

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA

**DESENVOLVIMENTO DE TÉCNICAS E MODELOS MATEMÁTICOS PARA
SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERADORES
DISTRIBUÍDOS**

CÉSAR AUGUSTO PEÑUELA MENESES
Engenharia Elétrica

Ilha Solteira
Estado de São Paulo – Brasil
Maio de 2012

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA

**DESENVOLVIMENTO DE TÉCNICAS E MODELOS MATEMÁTICOS PARA
SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERADORES
DISTRIBUÍDOS**

CÉSAR AUGUSTO PEÑUELA MENESES
Orientado

Prof. Dr. JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Orientador

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP, Campus de Ilha Solteira, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira
Estado de São Paulo – Brasil
Maio de 2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

P514d

Peñuela Meneses, César Augusto.

Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução de problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos / César Augusto Peñuela Meneses. – Ilha Solteira: [s.n.], 2012.

181 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2012

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

Inclui bibliografia

1. Confiabilidade (Engenharia). 2. Fluxo de potência ótimo. 3. Eletrônica de potência. 4. Geração distribuída. 5. Operação ilhada. 6. Proteção de redes de distribuição. 7. Energia elétrica – Distribuição. 8. Sistemas elétricos de distribuição.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Desenvolvimento de Técnicas e Modelos Matemáticos para Solução de Problema de Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos

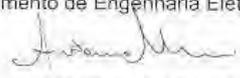
AUTOR: CÉSAR AUGUSTO PEÑUELA MENESES

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ANTONIO MARCOS COSSI
Departamento de Matemática / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. BENEMAR ALENCAR DE SOUZA
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Campina Grande - UFCP


Prof. Dr. WALMIR DE FREITAS FILHO
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

Data da realização: 25 de maio de 2012.

*A toda mi familia, y en especial a
mi padre, en su eterno descanso...*

AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente ao professor José Roberto Sanches Mantovani, pelo apoio e amizade ao longo destes anos. Obrigado por compartilhar os seus conhecimentos e confiar na minha capacidade para o desenvolvimento deste trabalho.

Obrigado à FAPESP, pelo suporte financeiro oferecido para o desenvolvimento deste projeto.

Igualmente, quero agradecer a todos os que de alguma maneira contribuíram para a realização deste trabalho, em especial aos professores do LAPSEE, que me apoiaram com conhecimentos, diretrizes, e ainda amizade durante esta importante fase da minha vida. Igualmente agradeço ao professor Ramón Alfonso Gallego e ao professor Mauricio Granada Echeverri, pelo apoio na fase inicial deste projeto, e por suas sinceras amizades.

À minha mãe, Marina Meneses, por seu infinito amor e suas palavras de fé nos momentos mais difíceis da minha vida. Ao meu pai, José W. Peñuela (in memoriam), obrigado por confiar em mim e por me ensinar o valor da honra, da responsabilidade e do trabalho bem feito. Aos meus irmãos, Henry William e Luz Adriana, por estarem sempre disponíveis e acreditarem na minha vitória.

À minha esposa, Paula Andrea, o amor da minha vida. Obrigado por me acompanhar sempre com amor incondicional, e por me ajudar a encarar os desafios que aparecem pelas trilhas das nossas vidas. Aos meus filhos, Daniel, Sebastian, e Natalia, que com seus sorrisos compensam as jornadas de trabalho, por longas e difíceis que sejam.

A todos os colegas do LAPSEE, obrigado pela amizade, hoje, e sempre.

RESUMO

Neste trabalho é proposto um modelo matemático para determinar o impacto da penetração de fontes de geração distribuída nos estudos de planejamento da expansão e de operação de sistemas elétricos de distribuição. A geração distribuída é usada para expandir a capacidade de fornecimento de energia da rede, melhorar a sua eficiência e ainda melhorar os índices de continuidade no fornecimento de energia elétrica aos usuários. O modelo proposto busca minimizar os custos na operação da rede, mantendo a regulação da tensão e obedecendo as restrições de capacidade de fluxo de corrente nos alimentadores e transformadores das subestações, e, por outro lado, maximizar os índices de confiabilidade do sistema. Os índices de confiabilidade da rede estão relacionados com o cálculo do custo da energia não fornecida devido à resposta do sistema de proteção na eliminação de faltas temporárias, assim como do isolamento de faltas permanentes. Neste cálculo é levado em consideração o tipo de cliente que é afetado pela operação normal do sistema de proteção, assim como o funcionamento próprio de cada dispositivo de proteção, sendo, no caso, considerada a instalação de elos-fusíveis, religadores e relés de sobrecorrente. Adicionalmente, considera-se a possibilidade da operação ilhada das fontes de geração distribuída a partir da instalação adequada de relés de sobrecorrente com característica direcional e capacidade de religamento sincronizado. Isto, com vistas à criação de um sistema restaurativo que minimize o custo da energia não fornecida aos usuários conectados à zona ilhada. Para mostrar as vantagens do modelo matemático e da técnica de solução propostos são apresentados e discutidos os resultados obtidos de simulações em um alimentador real de 135 barras.

Palavras chave: Confiabilidade. Fluxo de potência ótimo. Geração distribuída. Operação ilhada. Proteção de redes de distribuição. Sistemas elétricos de distribuição.

