefícios à confiabilidade, pois a expansão da região viável ao restabelecimento é restrita pelo nível de tensão de 0,86 pu na condição emergencial. Como a entrada em operação da GD é condicionada à viabilidade da transferência neste período, não há como os geradores fornecerem suporte de tensão às cargas.

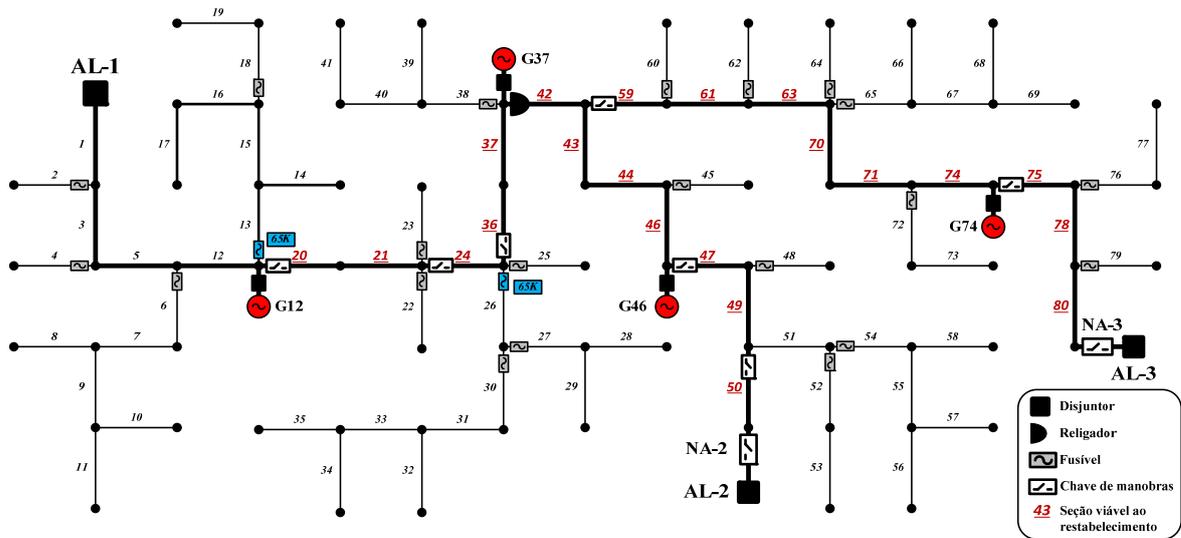


Figura 35. Solução de SAIDI<sub>k</sub> para  $P_{GD} = 45,8\%$ , caso CT60.

Ao contrário dos cenários anteriores, onde as características 50T foram invariavelmente habilitadas, neste cenário a perda total da coordenação resultou na operação do religador na seção 42 sob o esquema seletivo. A proteção da subestação teve suas unidades 50F e 50T habilitadas, porém a coordenação só é possível com dois fusíveis 65K, indicados na Figura 35. A Figura 36 mostra os coordenogramas de fase e terra para o caso CT60.

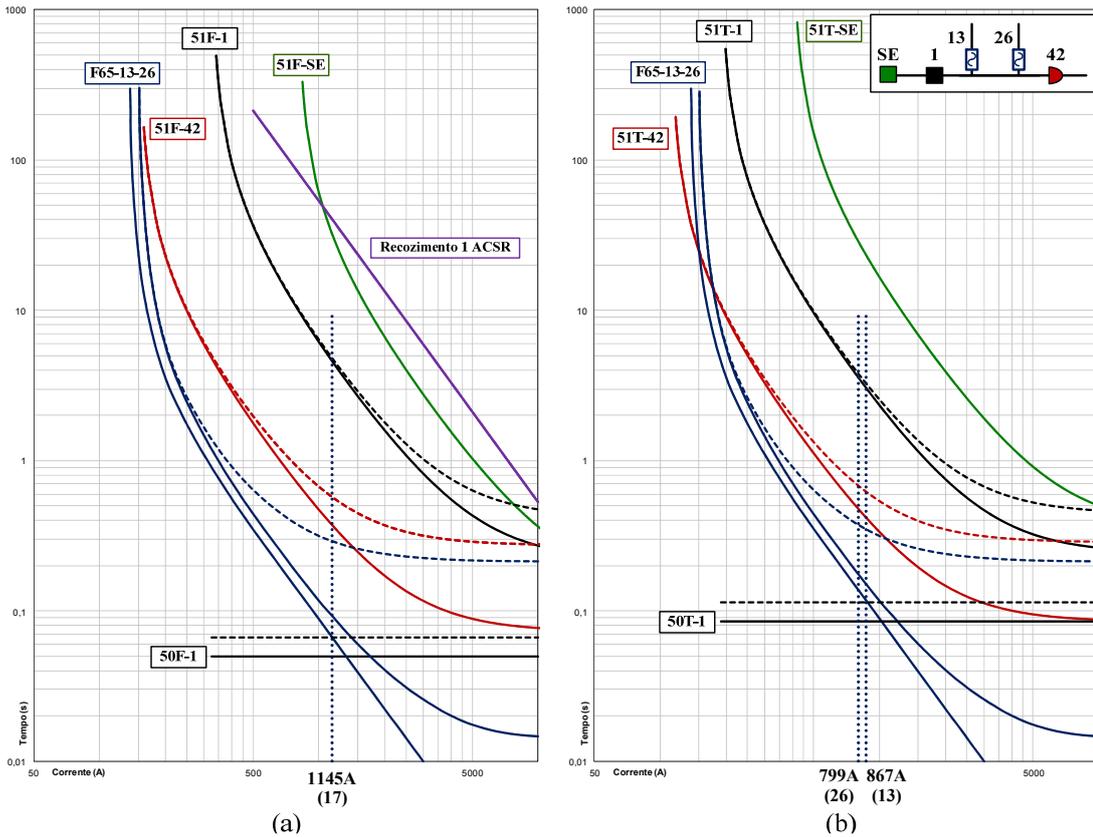


Figura 36. Coordenogramas das proteções de fase (a) e terra (b) para  $P_{GD} = 45,8\%$ , caso CT60.

A coordenação da proteção da subestação (50F-1) só é possível para faltas na seção 17, no final da zona de proteção do fusível F13. A unidade 50T-1 coordena ao longo de toda a zona de proteção deste, e para faltas na seção 26. Com isso, apenas 6 seções do alimentador são cobertas pelo esquema de proteção coordenado. Desta forma, 90,5% das faltas temporárias estimadas no período de um ano serão convertidas em interrupções sustentadas.

A Figura 37 mostra os indicadores resultantes deste cenário, em conjunto com suas variações normalizadas.

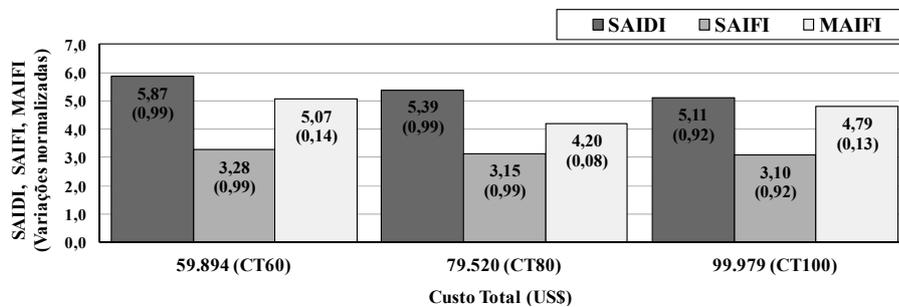


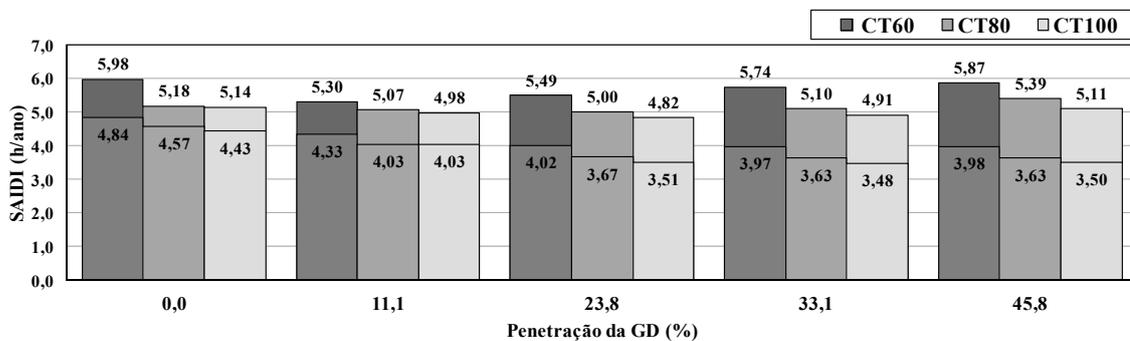
Figura 37. Resultados do modelo PLIMM e variações normalizadas dos indicadores para  $P_{GD} = 45,8\%$ .