ABSTRACT

This work proposes a mathematical model to analyze the impact of installing distributed generation sources in expansion planning studies and electrical operation of distribution systems. The main focus is to determine the trade-off between the reliability and operational costs of distribution networks when the operation of isolated areas is allowed. The model searches to minimize the network costs by mean of optimal settings of the active power delivered from the power sources connected to the grid. Meanwhile the voltage regulation and the overload condition at the substation transformer and the grid lines are guaranteed. Simultaneously, the type and location of the protective devices initially installed on the protection system are reconfigured in order to minimize the interruption cost, as well as the expenditure for adjusting the protection system to the conditions imposed by the operation of dispersed units. In addition, in order to increase the system reliability, the model attempts to minimize the cost of the energy not supplied to customers due to normal tripping of the protection system in the elimination of temporary faults, as well as the isolation of permanent faults. This calculation takes into account the type of customer being affected by such normal tripping. The isolated operation of dispersed generation is allowed by installing directional overcurrent relays with synchronized reclose capability. The results for a 135-bus real-life power system are presented in order to evidence the advantage of the proposed model.

Keywords: System reliability. Optimal power flow. Distributed generation. Islanding operation. Protection systems. Distribution power systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Alimentador de distribuição com possibilidade de ilhamento.	20
Figura 2 - Circuito Equivalente para a máquina síncrona.	30
Figura 3 - Modelo de sequência positiva para a máquina assíncrona.	31
Figura 4 - Modelo de sequência negativa para a máquina assíncrona.	32
Figura 5 - Retificador/Inversor trifásico controlado por tiristor.	34
Figura 6 - Determinação dos pontos de quebra.	35
Figura 7 - Modelo matemático simplificado para o GD.	36
Figura 8 - Diagrama de blocos para o algoritmo proposto de fluxo de carga.	42
Figura 9 - Fluxograma proposto para o cálculo das correntes nos pontos de quebra.	43
Figura 10 - Impedância de contato de curto-circuito.	44
Figura 11 - Ponto de quebra para o cálculo da corrente de curto-circuito.	45
Figura 12 - Diagrama de blocos para análise de curto-circuito.	47
Figura 13 - Diagrama de blocos para análise probabilística de fluxo de carga ou de curto-circuito.	50
Figura 14 - Falta à jusante das fontes de geração distribuída.	52
Figura 15 - Esquema para atuação de um elemento de respaldo Não Direcional.	53
Figura 16 - Esquema de retaguarda de um elemento não direcional, e um elemento direcional.	53
Figura 17 - Atuação simultânea de dispositivos de proteção.	55
Figura 18 - Diagrama de blocos da ferramenta implementada para seleção e coordenação dos dispositivos de proteção.	56
Figura 19 - Modelo matemático multiobjetivo para Alocação de GDs e dispositivos de proteção.	58
Figura 20 - Modelo matemático multiobjetivo probabilístico para alocação de GDs e dispositivos de proteção.	60

Figura 21 - Curva de duração de demanda no início do período.....	61
Figura 22 - Exemplo de Sistema de distribuição ordenado considerando GD.....	66
Figura 23 - Representação matricial da variável Y_{ij} para o sistema da Figura 22.	66
Figura 24 - Vizinhança para o algoritmo BT.....	80
Figura 25 - Processo de otimização do algoritmo BTM.	83
Figura 26 - Codificação da potência fornecida por um GD.	83
Figura 27 - Diagrama de blocos para metodologia proposta.....	84
Figura 28 - Codificação de uma alternativa de solução.	86
Figura 29 - Classificação de seções no sistema IEEE 13 barras.	87
Figura 30 - Critério de vizinhança variável.	90
Figura 31 - Curva de duração de demanda para o primeiro ano de operação.	93
Figura 32 - Valor de tensão máximo, V_{max} , e mínimo, V_{min} , durante o período de estudo.	93
Figura 33 - Conjunto de soluções não dominadas para o problema de otimização sem GDs.	96
Figura 34 - Configuração do Sistema de proteção inicial para o sistema teste.	97
Figura 35 - Curva de coordenação inicial para o relé instalado na linha 91.	98
Figura 36 - Conjunto de soluções não dominadas considerando dois dispositivos em série.	100
Figura 37 - Configuração do sistema de proteção para a formação de duas zonas ilhadas. ..	101
Figura 38 - Coordenação para os elementos associados com o relé de sobrecorrente na linha 78.....	102
Figura 39 - Comparação entre conjuntos de solução não dominados com diferente restrição no número de dispositivos em série.....	102
Figura 40 - Configuração do sistema de proteção para a formação de 3 zonas de operação ilha.....	103
Figura 41 - Comparação entre o valor da demanda e a geração de potencia na zona ilha.....	104

Figura 42 - Tensão de fase nas barras das zonas de operação ilhada durante o período de ponta do último ano de operação.	104
Figura 43 - Valores limites da tensão experimentados pelo sistema com, e sem GDs.	105
Figura 44 – Elemento associados à coordenação do religador (ID 12).	106
Figura 45 - Curvas de operação para os dispositivos de proteção da Figura 44.	106
Figura 46 - Alternativas adotadas para tornar viável a operação da alternativa de solução ilustrada na Figura 40.	107
Figura 47 - Decremento da otimalidade da alternativa de solução original.	108
Figura 48 - Frentes dominantes para o modelo probabilístico.	109
Figura 49 - Diagrama simplificado de um sistema de geração térmico.	120
Figura 50 - Diagrama simplificado de geração usando combustão interna.	121
Figura 51 - Diagrama simples de cogeração de ciclo combinado.	122
Figura 52 - Esquema básico para a geração fotovoltaica.	123
Figura 53 - Característica I-V para células fotovoltaicas.	124
Figura 54 - Avanços tecnológicos na capacidade de produção das turbinas eólicas.	124
Figura 55 - Porcentagem de potência elétrica gerada pelo vento.	125
Figura 56 - Principais modos de conexão para turbinas eólicas.	127
Figura 57 - Diagrama de blocos para análise de curto-circuito.	129
Figura 58 - Circuito Equivalente para a máquina síncrona.	130
Figura 59 - Circuito equivalente monofásico da operação da máquina síncrona.	133
Figura 60 - Variação no valor da reatância síncrona.	134
Figura 61 - Circuito equivalente monofásico para a máquina de indução.	136
Figura 62 - Característica potência vs. Velocidade da máquina de indução.	137
Figura 63 - Curva de carga típica para a máquina de indução.	138
Figura 64 - Sistema de Distribuição levemente malhado.	140
Figura 65 - Sistema equivalente radial reordenado.	141
Figura 66 - Teorema da compensação.	144

Figura 67 - Formação da matriz de sensibilidade.	145
Figura 68 - Fluxograma para fluxo de carga levemente malhado.	147
Figura 69 - Elementos da matriz de sensibilidade considerando uma falta.	150
Figura 70 - Comportamento típica das correntes de curto-circuito.	153
Figura 71 - Sistema modificado IEEE 37 barras.	158
Figura 72 - Resultado do fluxo de carga probabilístico.	159
Figura 73 - Características de operação tempo/corrente.	166
Figura 74 - Margem de segurança para seletividade.	166
Figura 75 - Coordenação entre elos-fusíveis.	168
Figura 76 - Coordenação entre as curvas do relé e o religador.	170
Figura 77 - Esquema de controle para o GD.	174
Figura 78 - Esquema de proteção considerando ilhamento.	175
Figura 79 - Custo de interrupção por tipo de consumidor.	181

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação de custo/Capacidade instalada em novos tipos de geração.	17
Tabela 2 - Codificação para os elementos de Proteção.....	63
Tabela 3 - Capacidade de interrupção e custos associados ao elemento de proteção tipo d.	67
Tabela 4 - Exemplo de codificação da alternativa de solução.....	87
Tabela 5 - Custo fixo de instalação (ou desinstalação) e custos anualizados de manutenção.....	95
Tabela 6 - Custo de aquisição dos dispositivos de proteção de acordo com a corrente de operação contínua.	95
Tabela 7 - Ajustes dos relés de sobrecorrente para o sistema de proteção Inicial.	97
Tabela 8 - Configuração inicial para elos-fusíveis selecionados.....	98
Tabela 9 - Projetos de Geração Distribuída.....	99
Tabela 10 - Projetos de GDa para análise probabilística.	109
Tabela 11 - Valores típicos em pu de reatâncias para máquinas síncronas.....	135
Tabela 12 - Correntes assimétricas (kA) de curto-circuito monofásico na fase A da barra 680 IEEE13 barras.	152
Tabela 13 - Dados para o Gerador Distribuído.....	158
Tabela 14 - Valores padronizados para obtenção das curvas de tempo inverso.	167

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	19
1.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
1.3.1	Definição e Modelagem Matemática da Geração Distribuída	21
1.3.2	Análises de Sistemas de Distribuição com GDs	22
1.3.3	Alocação de Dispositivos de Controle e Proteção com GDa.....	24
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	27
2	FERRAMENTAS PARA ANÁLISES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	29
2.1	INTRODUÇÃO.....	29
2.2	MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA ANÁLISE DO GD	29
2.2.1	Máquina síncrona	30
2.2.2	Maquina Assíncrona.....	31
2.2.3	Fontes com tecnologia de eletrônica de potência	33
2.3	FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	35
2.3.1	Cálculo das correntes nas linhas.	36
2.3.2	Atualização dos níveis de tensão.	37
2.3.3	Recalcular as correntes nos pontos de quebra.....	38
2.3.4	Cálculo da tensão de referência para os GDs	39
2.3.5	Diagrama de blocos do algoritmo	41
2.4	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	42

2.5	FLUXO DE CARGA PROBABILÍSTICO.....	47
2.6	PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	51
2.6.1	Esquema de proteção proposto para operação ilhada	51
2.6.2	Algoritmo de seleção e coordenação de dispositivos de proteção.....	55
3	MODELO MATEMÁTICO PARA ALOCAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	58
3.1	INTRODUÇÃO.....	58
3.2	FUNÇÃO OBJETIVO	60
3.2.1	Custo da operação	60
3.2.2	Custos da Interrupção	63
3.2.3	Custos dos equipamentos de proteção	70
3.2.4	Custo por níveis de tensão precários (modelo probabilístico).....	71
3.3	RESTRICÇÕES DO PROBLEMA.....	72
3.3.1	Nível de tensão (modelo determinístico)	73
3.3.2	Balanco de potência	73
3.3.3	Limite térmico	73
3.3.4	Operação da GDa	74
3.3.5	Alocação de dispositivos de proteção	77
4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	79
4.1	INTRODUÇÃO.....	79
4.2	BUSCA TABU MULTI OBJETIVO.....	81
4.3	METODOLOGIA PROPOSTA.....	83
4.4	CODIFICAÇÃO DE SOLUÇÃO	85
4.5	HEURÍSTICAS PARA CLASSIFICAÇÃO DAS SEÇÕES DA REDE (C1 A C4).....	88

4.5.1	Heurística Para Classificação das Categorias C1 a C3	88
4.5.2	Heurística para classificação da categoria C4	88
4.6	GERAÇÃO DE SOLUÇÃO INICIAL	89
4.7	CRITÉRIO DE VIZINHANÇA	90
5	TESTES E RESULTADOS.....	92
5.1	INTRODUÇÃO.....	92
5.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE	92
5.3	CONFIGURAÇÃO INICIAL DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	94
5.4	ANÁLISE DETERMINÍSTICA NA PENETRAÇÃO DE FONTES DE GDA	99
5.5	ANÁLISE PROBABILÍSTICA NA PENETRAÇÃO DE FONTES DE GDA	108
6	CONCLUSÕES	110
	REFERÊNCIAS.....	113
	APÊNDICE A. CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DAS FONTES DE GDA	120
A.1.	CENTRAIS TERMELÉTRICAS	120
A.1.	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	123
A.2.	USINAS EÓLICAS	124
	APÊNDICE B. MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	129
B.1.	MÁQUINAS SÍNCRONAS	129
B.2.	CURTO-CIRCUITO NA MÁQUINA SÍNCRONA.....	134
B.3.	MÁQUINAS DE INDUÇÃO	135