Apesar de o indicador SAIDI assumir 99% de seu valor máximo em CT60 e CT80, este ainda se mantém próximo de seus valores iniciais ( $P_{GD} = 0\%$ ). O indicador SAIFI, por sua vez, não se beneficia do efeito positivo da GD na viabilização do restabelecimento, de modo que este é sistematicamente deteriorado com a inserção dos geradores. Seu aumento chega à média de 15% neste cenário. Com a alocação de um maior número de fusíveis, o caso CT100 permite mitigar a degradação dos indicadores, restringindo as interrupções sustentadas a um menor número de seções do alimentador. O indicador MAIFI se aproxima de seu valor mínimo, reduzido em média 41,6% em comparação ao cenário de operação radial do alimentador.

### 6.2.6 Avaliação Geral da Confiabilidade em Termos da Penetração da GD

Nesta seção é apresentada uma avaliação geral dos resultados obtidos e dos efeitos da penetração da GD sobre a confiabilidade do alimentador AL-1. Ao término do capítulo são avaliadas possíveis alternativas simples e de baixo custo para mitigar o problema da perda de coordenação do sistema de proteção.

A Figura 38 sumariza os indicadores SAIDI obtidos nos diferentes cenários de penetração da GD. São mostrados seus valores finais obtidos com as soluções do modelo PLIMM e seus mínimos resultantes do modelo  $SAIDI_{\lambda}$  (valores inferiores).

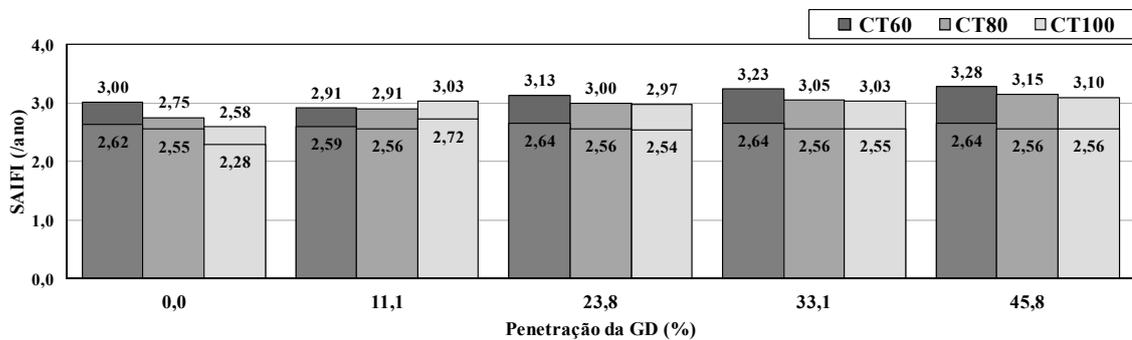


**Figura 38. Indicadores SAIDI para os diferentes cenários de penetração da GD.**

O indicador é reduzido com a inserção da GD em baixa penetração, como se pode notar pela comparação de  $P_{GD} = 11,1\%$  com  $P_{GD} = 0\%$ . O limiar de penetração no qual se inicia a degradação é dependente do investimento aplicado, de modo que no caso CT60 o aumento se dá a partir de  $P_{GD} = 23,8\%$ . Para CT80 e CT100, esse limiar se mostra no nível de penetração de 33,1%. Exceto no caso CT80, mesmo no cenário  $P_{GD} = 45,8\%$  os indicadores se mantêm inferiores aos do cenário inicial. Seus valores decorrentes do modelo  $SAIDI_{\lambda}$  são minimizados à medida que os geradores são inseridos no alimentador. Porém, a partir de  $P_{GD}$

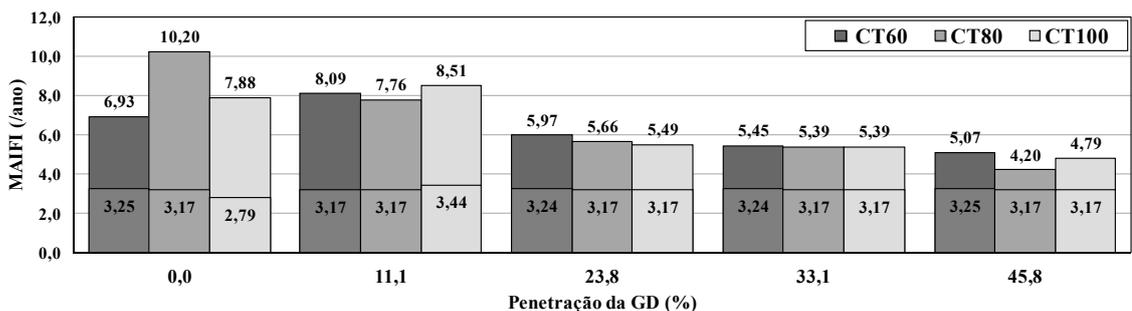
= 45,8% os níveis de corrente de falta passam a interferir na seletividade do sistema de proteção. Logo, como não há compensação desse efeito pela viabilização da transferência de uma maior quantidade de carga, o indicador começa a ser degradado. Outro fator que pode ser observado é que o aumento do custo do investimento de US\$ 80.000,00 para US\$ 100.000,00 não representa melhoria substancial até  $P_{GD} = 23,8\%$ . O aumento do capital investido mostra resultados de forma proporcional à penetração da GD.

A Figura 39 mostra uma análise similar a anterior, porém considerando os indicadores SAIFI resultantes da aplicação do modelo PLIMM, bem como seus valores mínimos calculados a partir das soluções do modelo PLIM.



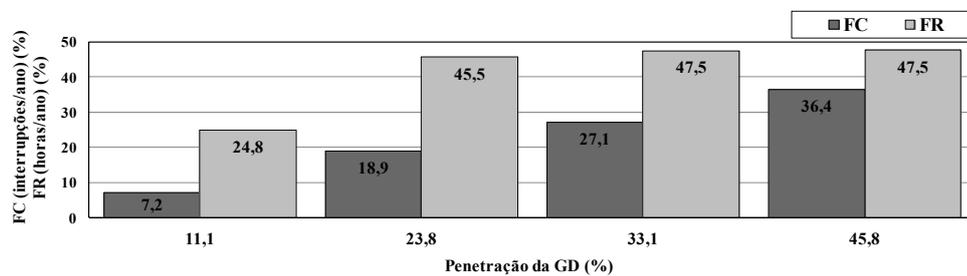
**Figura 39. Indicadores SAIFI para os diferentes cenários de penetração da GD.**

Os valores mínimos de SAIFI são aproximadamente constantes para uma mesma restrição de custos, pois são determinados considerando o efeito das faltas permanentes na frequência média das interrupções. Suas variações pelo contrário, são dependentes unicamente das interrupções permanentes geradas por faltas temporárias. Logo, como se observa na Figura 39, seus valores finais resultantes do modelo PLIMM crescem de forma proporcional à penetração da GD. De forma similar a SAIFI, os valores mínimos de MAIFI também se mantêm aproximadamente constantes com a penetração da GD, como mostra a Figura 40. No entanto, estes decrescem com a penetração da GD, principalmente em razão da perda de coordenação da proteção.



**Figura 40. Indicadores MAIFI para os diferentes cenários de penetração da GD.**

Embora os indicadores forneçam uma boa estimativa do efeito da GD sobre a confiabilidade, estes não permitem uma avaliação direta do impacto da perda de coordenação do sistema de proteção, de forma independente. Os indicadores agregam o número de consumidores envolvidos nas interrupções, além do fato de que alguma informação é perdida pelo balanço entre as interrupções momentâneas e sustentadas estabelecida pelo modelo PLIMM. Uma medida direta da coordenação foi efetuada pela determinação do percentual das interrupções sustentadas geradas pela perda de coordenação da proteção. Foram consideradas somente as faltas temporárias na zona de proteção de religadores operando no esquema coordenado, tendo em vista que estas supostamente deveriam ser eliminadas pelos religamentos. Essa métrica foi chamada *fator de coordenação* (FC), expressa em termos do acréscimo percentual das interrupções sustentadas em relação ao cenário de ausência da GD. Outra métrica, denominada *fator de restabelecimento* (FR) foi utilizada para determinar o efeito da GD sobre a redução da duração das interrupções. O fator de restabelecimento indica a redução percentual no indicador SAIDI, decorrente da viabilização do restabelecimento pela GD em relação ao cenário inicial ( $P_{GD} = 0\%$ ). O resultado dessa análise é mostrado na Figura 41.