APÊNCICE C. FLUXO DE CARGA LEVEMENTE MALHADO.....	139
C.1. ALGORITMO PARA FLUXO DE CARGA LEVEMENTE MALHADO.....	140
C.1.1. Renumeração e seleção dos “pontos de quebra”.....	140
C.1.2. Cálculo das correntes nas linhas.	142
C.1.3. Atualização dos níveis de tensão.	143
C.1.4. Critério de convergência.	143
C.1.5. Recalcular as correntes nos pontos de quebra.	143
C.2. DIAGRAMA DE BLOCOS DO ALGORITMO.....	146
APÊNCICE D. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO ATRAVÉS DO MÉTODO DE COMPENSAÇÃO.....	149
D.1. VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.....	152
D.2. CALCULO DA COMPONENTE ASSIMÉTRICA DA CORRENTE DE CURTO- CIRCUITO	152
APÊNCICE E. MODELO MATEMÁTICO PARA O ALGORITMO PROBABILÍSTICO.....	155
APÊNCICE F. CONCEITOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	160
F.1. REQUISITOS BÁSICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	160
F.2. ZONA DE PROTEÇÃO	161
F.3. PROTEÇÃO DIRECIONAL	161
F.4. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	161
F.4.1. Elos-Fusíveis	162
F.4.2. Religadores	163
F.4.3. Seccionalizador	164

F.4.4. Relés de Sobrecorrentes	164
F.5. CRITÉRIOS PARA COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS SEM GDs.....	168
F.5.1. Coordenação Entre elos- fusíveis	168
F.5.2. Coordenação relé – elo fusível	169
F.5.3. Coordenação religador – fusível	169
F.5.4. Coordenação relé – religador.....	169
F.6. PROTEÇÃO CONTRA ILHAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	170
F.6.1. Técnicas Passivas para operação ilhada	171
F.6.2. Técnicas Ativas Para Operação Ilhada	172
F.7. ESQUEMAS DE OPERAÇÃO COM ILHAMENTO	173
APÊNDICE G. REVISÃO DE CONCEITOS DE CONFIABILIDADE	176
G.1. ÍNDICES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS	176
G.2. ÍNDICES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO	177
G.2.1. Índices Baseados em Clientes	177
G.2.2. Índices Baseados em Potência	178
G.2.3. Índices Baseados em Energia	179
G.3. ÍNDICE DE FALTAS	179
G.4. CUSTOS DE INTERRUPÇÃO.....	180

1 INTRODUÇÃO

A importância da geração distribuída no atendimento das necessidades energéticas entrou em destaque na década de 90 quando vários países do mundo, incluindo Brasil, optaram por um regime de competição e desregulamentação do mercado elétrico, incentivando os investimentos em tecnologias ecologicamente sustentáveis que possam ser aproveitadas dentro do novo marco regulatório. Atualmente, existem muitos esforços para o desenvolvimento de tecnologias que minimizem o impacto ambiental negativo das usinas hidrelétricas e termoelétricas de grande porte. Estas tecnologias visam a redução do uso de carvão mineral e derivados usuais do petróleo, implementando uma maior penetração do gás natural (ambientalmente mais limpo do que os outros combustíveis fósseis), desenvolvimento de centrais nucleares mais seguras e com redução dos problemas de resíduos, e incentivando o uso de fontes primárias renováveis tais como hidrelétricas de pequena escala, solares, eólicas, biomassa, células de combustível, entre outras. Isto permite que o custo de implementação das novas tecnologias utilizadas em unidades geradoras de pequeno porte seja mais baixo, fazendo com que o uso deste tipo de geração passe a ser considerado viável.

Tabela 1 - Comparação de custo/Capacidade instalada em novos tipos de geração.

Tipo de Fonte	Custo (US\$k)	Fator de Capacidade (%)	Benefício Ambiental
Nuclear	4500-7500	90	Não
Fotovoltaico	3000-6000	20-30	Sim
Solar	2500-4000	20-30	Sim
Vento	1700-2300	30-40	Sim
Geotérmica	1300-2000	80	Sim
Gás Natural	1000-2000	90	Não
Carvão	700-1700	90	Não

Fonte: Ipakchi e Albuyeh (2009).

Nas duas décadas passadas, a tecnologia para extrair energia eólica teve um maior desenvolvimento quando comparada com outras fontes renováveis, atingindo margens de operação de até 6 MW com um custo de capacidade instalada inferior a US\$2 milhões por MW. Por outro lado, o avanço em tecnologia solar, cuja implementação era desestimulada pelo alto custo, deve permitir a curto prazo a criação de pequenas centrais baseadas em

painéis solares a um custo menor que US\$1 por Watt. Na Tabela 1, mostra-se a comparação dos custos atuais de investimento em geradores com diferentes tipos de fonte primária.

Desta forma, neste trabalho, apresenta-se a formulação de um modelo matemático para avaliar o impacto da geração distribuída (GDa) no planejamento da expansão e na análise da confiabilidade dos sistemas de distribuição. Neste caso, a penetração dos geradores distribuídos (GDs) é usada como mecanismo para incrementar a capacidade de operação do sistema, com o intuito de adiar investimentos na rede inicial, e, mesmo assim, acompanhar o crescimento continuado pela energia elétrica, de forma segura, e apresentando índices adequados de qualidade, durante um horizonte de planejamento de médio prazo. Normalmente, a alocação de geradores distribuídos altera o projeto do sistema de proteção da rede. Portanto, são analisados e determinados os impactos da GDa no sistema de proteção, identificando os elementos que devem ser retirados, substituídos, ou ainda adicionados à rede, com vistas a encontrar o menor custo associado à confiabilidade do sistema, e ainda acompanhar a operação segura da rede com fontes de GDs. Adicionalmente, apresenta-se a análise das possibilidades da operação ilhada de fontes de GDa como fatores de redução do tempo de interrupção experimentado por usuários alocados dentro da zona ilhada, sendo que os critérios de segurança da microrede e do funcionamento próprio do gerador devem ser garantidos, tanto para o estado normal, quanto durante o estado restaurativo. Na prática este tipo de procedimento operativo ainda não é adotado pelas empresas, mas para fins de estudos e pesquisa considera-se, que com os avanços tecnológicos, existam equipamentos de controle e comunicação necessários para garantir a estabilidade transitória da rede isolada, tanto para o período pós-falta, quanto para o religamento sincronizado com a rede de distribuição. Como resultado deste trabalho construiu-se um conjunto de ferramentas para a análise da operação das redes elétricas de distribuição. Essas ferramentas consideram os parâmetros operativos dos GDs, assim como as principais características de funcionamento das redes de distribuição.

Devido à complexidade do modelo matemático formulado, contempla-se a divisão da metodologia de solução em duas fases. A primeira fase da metodologia gera um conjunto de soluções dominantes com os melhores compromissos entre o custo de operação da rede e o custo da interrupção. Nesta fase, os modelos matemáticos de planejamento e operação da rede de distribuição, com, e sem a presença da GDa, são resolvidos através de uma metodologia desenvolvida em base a algoritmos metaheurísticos multiobjetivos. Na segunda fase, cada alternativa de solução do conjunto dominante deve ser analisada usando os critérios de seleção e coordenação dos dispositivos de proteção, para assim determinar as alternativas

factíveis de serem implementadas. A metodologia proposta foi testada através de um sistema de distribuição real de 135 barras. Os resultados obtidos são detalhadamente apresentados e discutidos sob diferentes condições de testes.

Em seguida, neste capítulo, apresentam-se os impactos da geração distribuída nas redes de distribuição, uma revisão bibliográfica abordando este tema, e a estrutura da tese.

1.1 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída impacta diretamente no sistema de distribuição local, e pode levar à redução dos custos totais de investimento na ampliação da geração firme, e nos custos de operação das redes de distribuição e transmissão. Além disso, ela pode atuar visando aumentar a confiabilidade e a qualidade do suprimento de energia, atender a demanda de ponta, funcionar como reserva operativa ou atender áreas remotas com baixa densidade de cargas.

Atualmente, a geração distribuída visa produzir apenas potência ativa. Outras características tais como a regulação da tensão, o aumento da confiabilidade e a possibilidade de gerar serviços ancilares, não são intensivamente empregadas nas redes de distribuição, reduzindo-se apenas a alguns sistemas isolados. Como exemplo, tem-se a empresa *Électricité de France*, que para atender a sua área de serviço possui 610 MW despacháveis de geração diesel com capacidade de oferecer geração de reserva para o mercado externo (JENKINS et al., 2000).

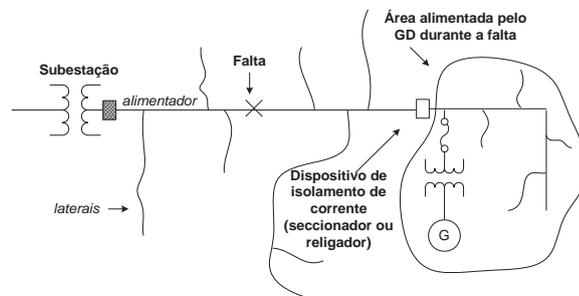
Dentre as alternativas de aplicação para geração distribuída destaca-se a opção de usar o gerador distribuído (GD) como sendo uma fonte de geração de retaguarda (*Backup*) no caso da ocorrência de blecautes em sistemas radiais ou fracamente malhados. Esta característica da geração distribuída deve permitir a operação ilhada das cargas alocadas fora da seção sob falta, melhorando os índices de qualidade na prestação do serviço. Assim, considerando a tendência atual de implementar mercados competitivos no setor elétrico de distribuição, a operação ilhada da GDa pode ser decisiva para a entrada e permanência dos usuários de uma determinada concessionária, uma vez que oferecer serviços com altos índices de qualidade estimula a imigração de clientes, que dependem da qualidade do serviço para explorar as suas atividades econômicas, a procurarem empresas que garantam a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Por outro lado, para que ocorra a operação ilhada dos GDs é necessário um elevado desenvolvimento tecnológico que permita resolver os problemas técnicos derivados da

instalação dos mesmos, como, por exemplo, o incremento na corrente de curto-circuito, ultrapassar o limite térmico dos condutores do circuito, a perda de seletividade ou da coordenação dos dispositivos de proteção, problemas para identificar operação isolada, entre outros (BRAHMA; ADLY, 2004).