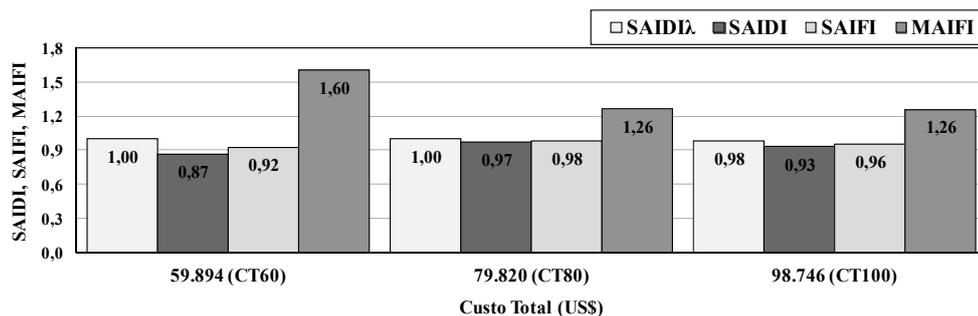


**Figura 41. Fatores de coordenação e de restabelecimento para os diferentes níveis de penetração da GD.**

Considerando o caso  $P_{GD} = 11,1\%$ , o fator de coordenação pode ser interpretado como o aumento percentual de 7,2% nas interrupções permanentes devidas à perda de coordenação entre religadores e fusíveis. O fator de restabelecimento indica que com o nível de penetração de 11,1%, a viabilização do restabelecimento pela GD representa a redução de 24,8% no indicador SAIDI. Esses fatores visam à distinção entre os efeitos positivos e negativos da GD sobre a confiabilidade. Os mesmos foram calculados como valores médios sobre os casos CT60, CT80 e CT100, visando a maior independência em relação às restrições de custos.

Foram investigadas duas alternativas para mitigar a perda de coordenação entre religadores e fusíveis na presença da GD. A primeira delas consiste em simplesmente elevar os valores nominais dos fusíveis. Alguns testes foram efetuados com a atribuição de elos 65K

às primeiras seções das laterais do alimentador, e redução gradual dos seus valores nominais em direção aos nós finais. A sensibilidade da proteção continua assegurada pelas restrições (64). Por simplicidade os resultados são apresentados somente para o cenário  $P_{GD} = 48,8\%$ , que representa o pior caso em relação à coordenação. A Figura 42 mostra os indicadores respectivos às soluções de  $SAIDI_{\lambda}$  e do modelo PLIMM para as restrições de custo consideradas. Os indicadores foram normalizados em relação aos obtidos anteriormente para o mesmo cenário.

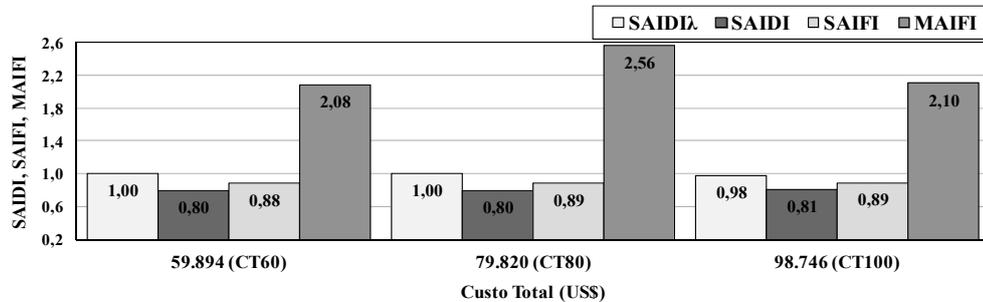


**Figura 42. Resultados considerando o aumento dos valores nominais dos fusíveis, com  $P_{GD} = 48,8\%$ .**

Embora pouco representativa, a melhora dos indicadores SAIDI e SAIFI não representaria investimento adicional à concessionária, se mostrando uma alternativa razoável e imediata pra mitigar o problema da perda de coordenação. No caso CT60, essa medida simples possibilitou reduzir em 13% o indicador SAIDI. A redução dos indicadores se mostra mais evidente para menores níveis de penetração da GD. O indicador MAIFI é aumentado sensivelmente em resposta à redução de SAIFI e SAIDI.

A segunda possibilidade considerada foi o uso de um acessório disponível para religadores microprocessados, que permite a operação instantânea do religador para correntes de falta que excedam um determinado ajuste (COOPER, 2005). A sequência de operação pode ser programada para ocorrer sem atraso intencional, e abaixo da corrente de ajuste a operação se dá nas características normais de tempo definido e inverso. Deste modo, não há necessidade de ser mantido o intervalo de coordenação entre religadores em série, se o ajuste de operação instantânea do religador protegido não se sobrepor à zona de proteção do protetor. Essa forma de operação foi simulada desprezando-se as restrições de coordenação entre as unidades 50F (80) e 50T (81), e fazendo-se as variáveis  $x_{jk}^F = I$  e  $x_{jk}^T = I$  nas metas  $\Delta SAIFI_{\gamma}$  (74) e  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}$  (75), para as seções comuns à zona de proteção do religador protegido e protetor. Essa é uma forma simplificada de considerar que o ajuste da operação instantânea não levará à sobreposição das zonas de proteção. Os testes foram efetuados

considerando o aumento dos valores nominais dos fusíveis em conjunto com a operação instantânea dos religadores, para o cenário  $P_{GD} = 48,8\%$ . Os indicadores resultantes são apresentados na Figura 43, normalizados em relação às soluções obtidas no cenário  $P_{GD} = 0\%$ .



**Figura 43. Indicadores resultantes dos testes considerando a operação instantânea dos religadores para  $P_{GD} = 48,8\%$ .**

Nestes resultados foram observadas reduções significativas nos indicadores SAIDI e SAIFI, sendo estes inferiores aos obtidos em todos os casos apresentados anteriormente. No entanto, com a retomada da coordenação e as unidades 50 dos religadores operando no tempo mínimo, o indicador MAIFI do caso CT80 apresentou seu maior valor máximo até então. Esta abordagem demanda um estudo mais aprofundado para garantir a viabilidade da coordenação entre os religadores para faltas comuns às suas zonas de proteção. A coordenação pode não ser garantida ao longo das zonas de proteção de todos os fusíveis, mas existe potencial de ser alcançada em boa parte das zonas mais próximas aos religadores. De qualquer forma, ambas as alternativas apresentadas nesta seção representam possíveis contribuições para a melhoria da confiabilidade, a custos de pouca significância para as concessionárias. Soluções que demandam investimentos reduzidos se mostram importantes em um cenário de reestruturação, em que as empresas precisam se manter competitivas e ao mesmo tempo garantir a qualidade do serviço. A aplicação destas soluções como complemento à metodologia de otimização proposta pode auxiliar na viabilização da penetração da GD nos SDEE.

## 7 CONCLUSÕES

Neste trabalho, os indicadores de confiabilidade tradicionalmente utilizados na mensuração do desempenho dos SDEE foram formulados como modelos matemáticos de otimização. O indicador SAIDI foi inicialmente formulado em termos do impacto das faltas permanentes na duração média das interrupções, visando o projeto do sistema de proteção e a alocação de chaves de manobras. A adequação da proteção foi considerada em termos da garantia de seletividade e da sensibilidade da proteção, frente à alteração das magnitudes das correntes de falta imposta pela GD. A viabilidade do restabelecimento foi assegurada pela alocação de chaves de manobras em locais que definem regiões possíveis de serem suportadas pelos alimentadores alternativos. Embora a técnica utilizada na enumeração dessas regiões não garanta a solução ótima quando aplicada à busca em grafos, o fato de esta ter sido utilizada como algoritmo construtivo reduz a possibilidade de as soluções enumeradas não estarem contidas no subespaço de soluções ótimas. O método se mostrou bastante adequado para agregar as restrições à transferência de carga à formulação, sem elevar significativamente a complexidade do modelo.

A análise de fluxo de potência com GD se mostrou bastante eficiente na enumeração das árvores viáveis, em termos da velocidade de convergência. Melhorias significativas neste aspecto foram obtidas com alteração da forma como a compensação da injeção de potência reativa pelos nós PV era efetuada nas metodologias avaliadas. Para cada cenário estudado, em média 765 execuções do fluxo de potência foram necessárias, cada qual convergindo em cerca de 3 iterações com a representação da GD como nós PQ, e 12 iterações como nós PV.