Na Figura 1 ilustra-se um caso em que, após a ocorrência de uma falta à montante do GD, é factível manter ainda energizada uma porção das cargas da rede elétrica através da operação ilhada da fonte de GDa. Para que isto seja possível, o dispositivo de isolamento à montante do gerador deve operar mais rápido do que a proteção do GD. Adicionalmente, o GD operando na zona ilhada deve ser capaz do controle ativo tanto da frequência, quanto da potência ativa e reativa despachadas, visando garantir os níveis adequados de tensão e frequência para todas as cargas ilhadas. Além disso, para uma reconexão bem sucedida entre a rede isolada e o sistema de distribuição, o operador do sistema deve manter comunicação permanentemente com a zona isolada com vistas a conhecer e controlar, em tempo real, o estado de operação da microrede, para assim determinar o momento apropriado para efetuar o religamento do dispositivo de isolamento (CALDON; ANDREA; TURRI, 2008).

Figura 1 - Alimentador de distribuição com possibilidade de ilhamento.



Fonte: Silva, Pereira e Mantovani (2004).

1.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Durante muitos anos, o tipo de usina comumente encontrado em alguns sistemas de distribuição era basicamente termelétrica, em grande parte, motivado pelo custo relativamente baixo do combustível, ou por pertencerem aos grupos co-geradores. Atualmente, em busca de melhorar o impacto ambiental, tem-se aumentado o interesse mundial por desenvolver mecanismos com capacidade de aproveitar fontes de energia primária sustentável para a

produção de energia elétrica, o que faz com que continuamente apareçam propostas para geração de energia elétrica baseadas em todo tipo de recurso. O vento, o sol, as ondas do mar, e a transformação química, são alguns dos exemplos que vêm sendo aplicados, atualmente, com grande êxito. Muitas destas tecnologias ainda se encontram em fase de pesquisa, enquanto que outras representam um alto custo para serem consideradas viáveis para aplicação em projetos no nível de distribuição. Os avanços nessa área garantem, em curto prazo, uma alta penetração de usinas com diferentes tipos de tecnologias e diferentes impactos sobre a operação do sistema distribuição, e daí a necessidade de se antecipar a esses eventos visando desenvolver ferramentas computacionais para análise e planejamento da operação e expansão de todo o sistema. No Apêndice A, apresentam-se as características de maior destaque nos elementos que fazem parte do GD, onde a descrição proposta é focada em apresentar um resumo das características funcionais de cada tipo de geração e como a sua operação afeta o estado do sistema de distribuição.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

1.3.1 Definição e Modelagem Matemática da Geração Distribuída

A penetração da GD nos sistemas de distribuição é um fato que existe há várias décadas, mais sua relevância só entrou em destaque a partir da década de 90. No início, a literatura especializada apresentava diversas definições para a geração distribuída, provocando inclusive, confusões com a geração centralizada. Comitês especializados, como o CIREN *Working Group* (JENKINS, 1999), foram formados para criar o padrão dos aspectos técnicos e econômicos que definem a GDa. Nessa tarefa, também são relevantes as contribuições dadas por Ackermann et al. (2001) e Pepermans et al. (2005).

Basicamente, e sem importar o tipo da energia primária captada, os elementos diretamente acoplados ao sistema de distribuição são os geradores elétricos. Eles podem ser máquinas síncronas, máquinas de indução, ou interfaces que utilizam tecnologia de eletrônica de potência VSC (*Voltage Source Controller*). O funcionamento destes elementos é determinante para a formulação do modelo matemático de fluxo de potência. Estudos sobre o comportamento das interfaces eletrônicas têm sido desenvolvidos por Kosterev (1997) e Ramirez et al. (2008).

Por outro lado, as máquinas convencionais são tratadas por Gatta et al. (2003) e Moghadda-Tafreshi e Mashhour (2009). Informações detalhadas do funcionamento dos diferentes tipos de geradores utilizados, tanto nos sistemas de distribuição quanto no sistema de transmissão, podem ser encontradas em Anderson (1998), Jenkins et al. (2000), Naka, Genji e Fukuyama (2001). Igualmente, e focado na aplicação destas tecnologias no Brasil, pode-se encontrar estas informações em Lora e Haddad (2006).

Inicialmente, e devido à penetração relativamente pequena da geração distribuída nas redes de distribuição, durante os primeiros anos da década de 90, o modelo do gerador aparece frequentemente simplificado na forma de uma carga negativa de impedância constante. Anos depois, a relevância do gerador e seus impactos sobre a rede de distribuição passam a ter destaque. Desta forma Shirmohammadi e Cheng (1995), baseado na técnica da compensação, adicionam ao algoritmo de fluxo de carga um modelo simplificado do gerador, que se comporta como um conjunto balanceado de fontes de corrente. Esse algoritmo tem sido aplicado por muitos autores, com poucas alterações, mesmo para sistemas desbalanceados, neste caso, desprezando os efeitos das componentes de sequência negativa e sequência zero sobre o comportamento do gerador.

Determinar o modelo matemático em componentes de fase a partir das impedâncias de sequência é uma técnica encontrada frequentemente na literatura, mostrando resultados satisfatórios quando aplicados na solução de sistemas elétricos em regime permanente. Kamh e Iravani (2010), apresentam um fluxo de carga para redes de distribuição desbalanceadas com penetração de GDs, aplicando a filosofia da separação em redes de sequência.

1.3.2 Análises de Sistemas de Distribuição com GDs

Para avaliar o estado operativo de um sistema elétrico é preciso simular a rede através de um estudo de fluxo de carga. Tradicionalmente o método Gauss-Seidel, (CHEN et al., 1990) e o método de Newton-Raphson (ABDEL-AKHER; MOHAMED; ABDUL, 2005) são as ferramentas tradicionalmente usadas para estudos em sistemas de transmissão. As características operativas das redes de distribuição podem fazer com que o método de Newton-Raphson se torne lento ou ainda divergente. Desta forma é adequada a aplicação de algoritmos baseadas em varreduras iterativas de ramo, como os métodos propostos por Shirmohammadi et al. (1988), Cespedes (1990) e Luo e Semlyen (1990), os quais mostraram

ser eficientes e robustos quando aplicados em modelos monofásicos das redes de distribuição radiais equilibradas.

Nas análises efetuadas através de estudos de fluxo de carga nas redes de distribuição reais é necessário levar em consideração que, em geral, o comportamento operativo das redes é desbalanceado, por causa da instalação de cargas desbalanceadas e ainda pela conexão de ramais monofásicos e bifásicos. O método proposto por Shirmohammadi e Cheng (1995) foi desenvolvido para incluir essa característica, e ainda, garantir a robustez, eficiência computacional e facilidade para inserir novos modelos dos elementos associados com o sistema elétrico. Nesta técnica se aproveita a configuração radial, típica dos sistemas de distribuição, para resolver um conjunto de equações de forma ordenada e eficiente. A metodologia da compensação proposta por Tinney (1971) pode ser aplicada juntamente com o algoritmo de fluxo de carga radial para obter um algoritmo de fluxo de carga para ser implementado na solução de sistemas de distribuição levemente malhados.

Nos estudos de curto-circuito, tradicionalmente tem sido aplicado o método das componentes simétricas (SELVAN; SWARUP, 2008), basicamente por ser eficiente e fácil de programar. Porém, inconvenientes aparecem ao aplicar o método das componentes simétricas nos sistemas de distribuição já que os acoplamentos entre as fases, em geral, não são iguais. Assim, tentar transformar o conjunto de impedâncias de linha da representação por fase para o sistema de sequências gera acoplamentos entre as redes de sequência que impedem o desacoplamento em redes de sequências positiva, negativa e zero, criando-se, portanto, um sistema tão complexo quanto o original.

Devido este aspecto, as últimas pesquisas para cálculo de curto-circuito em sistemas de distribuição são direcionadas à análise usando a representação por fase, aplicando os métodos baseados na Y_{bus} (CHEN et al., 1992) ou na Z_{bus} (BERMAN; XU, 1998). Recentemente, a metodologia da compensação tem atraído especial interesse, logo depois que Zhang et al. (1995) apresentaram as vantagens computacionais e simplicidade desta técnica. GDs também podem ser analisados usando a representação por fase.

1.3.3 Alocação de Dispositivos de Controle e Proteção com GDa

Soudi e Tomsovic (1998) apresentam um dos trabalhos pioneiros na análise da confiabilidade como sendo um problema de otimização, propondo um modelo matemático não linear que minimiza a energia não fornecida e sendo resolvido através de uma técnica de programação binária.

Para resolver o modelo matemático proposto neste trabalho, é necessário aplicar técnicas de otimização metaheurística com ênfase multiobjetivo, sendo o algoritmo genético o mais utilizado devido sua grande eficiência e facilidade para se adaptar a diversos tipos de problemas. Deb (2001) mostra diversas propostas de algoritmos genéticos que utilizam o conceito de fronteira de Pareto, como, por exemplo, SPEA – *Strength Pareto Evolutionary Algorithm*, NPGA – *Niched-Pareto Genetic Algorithm*, NSGA–*Non-dominated sorting Genetic Algorithm*, NSGA-II – *Elitist Non-dominated sorting Genetic Algorithm*, MOGA – *Multiple Objective Genetic Algorithm*. Além do algoritmo genético, a Busca Tabu é outra metaheurística que surge como fonte de estudos e aplicação aos problemas de otimização multiobjetivo, apresentando diversas propostas de implementação, como, por exemplo, Hansen (1997), Baykasoglu, Owen e Gindy (1999), e Arroyo (2002).

Em mercados competitivos a qualidade do serviço aparece com destaque como fator de decisão para a entrada e permanência dos usuários de uma determinada concessionária. Portanto, é necessário o desenvolvimento de estudos para encontrar o ponto de equilíbrio que apresente o melhor compromisso entre o benefício para melhorar os índices de qualidade com os custos de investimentos necessários para alcançá-los. As técnicas comumente empregadas pelas concessionárias para estudos de confiabilidade em redes de distribuição é tema de estudo de Chowdhury e Koval (2004), onde, adicionalmente, é introduzindo o conceito do custo da interrupção baseado no tipo de consumidor, sendo este usado como alternativa para o fornecimento de dados para o planejamento de redes aéreas de distribuição.

Brahma e Adly (2004) propõem um sistema de proteção relativamente independente com uma estratégia que divide o sistema de distribuição em zonas com possibilidade de operação ilhada. No ponto de conexão de cada zona com o alimentador do sistema de distribuição, ou entre zonas, é alocado um dispositivo de interrupção ainda capaz de fazer medições e transferência de dados em tempo real via GPS.

Chaitusaney e Yokoyama (2005) propõem um fluxo de potência ótimo para se determinar a máxima capacidade de geração que pode ser alocada no sistema de distribuição, acrescentando restrições para considerar a coordenação entre dispositivos de proteção. A técnica reaproveita ao máximo o sistema de proteção inicial, mas desconsidera os impactos no aumento da intensidade das correntes e duração das faltas, assim como a verdadeira viabilidade da operação ilhada no sistema de proteção.

Popovic et al. (2005) usam um algoritmo genético para alocar religadores e geradores distribuídos em sistemas elétricos de distribuição. A capacidade do gerador distribuído é também determinada pela estratégia de solução.

Chen et al. (2006) mostra que os custos de interrupção devido à incidência de faltas permanentes, são minimizados através de um algoritmo genético. O modelo matemático contempla a geração de uma sequência de restauração do sistema através da alocação adequada de dispositivos de proteção e controle, de modo que o maior número de zonas fora da seção em falta possa ser restabelecido no menor tempo possível, procurando em todo caso o menor investimento necessário na compra dos equipamentos.