De modo a caracterizar a confiabilidade de uma forma mais abrangente, a segunda parte da metodologia adotou uma estratégia multicriterial para estabelecer o balanço entre as variações dos indicadores SAIFI e MAIFI. Neste modelo, a formulação considerou a determinação dos esquemas de proteção a serem atribuídos aos religadores, de forma independente para suas unidades de fase e terra. Esse maior detalhamento da resposta do sistema de proteção, em especial, se mostra um grande diferencial em comparação às técnicas observadas na literatura. Essa característica infere à metodologia um grande potencial de aplicação prática, já que o projeto de sistemas de proteção não admite simplificações em aplicações reais.

Um aspecto que foi salientado ao longo deste trabalho diz respeito à formulação analítica dos modelos propostos. Neste sentido, procurou-se sempre que possível, expressar as definições de conjuntos e equações matemáticas de forma explícita, favorecendo a reprodução

dos modelos. Entende-se desta forma, que a abordagem explícita e analítica torna possível a aplicação de quaisquer técnicas de otimização de uso geral na solução dos modelos propostos. Atualmente, uma série de pacotes de otimização são disponíveis comercialmente, bem como para uso *on-line* e gratuito, sem restrições quanto à dimensão do problema. Desta forma, a solução dos modelos se torna independente de algoritmos dedicados. A qualidade das soluções é dependente do método utilizado, e grandes esforços são feitos no sentido de melhorar o desempenho dos métodos disponíveis para solução de problemas *NP-hard*. Além disso, o desenvolvimento tecnológico tem proporcionado capacidades de processamento cada vez maiores, viabilizando a solução de problemas de grande escala através de computadores de uso doméstico. Na solução dos problemas apresentados no capítulo anterior, foram mantidos os parâmetros padrão do algoritmo utilizado (Gurobi), com exceção do tempo limite de processamento para os modelos SAIDI<sub>1</sub>, ajustado em 1800 segundos. A solução dos modelos PLIMM foi obtida em cerca de 3 segundos para todos os casos.

Como observado nos testes apresentados no capítulo anterior, a aplicação da metodologia proposta tem potencial de produzir melhoras significativas na confiabilidade dos SDEE, com ou sem a inserção da GD. Também foi possível observar que há um limiar de penetração a partir do qual a GD passa a ter efeito negativo sobre a confiabilidade. Este limiar é dependente de vários fatores, incluindo as características do sistema, potência e locais de instalação dos geradores. O suporte da GD no restabelecimento dos SDEE é um tema bastante explorado na literatura, muitas vezes exaltando seus efeitos positivos sobre a confiabilidade. No entanto, os resultados obtidos indicam que estes efeitos possivelmente serão contrabalançados, ou mesmo anulados pela degradação do desempenho do sistema de proteção. Logo, uma abordagem mais abrangente se mostrou necessária.

A combinação dos vários fatores que sofrem influência com a penetração da GD dificulta a mensuração do efeito global desta sobre a confiabilidade. Isso motivou a formulação do problema como modelos de otimização matemática neste trabalho. Desta forma, espera-se que uma contribuição tenha sido dada para viabilizar o uso de fontes distribuídas próximas à carga, já que uma solução do tipo “plug and play” para o suprimento da demanda parece ainda estar distante da realidade atual dos SDEE. Em especial, a geração de energia por fontes renováveis se mostra de extrema importância na redução das emissões de poluentes, tendo em vista as alterações climáticas que se observam ao redor do mundo neste momento.

Alguns aspectos não abordados na metodologia proposta se mostram passíveis de investigação, e são sumarizados a seguir como sugestões para trabalhos futuros:

- A minimização do tempo de operação da proteção é um fator importante para reduzir a duração e a magnitude das quedas de tensão no sistema, causadas principalmente em decorrência do uso do esquema seletivo. Os tempos de operação das unidades 51 foram restritos pelo tempo de operação da proteção de retaguarda da subestação neste trabalho. No entanto, a formulação do modelo SAIDI<sub>λ</sub> como um problema PLIMM pode facilmente agregar a minimização dos tempos de operação à metodologia.

- A seleção dos valores nominais dos fusíveis e correntes de operação dos religadores pode ser considerada como parte da solução dos modelos dos indicadores. No entanto, isso pode produzir aumento significativo na complexidade dos mesmos.

- A determinação do uso da característica instantânea de operação dos religadores é outro fator que pode ser agregado aos modelos, sem grandes modificações na formulação proposta.

- A minimização simultânea dos indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI foi uma possibilidade investigada no desenvolvimento da metodologia. Essa abordagem tem potencial de produzir melhores soluções quando as faltas temporárias e permanentes não ocorrem em uma mesma proporção ao longo do alimentador. No entanto, a formulação se mostrou excessivamente complexa, com uma quantidade significativa de variáveis e restrições adicionais. Uma formulação multiobjetivo que possibilite contornar esses problemas é passível de investigação.

- Considerar a capacidade de operação ilhada da GD, o restabelecimento em múltiplos estágios por chaves telecomandadas, e a rejeição de carga durante a transferência se mostram fatores de importância na obtenção de uma formulação generalizada para otimização da confiabilidade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. Inc. Synchronous Generators Type Amg 0355bb04 - Diesel/Gas Engine Industrial Application Series [internet]. Disponível em: [http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/26c157c8fee68fd848257a1c00116ca6/\\$file/5862150-B-AMG%200355BB04%20Technical%20specification.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/26c157c8fee68fd848257a1c00116ca6/$file/5862150-B-AMG%200355BB04%20Technical%20specification.pdf). Acesso em: 07 jun. 2013.

ABIRI-JAHROMI, A. *et al.* Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 27, n. 1, p. 362-370, Jan 2012.

AHUJA, A.; DAS, S.; PAHWA, A. An Ais-Aco Hybrid Approach for Multi-Objective Distribution System Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 22, n. 3, p. 1101-1111, 2007.

ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**. New York: Wiley Interscience, 1995. 690 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL Res. Nº 024**: Estabelece as Disposições Relativas À Continuidade Da Distribuição De Energia Elétrica Às Unidades Consumidoras. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**: Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – Módulo 3: Acesso Ao Sistema De Distribuição. 2012a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**: Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 – Qualidade Da Energia Elétrica. 2012b.

BAE, I.-S.; KIM, J.-O. Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 22, n. 2, p. 785-790, May 2007.

BARKER, P. P.; DE MELLO, R. W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. In: 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, Seattle, WA. **Proceedings . . .** Seattle, WA: 2000. p. 1645-1656.

BERNARDON, D. P. *et al.* Ahp Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 26, n. 3, p. 1884-1892, Jul 2011.

BIEGLER, L. T.; GROSSMANN, I. E. Retrospective on Optimization. **Computers & Chemical Engineering**, [S. l], v. 28, n. 8, p. 1169-1192, Jul 15 2004.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. 1], v. 11, n. 3, p. 1646-1651, Jul. 1996.

BILLINTON, R.; PENG, W. Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. 1], v. 13, n. 4, p. 1245-1250, 1998.

BIRLA, D.; MAHESHWARI, R. P.; GUPTA, H. O. Time-Overcurrent Relay Coordination: A Review. **International Journal of Emerging Electric Power Systems** [S. 1], v. 2, n. 2, p. April 2005.

BISHOP, M. T. *et al.* Considering Momentary and Sustained Reliability Indices in the Design of Distribution Feeder Overcurrent Protection. In: 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999, New Orleans. **Proceedings . . .** New Orleans: 1999. p. 206-211.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. Boca Raton, FL: CRC Press, 2006. 638 p.

BOUSIKA, T. N.; PAPATHANASSIOU, K. A. Short-Circuit Calculations in Networks with Distributed Generation. **Electric Power Systems Research**, [S. 1], v. 78, n. 7, p. 1181-1191, 2008.

BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Microprocessor-Based Reclosing to Coordinate Fuse and Recloser in a System with High Penetration of Distributed Generation. In: 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002, New York, NY. **Proceedings . . .** New York, NY: 2002. p. 453-458

BROADWATER, R. P. *et al.* Computer-Aided Protection System-Design with Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. 1], v. 6, n. 1, p. 260-266, Jan. 1991.

BROWN, K. A.; PARKER, J. M. A Personal Computer Approach to Overcurrent Protective Device Coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. 1], v. 3, n. 2, p. 509-513, 1988.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. Boca Raton: CRC Press, 2009. 463 p.

BROWN, R. E. Impact of Smart Grid on Distribution System Design. In: 2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2008, Pittsburgh, PA. **Proceedings . . .** Pittsburgh, PA: 2008. p. 986-989.

BROWN, R. E. Reliability Benefits of Distributed Generation on Heavily Loaded Feeders. In: 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, Tampa, FL. **Proceedings . . .** Tampa, FL: 2007. p. 4715-4718.

BROWN, R. E.; FREEMAN, L. A. A. Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation. In: 2001 Power Engineering Society Summer Meeting, 2001a, Vancouver, Canada. **Proceedings . . .** Vancouver, Canada: 2001a. p. 1013-1018.

BROWN, R. E.; HANSON, A. P. Impact of Two-Stage Service Restoration on Distribution Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 16, n. 4, p. 624-629, 2001b.

BUPASIRI, R. *et al.* Optimal Electric Power Distribution System Reliability Indices Using Binary Programming. In: 2003 Annual Reliability and Maintainability Symposium, 2003, Tampa, FL. **Proceedings . . .** Tampa, FL: 2003. p. 556-561.

CAMPITELLI, E. M. **Análises E Estudos Para Alocação E Ajustes De Dispositivos De Proteção Em Redes De Média Tensão De Energia Elétrica Com Geração Distribuída.** 2007. p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

CARCAMO-GALLARDO, A.; GARCIA-SANTANDER, L.; PEZOA, J. E. Greedy Reconfiguration Algorithms for Medium-Voltage Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 24, n. 1, p. 328-337, 2009.

CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L.; DA SILVA, A. J. C. A Decomposition Approach to Optimal Remote Controlled Switch Allocation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 20, n. 2, p. 1031-1036, Apr. 2005.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. Reconfiguration of Distribution Networks to Minimize Loss and Disruption Costs Using Genetic Algorithms. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 80, n. 1, p. 53-62, 2010.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 14, n. 3, p. 1167-1172, July 1999.

CHAO-SHUN, C. *et al.* Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 21, n. 3, p. 1209-1217, 2006.

COATE, B. D.; WAREHAM, D. C. Decreasing Momentary Outages with Specific Distribution Feeder Improvements. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S. l], v. 37, n. 2, p. 458-463, Mar-Apr. 2001.

Cooper Power Systems. Electrical Distribution-System Protection. Pewaukee, 2005.

CORMEN, T. H. *et al.* **Introduction to Algorithms.** Massachusetts: MIT Press, 2001. 1202 p.

DE BRITTO, T. M. *et al.* Distributed Generation Impacts on the Coordination of Protection Systems in Distribution Networks. In: 2004 IEEE/PES Latin America Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2004, **Proceedings . . .** São Paulo: 2004. p. 623-628.

DIMITRIJEVIC, S.; RAJAKOVIC, N. An Innovative Approach for Solving the Restoration Problem in Distribution Networks. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 81, n. 10, p. 1961-1972, 2011.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Distributed Generation: Operating Conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution Systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, [S. l], v. 8, n. 2, p. 19-25, Mar-Apr. 2002.

EDISON. Edison Tech Center - History of Electrification [internet]. Disponível em: <http://www.edisontechcenter.org/HistElectPowTrans.html>. Acesso em: 07 jun. 2013.

ENRIQUEZ, A. C.; MARTINEZ, E. V. Enhanced Time Overcurrent Coordination. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 76, n. 6-7, p. 457-465, Apr 2006.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S. A Nonlinear Binary Programming Model for Electric Distribution Systems Reliability Optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l.], v. 43, n. 1, p. 384-392, 2012.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S.; OLIVEIRA, M. O. Establishing Trade-Offs between Sustained and Momentary Reliability Indices in Electric Distribution Protection Design: A Goal Programming Approach. In: Power Systems Computation Conference (PSCC), 2011, Stockholm, Sweden. **Proceedings . . .** Stockholm, Sweden: 2011.

FLOUDAS, C. A. **Nonlinear and Mixed-Integer Optimization**. New York: Oxford University Press, 1995. 480 p.

GONZÁLEZ, A. *et al.* Reconfiguration of Large-Scale Distribution Networks for Planning Studies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l.], v. 37, n. 1, p. 86-94, 2012.

GUROBI. Gurobi Optimization [internet]. Disponível em: <http://www.gurobi.com/>. Acesso em: 07 jun. 2013.

HALMOS, P. R. **Naive Set Theory**. New York: Springer-Verlag, 1974. 480 p.

HENDRIX, E. M. T.; TOTH, B. G. **Introduction to Nonlinear and Global Optimization**. New York: Springer-Verlag, 2010. 214 p.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. London: John Wiley & Sons Ltd, 2008. 332 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 1366**: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York, 2003a.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines. 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std 141**: IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. New York, 1994.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std 242**: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. New York, 2001.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std C37.2**: IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations. New York, 2008a.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547:** IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, 2008b.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. C37.112:** IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. New York, 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. C37.42:** IEEE Standard Specifications for High-Voltage Expulsion-Type Distribution-Class Fuses, Fuse and Disconnecting Cutouts, Fuse Disconnecting Switches, and Fuse Links, and Accessories Used with These Devices. New York, 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std 551:** Recommended Practice for Calculating Ac Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. 2006.

IEEE. Smart Grid: Reinventing the Electric Power System [internet]. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/cms/images/pdf/2012-pe-smart-grid-compendium.pdf>. Acesso em: 2 mar. 2013

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 1547:** Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, 2003b.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis.** Boca Ratón, FL: CRC Press, 2002. 329 p.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using Pv and Pq Models for Distributed Generation and Study of the Impact of Dg Models. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 22, n. 3, p. 1019-1025, Aug 2007.

KORTE, B.; VYGEN, J. **Combinatorial Optimization: Theory and Algorithms.** London: Springer-Verlag, 2010. 664 p.

KUMAR, K. S.; JAYABARATHI, T. Power System Reconfiguration and Loss Minimization for an Distribution Systems Using Bacterial Foraging Optimization Algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l], v. 36, n. 1, p. 13-17, Mar. 2012.

LEVITIN, G.; MAZALTOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic Algorithm for Optimal Sectionalizing in Radial Distribution Systems with Alternative Supply. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 35, n. 3, p. 149-155, Dec. 1995.

LEVITIN, G.; MAZALTOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal Sectionalizer Allocation in Electric Distribution-Systems by Genetic Algorithm. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 31, n. 2, p. 97-102, Nov. 1994.

LIBERTI, L.; KUCHERENKO, S. Comparison of Deterministic and Stochastic Approaches to Global Optimization. **International Transactions in Operational Research**, [S. l], v. 12, n. 3, p. 263-285, 2005.

- MAO, Y. M.; MIU, K. N. Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 18, n. 4, p. 1346-1352, Nov. 2003.
- MARTINEZ, J. A.; MAHSEREDJIAN, J. Load Flow Calculations in Distribution Systems with Distributed Resources. A Review. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, San Diego, CA. **Proceedings . . .** San Diego, CA: 2011. p. 1-8.
- MATHWORKS Matlab 7 User's Guide. Natick, MA: Mathworks, Inc., 2011.
- MCDERMOTT, T. E.; DUGAN, R. C. Pq, Reliability and Dg. **IEEE Industry Applications Magazine**, [S. l], v. 9, n. 5, p. 17-23, Sep-Oct. 2003.
- MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M.; MASHHOUR, E. Distributed Generation Modeling for Power Flow Studies and a Three-Phase Unbalanced Power Flow Solution for Radial Distribution Systems Considering Distributed Generation. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 79, n. 4, p. 680-686, Apr. 2009.
- MORTON, A. B.; MAREELS, I. M. Y. An Efficient Brute-Force Solution to the Network Reconfiguration Problem. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 15, n. 3, p. 996-1000, 2000.
- MOZINA, C. J. Impact of Green Power Distributed Generation: Traditional Interconnection Methods to Mitigate Reliability Issues. **IEEE Industry Applications Magazine**, [S. l], v. 16, n. 4, p. 55-62, Jul-Aug. 2010.
- NAJY, W. K. A.; ZEINELDIN, H. H.; WOON, W. L. Optimal Protection Coordination for Microgrids with Grid-Connected and Islanded Capability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S. l], v. 60, n. 4, p. 1668-1677, Apr. 2013.
- NEOS. Neos—Server for Optimization [internet]. Disponível em: <http://neos-server.org/neos/>. Acesso em: 06 fev. 2012.
- NETO, A. C.; DA SILVA, A. G.; RODRIGUES, A. B. Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems under Network Constraints. In: 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006, Stockholm, Sweden **Proceedings . . .** Stockholm, Sweden: 2006. p. 1148-1153.
- NG, C. H.; LIE, T. T.; GOEL, L. Impacts of Distributed Generation on System Reliability in Competitive Electricity Markets. In: IPEC 2007 Conference Meeting, 2007, Singapore. **Proceedings . . .** Singapore: 2007. p. 735-740.
- PARADA, V. *et al.* Optimization of Electrical Distribution Feeders Using Simulated Annealing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 19, n. 3, p. 1135-1141, 2004.
- PARDALOS, P. M.; ROMEIJN, H. E.; TUY, H. Recent Developments and Trends in Global Optimization. **Journal of Computational and Applied Mathematics**, [S. l], v. 124, n. 1-2, p. 209-228, Dec. 1 2000.
- POPOVIĆ, D. H. *et al.* Placement of Distributed Generators and Reclosers for Distribution Network Security and Reliability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l], v. 27, n. 5-6, p. 398-408, 2005.

PREGEJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Recloser Allocation for Improved Reliability of Dg-Enhanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 21, n. 3, p. 1442-1449, Aug. 2006.

ROSENTHAL, R. E. General Algebraic Modeling System [internet]. Disponível em: <http://www.gams.com>. Acesso em: 3 jul. 2013.

SHIRMOHAMMADI, D. *et al.* A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SHORT, T. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton, Florida: CRC Press LCC, 2004. 762 p.

SHORT, T. A.; PERRY, C. H. Overcurrent Protection Approaches to Improving Distribution Reliability. In: 2005/2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition, 2006, Dallas, TX. **Proceedings . . .** Dallas, TX: 2006. p. 1233-1238.

SILVA, L. G. W. *et al.* Optimised Placement of Control and Protective Devices in Electric Distribution Systems through Reactive Tabu Search Algorithm. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 78, n. 3, p. 372-381, Mar. 2008.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits Using Nonlinear Programming Models and Genetic Algorithms. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 69, n. 1, p. 77-84, Apr. 2004.

SOHN, J. M.; NAM, S. R.; PARK, J. K. Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 21, n. 2, p. 941-947, May 2006.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal Distribution Protection Design: Quality of Solution and Computational Analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l], v. 21, n. 5, p. 327-335, Jun. 1999.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal Trade-Offs in Distribution Protection Design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 16, n. 2, p. 292-296, Apr. 2001.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized Distribution Protection Using Binary Programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 13, n. 1, p. 218-224, Jan. 1998.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Towards Optimized Distribution Protection Design. In: Third International Conference on Power System Planning and Operations, 1997, Ivory Coast **Proceedings . . .** Ivory Coast 1997. p. 354-358.

SRINIVAS, M. S. Distribution Load Flows: A Brief Review. In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, 2000, Columbus, OH. **Proceedings . . .** Columbus, OH: 2000. p. 942-945 vol.942.

TENG, J. H.; LIU, Y. H. A Novel Acs-Based Optimum Switch Relocation Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l], v. 18, n. 1, p. 113-120, Feb. 2003.

TENG, J. H.; LU, C. N. Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 17, n. 1, p. 254-259, Jan. 2002.

TIPPACHON, W.; RERKPREEDAPONG, D. Multiobjective Optimal Placement of Switches and Protective Devices in Electric Power Distribution Systems Using Ant Colony Optimization. **Electric Power Systems Research**, [S. l], v. 79, n. 7, p. 1171-1178, Jul. 2009.

TUITEMWONG, K.; PREMRUDEEPREECHACHARN, S. Expert System for Protection Coordination of Distribution System with Distributed Generators. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l], v. 33, n. 3, p. 466-471, Mar. 2011.

WALLING, R. A. *et al.* Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 23, n. 3, p. 1636-1644, Jul. 2008.

WARREN, C. M.; WARD, D. J. The Effect of Reducing Momentary Outages on Distribution Reliability Indexes. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 7, n. 3, p. 1610-1617, Jul. 1992.

WITTE, J. F. *et al.* Computer-Aided Recloser Applications for Distribution Systems. **IEEE Computer Applications in Power Systems**, [S. l], v. 5, n. 3, p. 27-32, 1992.

ZAMBON, E. *et al.* A Novel Nonlinear Programming Model for Distribution Protection Optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 24, n. 4, p. 1951-1958, Oct. 2009.

ZHU, Y.; TOMSOVIC, K. Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems with Dispersed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l], v. 17, n. 3, p. 822-827, Jul. 2002.

## APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE

Os dados utilizados nos testes com o alimentador AL-1 são sumarizados nas tabelas a seguir. As potências são expressas em termos de seus valores trifásicos e as tensões dadas em valores de linha.

**Tabela 11. Impedâncias equivalentes de sequência do sistema de transmissão.**

$R_0$ ( $\Omega$ )	$X_0$ ( $\Omega$ )	$R_1=R_2$ ( $\Omega$ )	$X_1=X_2$ ( $\Omega$ )
0,1485	1,8320	0,1238	1,2626

**Tabela 12. Dados do transformador da subestação.**

Potência (kVA)	Tensão (kV)	R (%)	X (%)
25000	138/23	0,00	9,00

**Tabela 13. Dados dos condutores.**

ID <sup>(a)</sup>	Condutor	Capacidade (A)	Diâmetro (mm)	GMR (m)	Resistência ( $\Omega$ /km)
1	1 ACSR	237	9,00	0,00346	0,8867
2	6 6/1 CAA	118	5,04	0,00193	2,6769

<sup>(a)</sup> ID: Identificações dos condutores utilizadas na Tabela 14 e Tabela 15.

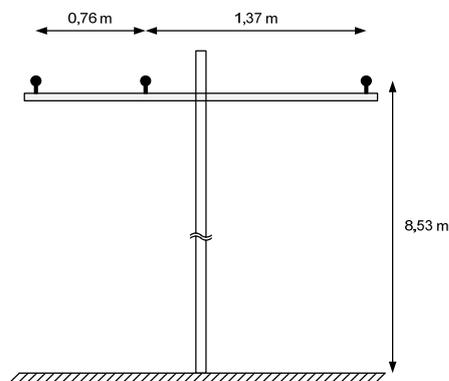
**Tabela 14. Dados das seções de linha.**

Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$	Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$
1	1	2	0,473	1	17	42	38	43	1,735	1	68
2	2	3	0,410	2	59	43	43	44	0,951	1	82
3	2	4	0,641	1	67	44	44	45	1,418	1	62
4	4	5	0,483	2	71	45	45	46	0,761	2	63
5	4	6	0,706	1	129	46	45	47	1,330	1	60
6	6	7	0,454	2	102	47	47	48	1,423	1	90
7	7	8	0,830	2	98	48	48	49	1,260	2	105
8	8	9	0,704	2	89	49	48	50	0,789	1	98
9	8	10	0,651	2	101	50	50	51	2,081	1	10
10	10	11	0,737	2	141	51	50	52	0,881	2	72
11	10	12	0,753	2	112	52	52	53	0,786	2	81
12	6	13	0,441	1	92	53	53	54	0,768	2	79
13	13	14	1,536	2	76	54	52	55	1,369	2	72
14	14	15	0,907	2	153	55	55	56	1,273	2	91
15	14	16	0,852	2	103	56	56	57	0,789	2	74
16	16	17	0,793	2	91	57	56	58	1,117	2	25
17	17	18	0,664	2	103	58	55	59	1,276	2	72
18	16	19	0,878	2	136	59	43	60	0,686	1	31

Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$	Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$
19	19	20	1,153	2	73	60	60	61	1,179	2	54
20	13	21	1,584	1	101	61	60	62	0,452	1	80
21	21	22	1,394	1	124	62	62	63	1,070	2	65
22	22	24	0,538	2	60	63	62	64	0,617	1	15
23	22	23	0,511	2	98	64	64	65	1,441	2	12
24	22	25	1,180	1	107	65	64	66	0,967	2	13
25	25	26	0,852	2	92	66	66	67	0,887	2	30
26	25	27	1,119	2	95	67	66	68	0,441	2	25
27	27	28	0,683	2	123	68	68	69	0,615	2	17
28	28	29	0,583	2	165	69	68	70	0,843	2	12
29	28	30	0,538	2	102	70	64	71	0,614	1	15
30	27	31	0,597	2	107	71	71	72	0,644	1	69
31	31	32	0,667	2	85	72	72	73	1,038	2	61
32	32	33	0,839	2	135	73	73	74	1,177	2	93
33	32	34	0,225	2	108	74	72	75	0,844	1	70
34	34	35	0,503	2	110	75	75	76	0,698	1	62
35	34	36	0,747	2	91	76	76	80	0,932	2	78
36	25	37	0,709	1	82	77	80	81	1,264	2	42
37	37	38	0,443	1	96	78	76	77	0,853	1	30
38	38	39	0,957	2	108	79	77	78	1,318	2	46
39	39	40	0,613	2	137	80	77	79	1,118	1	32
40	39	41	0,873	2	63						
41	41	42	0,922	2	98						

<sup>(a)</sup>  $\ell$ : Comprimento, <sup>(b)</sup>  $N$ : Número de consumidores.

A disposição geométrica dos condutores adotada para todas as seções do alimentador é mostrada na Figura 44. Esta configuração é referida como ID-500 em KERSTING (2001). O condutor neutro foi desconsiderado.



**Figura 44. Disposição geométrica dos condutores do sistema teste.**

**Tabela 15. Matriz Impedância-Série das Seções de Linha ( $\Omega/\text{km}$ ).**

ID	$Z_{11} = Z_{22} = Z_{33}$	$Z_{21} = Z_{12}$	$Z_{31} = Z_{13}$	$Z_{32} = Z_{23}$
1	$0.91670 + 1.01118i$	$0.05921 + 0.52911i$	$0.05921 + 0.45148i$	$0.05921 + 0.48479i$
2	$2.53227 + 1.01564i$	$0.05921 + 0.52911i$	$0.05921 + 0.45148i$	$0.05921 + 0.48479i$

As admitâncias das linhas podem ser consideradas desprezíveis.

**Tabela 16. Dados das cargas.**

Nó	$P$ (kW)	$Q$ (kVAr)	Nó	$P$ (kW)	$Q$ (kVAr)	Nó	$P$ (kW)	$Q$ (kVAr)
2	20,5	5,2	29	144,5	59,3	57	59,2	24,8
3	49,8	20,0	30	85,6	22,5	58	20,3	8,2
4	54,2	21,6	31	83,4	32,3	59	51,9	20,2
5	60,3	22,7	32	62,8	22,0	60	32,1	12,2
6	110,7	42,0	33	99,2	30,0	61	50,7	21,0
7	94,6	38,8	34	78,7	32,2	62	60,6	25,8
8	81,5	20,8	35	99,1	32,0	63	65,6	23,9
9	72,2	25,9	36	77,3	29,7	64	49,7	18,2
10	79,3	32,0	37	66,9	25,1	65	36,3	13,5
11	137,4	48,7	38	87,0	36,7	66	150,8	59,0
12	115,5	46,3	39	101,5	41,5	67	120,6	52,3
13	67,3	12,7	40	109,9	30,3	68	37,6	13,4
14	60,3	15,4	41	52,4	17,1	69	16,2	5,0
15	134,8	44,8	42	71,4	23,9	70	77,6	13,2
16	91,1	32,0	43	53,2	20,9	71	17,5	3,2
17	104,4	40,9	44	65,2	24,0	72	62,2	19,9
18	83,6	33,6	45	49,2	18,5	73	59,3	22,5
19	133,5	21,0	46	76,6	21,2	74	97,2	36,4
20	55,1	13,4	47	58,1	21,8	75	77,6	33,2
21	87,2	28,5	48	69,1	27,5	76	59,6	23,8
22	103,8	39,8	49	86,6	32,6	80	72,2	22,9
24	51,8	20,1	50	78,3	29,6	81	53,1	21,8
23	79,2	23,8	51	16,0	3,9	77	39,7	10,2
25	86,6	29,1	52	55,4	22,1	78	62,2	18,8
26	68,3	26,5	53	70,2	30,4	79	40,0	12,2
27	80,3	20,4	54	59,6	21,8	57	59,2	24,8
28	110,6	40,5	55	54,0	21,3			

**Tabela 17. Bancos de capacitores.**

Nó	Potência (kVAr)	Conexão
31	450	Y
50	300	Y
64	200	Y

Tabela 18. Parâmetros do regulador de tensão.

Seção	Tipo	Conexão	Faixa	Relação TP	Relação TC	R (V)	X (V)	V (V)
37	A-Elevador	Y	2	110	13	2,5	3	121

Tabela 19. Dados dos geradores síncronos.

Nó	S (kVA)	FP nominal	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )	R+ ( $\Omega$ )	X'+ ( $\Omega$ )	X''+ ( $\Omega$ )	X- ( $\Omega$ )
47	765	0,8	0,0	19,4	3,1	176,3	116,9	122,4
37	560	0,8	0,0	27,4	6,2	243,7	161,5	164,4
75	670	0,8	0,0	18,9	3,8	179,2	117,6	124,7
13	765	0,8	0,0	19,4	3,1	176,3	116,9	122,4

$T'_d = 0,167$  s e  $T''_d = 0,0139$  s para todos os geradores. Dados obtidos de ABB (2013).

Tabela 20. Dados dos transformadores de interface dos geradores.

Nó	Potência (kVA)	Tensão (kV)	R (%)	X (%)
13, 47	1000	23/0,48	1,1	5,5
37	630	23/0,48	1,1	4,0
75	700	23/0,46	1,1	5,0

Dados obtidos de BOUTSIKA (2008).

## APÊNDICE B: CURVAS DE OPERAÇÃO DE FUSÍVEIS

As curvas mínimas de fusão e máximas de interrupção dos elos do tipo preferencial foram linearizadas a partir de séries de no mínimo 50 pontos. As curvas foram ajustadas a funções polinomiais (MATHEWORKS, 2011) na forma (95), com grau de confiança de 95% e erro médio quadrático menor que 0,1%.

$$\log_{10} t(I) = a_3 \cdot (\log_{10} I)^3 + a_2 \cdot (\log_{10} I)^2 + a_1 \cdot \log_{10} I + a_0 \quad (95)$$

Onde  $t$  (s) é o tempo na curva do fusível para a respectiva corrente  $I$  (A). Os coeficientes de (95) são dados na Tabela 21, onde as curvas mínimas de fusão e máximas de interrupção são identificadas por MF e MI, respectivamente.

**Tabela 21. Coeficientes de ajuste das curvas características de fusíveis preferenciais.**

Fusível	Curva	$a_3$	$a_2$	$a_1$	$a_0$
6K	MF	-1,2062	6,9921	-15,3737	11,1651
	MI	-0,1157	1,5774	-6,5351	6,6743
10K	MF	-1,0016	6,3897	-15,4458	12,5881
	MI	-0,0770	1,3572	-6,4976	7,5560
15K	MF	-1,5299	10,7750	-27,0374	22,8911
	MI	-0,1726	2,2456	-9,4747	11,1927
25K	MF	-1,0559	8,1125	-22,6054	21,4408
	MI	-0,0437	1,1765	-6,9248	9,8703
40K	MF	-1,2879	10,6935	-31,3731	31,2418
	MI	-0,0920	1,6950	-9,0618	13,1583
60K	MF	-1,9785	17,4725	-53,0741	54,3609
	MI	-0,4420	5,1446	-20,5734	26,3434
100K	MF	-2,4204	23,0045	-74,4017	80,8091
	MI	-1,0198	10,9911	-40,5163	49,5416
140K	MF	-3,2987	33,5820	-115,4986	133,1411
	MI	-2,4905	26,8248	-97,5145	118,4726
200K	MF	-1,8334	20,6266	-79,2906	102,6407
	MI	-1,6082	19,0128	-76,3892	102,8092

## APÊNDICE C: MODELOS DE AVALIAÇÃO DOS INDICADORES

Os modelos utilizados para avaliação dos valores mínimos e máximos do indicador SAIFI são expressos por (96) e (97), respectivamente.

$$SAIFI_{MIN} = \sum_{i \in G} \lambda_i \sum_{j \in U_i} N_j \overline{x_j y_j} \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k \quad (96)$$

$$SAIFI_{MAX} = SAIFI_{MIN} + \Delta SAIFI_{\lambda\gamma}^{MAX} \quad (97)$$

A expressão (96) avalia o efeito das faltas de natureza permanente no indicador. Seu valor máximo dado por (97) agrega o efeito das faltas temporárias, considerando o uso do esquema seletivo em (74), isto é,  $x_{jk}^F = 1$  e  $x_{jk}^T = 1, \forall j, k$ . Para o indicador MAIFI tem-se:

$$MAIFI_{MIN} = \sum_{i \in G} \gamma_i \sum_{j \in U_i} N_j \overline{x_j} \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k \quad (98)$$

$$MAIFI_{MAX} = MAIFI_{MIN} + \Delta MAIFI_{\lambda\gamma}^{MAX} \quad (99)$$

Onde  $\Delta MAIFI_{\lambda\gamma}^{MAX}$  é determinado considerando o uso do esquema seletivo em (75), isto é,  $x_{jk}^F = 0$  e  $x_{jk}^T = 0, \forall j, k$ . O valor máximo do indicador SAIDI pode ser calculado a partir de  $\Delta SAIFI_{\lambda\gamma}^{MAX}$ , considerando que as interrupções sustentadas nas laterais do alimentador não possibilitam o restabelecimento da carga afetada. Logo,

$$SAIDI_{MAX} = SAIDI_{\lambda} + \Delta SAIFI_{\lambda\gamma}^{MAX} \cdot r, \quad (100)$$

onde  $r$  é o tempo médio de reparo (horas).

## APÊNDICE D: SOLUÇÕES DOS MODELOS MATEMÁTICOS PLIM E PLIMM

### SOLUÇÕES DO CENÁRIO 1 ( $P_{GD} = 0\%$ )

**Tabela 22. Ajustes dos religadores para  $P_{GD} = 0\%$ .**

Caso	Seção	$I^F$ (A)	$t^{DSIF}$ (s)	$t^{DSOF}$ (s)	$I^T$ (A)	$t^{DSIT}$ (s)	$t^{DSOT}$ (s)
CT60	1	324,5	1,7	0,0	188,7	1,9	2,5
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,7	1,0
CT80	1	324,5	2,0	0,0	188,7	2,2	2,1
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0
CT100	1	324,5	1,8	0,0	188,7	2,6	3,0
	20	228,9	1,3	0,0	155,2	1,6	2,0
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0

**Tabela 23. Soluções dos testes para  $P_{GD} = 0\%$ .**

Caso	Indicadores				Seções		
	SAIDI	SAIFI	MAIFI	RG	FUS		CM
CT60	5,98	3,00	6,93	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 31, 38, 45, 48, 52, 54, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (24)		20, 36, 43, 49, 50, 74 (6)
CT80	5,18	2,75	10,20	1,42	2, 4, 6, 13, 14, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (28)		20, 36, 43, 46, 49, 50, 63, 74 (8)
CT100	5,14	2,58	7,88	1,20, 42	2, 4, 6, 13, 14, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (28)		36, 43, 46, 49, 50, 74 (6)

### SOLUÇÕES DO CENÁRIO 2 ( $P_{GD} = 11,1\%$ )

**Tabela 24. Ajustes dos religadores para  $P_{GD} = 11,1\%$ .**

Caso	Seção	$I^F$ (A)	$t^{DSIF}$ (s)	$t^{DSOF}$ (s)	$I^T$ (A)	$t^{DSIT}$ (s)	$t^{DSOT}$ (s)
CT60	1	324,5	1,7	0,0	188,7	1,7	2,3
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,2
CT80	1	324,5	1,6	1,2	188,7	2,0	2,3
	42	151,6	0,5	0,0	112,3	0,5	1,2
CT100	1	324,5	2,0	0,0	188,7	1,6	2,1
	37	159,2	0,5	1,0	117,9	0,5	1,0

Tabela 25. Soluções dos testes para  $P_{GD} = 11,1\%$ .

Caso	Indicadores				Seções		
	SAIDI	SAIFI	MAIFI	RG	FUS	CM	
CT60	5,30	2,91	8,09	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 38, 45, 48, 51, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (25)	20, 36, 47, 50, 59, 75 (6)	
CT80	5,07	2,91	7,76	1,42	2, 4, 6, 13, 14, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 31, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (27)	20, 36, 44, 47, 49, 50, 59, 70, 75 (9)	
CT100	4,98	3,03	8,51	1,37	2, 4, 6, 13, 14, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 41, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76 (29)	20, 24, 36, 42, 43, 46, 49, 50, 61, 70, 74, 78 (12)	

SOLUÇÕES DO CENÁRIO 3 ( $P_{GD} = 23,8\%$ )Tabela 26. Ajustes dos religadores para  $P_{GD} = 23,8\%$ .

Caso	Seção	$I^F$ (A)	$t^{DSIF}$ (s)	$t^{DSOF}$ (s)	$I^T$ (A)	$t^{DSIT}$ (s)	$t^{DSOT}$ (s)
CT60	1	324,5	1,8	0,0	188,7	1,9	2,1
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0
CT80	1	324,5	1,8	0,0	188,7	1,9	2,2
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0
CT100	1	324,5	2,1	0,0	188,7	2,2	2,2
	42	151,6	0,5	1,0	112,3	0,5	1,0

Tabela 27. Soluções dos testes para  $P_{GD} = 23,8\%$ .

Caso	Indicadores				Seções		
	SAIDI	SAIFI	MAIFI	RG	FUS	CM	
CT60	5,49	3,13	5,97	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 38, 48, 51, 54, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (23)	20, 24, 36, 47, 50, 59, 75 (7)	
CT80	5,42	3,14	16,07	1,42	2, 4, 6, 13, 14, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 31, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (27)	20, 24, 36, 46, 49, 50, 59, 70, 75 (9)	
CT100	4,82	2,97	5,49	1,42	2, 4, 6, 13, 14, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 41, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76 (29)	12, 20, 24, 36, 44, 47, 49, 50, 59, 70, 74, 8(12)	

SOLUÇÕES DO CENÁRIO 4 ( $P_{GD} = 33,1\%$ )Tabela 28. Ajustes dos religadores para  $P_{GD} = 33,1\%$ .

Caso	Seção	$I^F$ (A)	$t^{DSIF}$ (s)	$t^{DSOF}$ (s)	$I^T$ (A)	$t^{DSIT}$ (s)	$t^{DSOT}$ (s)
CT60	1	324,5	1,8	0,0	188,7	1,9	2,3
	42	151,6	0,6	1,0	112,3	0,6	1,0
CT80	1	324,5	1,6	0,0	188,7	1,8	2,3
	42	151,6	0,6	1,0	112,3	0,6	1,0
CT100	1	324,5	2,2	0,0	188,7	2,1	2,3
	42	151,6	0,6	1,0	112,3	0,7	1,0

Tabela 29. Soluções dos testes para  $P_{GD} = 33,1\%$ .

Caso	Indicadores				Seções		
	SAIDI	SAIFI	MAIFI	RG	FUS	CM	
CT60	5,74	3,23	5,45	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 38, 48, 51, 54, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (23)	20, 24, 36, 47, 50, 59, 75 (7)	
CT80	5,10	3,05	5,39	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (27)	20, 24, 36, 46, 49, 50, 59, 70, 75 (9)	
CT100	4,91	3,03	5,39	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 41, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (28)	12, 20, 21, 24, 36, 43, 47, 49, 50, 59, 70, 74, 78 (13)	

SOLUÇÕES DO CENÁRIO 5 ( $P_{GD} = 45,8\%$ )Tabela 30. Ajustes dos religadores para  $P_{GD} = 45,8\%$ .

Caso	Seção	$I^F$ (A)	$t^{D51F}$ (s)	$t^{D50F}$ (s)	$I^T$ (A)	$t^{D51T}$ (s)	$t^{D50T}$ (s)
CT60	1	324,5	1,8	1,0	188,7	2,0	1,7
	42	151,6	0,6	0,0	112,3	0,7	0,0
CT80	1	324,5	2,1	0,0	188,7	2,0	2,1
	42	151,6	0,7	0,0	112,3	0,7	1,0
CT100	1	324,5	2,2	0,0	188,7	2,1	2,1
	42	151,6	0,7	0,0	112,3	0,8	1,0

Tabela 31. Soluções dos testes para  $P_{GD} = 45,8\%$ .

Caso	Indicadores				Seções		
	SAIDI	SAIFI	MAIFI	RG	FUS	CM	
CT60	5,87	3,28	5,07	1,42	2, 4, 6, 13, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 38, 45, 48, 52, 54, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (23)	20, 24, 36, 47, 50, 59, 75 (7)	
CT80	5,39	3,15	4,20	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 72, 76, 79 (27)	20, 24, 36, 46, 49, 50, 59, 70, 75 (9)	
CT100	5,11	3,10	4,79	1,42	2, 4, 6, 13, 16, 18, 22, 23, 25, 26, 27, 30, 35, 38, 45, 48, 51, 52, 55, 58, 60, 62, 64, 65, 69, 72, 76, 79 (28)	12, 20, 21, 24, 36, 43, 47, 49, 50, 59, 70, 74, 78 (13)	