Zeineldin, El-Saadany e Salama (2006) propõem uma metodologia para coordenação de dispositivos de sobrecorrentes na operação de redes de distribuição com presença de geração distribuída. O problema é formulado como um problema de otimização não linear inteiro e misto que busca minimizar o tempo de operação dos dispositivos de proteção, mas restrito à coordenação seletiva dos mesmos durante a operação normal e no estado restaurativo. O problema é resolvido usando a metaheurística PSO (*Particle Swarm Optimization*).

Birla, Maheshwari e Gupta (2007) abordam o problema da má coordenação e da perda de seletividade entre relés de sobrecorrente nos sistemas de proteção das redes elétricas de transmissão e distribuição. A metodologia proposta é modelada matematicamente através de um problema de otimização não linear. O modelo é resolvido dividindo o problema em duas fases. Na primeira fase o problema é relaxado e são identificados os problemas de coordenação. Na segunda fase são impostas restrições adicionais que permitem a coordenação adequada de todos os equipamentos.

Jayaweera et al. (2007) propõe uma metodologia baseada em dispositivos de proteção que permitem a operação de abertura e religamento de uma determinada seção, além de monitorar em tempo real o fluxo de potência. A informação coletada em todos os equipamentos é

enviada para um centro de controle que avalia o estado restaurativo mais promissor no caso de acontecer uma falta.

Campitelli (2007) usa uma técnica baseada em algoritmos evolutivos para resolver o problema da alocação e coordenação de dispositivos de proteção considerando GD. A função objetivo considera a minimização dos custos de interrupção e dos custos fixos derivados da compra, instalação e manutenção dos equipamentos de controle e proteção. Para o cálculo das correntes de curto-circuito se emprega a técnica das componentes simétricas. No entanto, para o GD é suposto um modelo de potência negativa constante. A operação ilhada é levada em consideração por meio de uma estratégia de reconfiguração da rede que permite minimizar os custos da energia não suprida após a incidência de faltas permanentes. Igualmente, Silva, Pereira, e Mantovani (2004) mostram os algoritmos genéticos como técnica de solução. Neste caso desconsidera-se a operação ilhada de GDs, mas possibilita a restauração dos consumidores afetados pelas faltas permanentes através de um processo de transferência de cargas para os alimentadores vizinhos.

Alguns esquemas de aplicação para a GDa são direcionados para fornecer potência apenas durante a demanda de ponta, quando a relação custo/benefício compensa o custo operativo. Se não cumprir essa exigência o GD pode continuar ligado à rede e funcionar apenas como reserva operativa no caso da perda da referência da rede. Assim, Bae e Kim (2007) avaliam a probabilidade estatística de operação bem sucedida da microrede e o impacto nos índices de confiabilidade do sistema. A análise é feita usando a metodologia de Simulações de Monte Carlo descrito por Rubinstein (1981).

Caldon, Andrea, e Turri (2008) apresentam uma estratégia adaptativa que viabiliza a operação da geração distribuída quando esta perde a referência da subestação. A estratégia se baseia na alocação de dispositivos inteligentes que dividem o sistema em zonas, cada uma com presença de GDs. Esses dispositivos contam com capacidade de medição e transferência de dados em tempo real. Com os dados obtidos o centro de operações da rede está com capacidade de definir em cada momento a reconfiguração mais adequada, no caso da incidência de faltas no sistema de distribuição. Moradi e Firuzabad (2008) e Yin e Lu (2009), usam a técnica de otimização por enxame de partículas (PSO) para resolver o problema da operação de redes de distribuição, considerando os dispositivos de reconfiguração como variável de controle, e ainda considerando a melhoria nos índices de confiabilidade. No modelo considera-se a minimização de uma função de custos que pondera o valor da energia não fornecida, as perdas de potência ativa, e a operação de dispositivos reconfiguráveis.

A viabilidade da operação ilhada de GDs tem sido o tema de estudo em diversos projetos de pesquisa. Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009) apresentaram, detalhadamente, os problemas técnicos derivados da operação ilhada das fontes de geração distribuída, fornecendo uma visão geral dos desafios que devem ser encarados no planejamento das redes de distribuição com alta penetração da GD.

Tippachon e Rerkpreedapong (2009) propõem uma metodologia multiobjetivo para minimizar os custos fixos derivados do investimento de capital junto com o custo da interrupção derivado de interrupções transitórias e permanentes. O modelo considera como variável de controle a alocação otimizada de dispositivos de proteção, sendo resolvido através de uma técnica de otimização por colônia de formigas.

Por outro lado Gomes e Saraiva (2010) descrevem dois modelos para alocação de serviços ancilares na GDa operando na rede de distribuição. Nestes modelos considera-se cada GD como sendo operado por um agente ativo que pode efetuar contratos com o operador de mercado centralizado através do operador da rede.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O presente trabalho foi organizado em seis capítulos e sete Apêndices. Este primeiro é introdutório e apresenta o problema estudado, a técnica e os objetivos desta tese, além da revisão bibliográfica. A ele somam-se os seguintes capítulos:

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos teóricos das ferramentas computacionais empregadas para análise de sistemas de distribuição com penetração da geração distribuída: Fluxo de carga, curto-circuito, análise probabilística de variáveis estocásticas, e seletividade e coordenação de dispositivos de proteção. Leva-se em consideração a modelagem do GD de acordo com o tipo controle e tecnologia empregada para conversão da fonte primária.

No Capítulo 3, detalha-se o modelo matemático proposto para alocação e operação de fontes de GDa, assim como dos dispositivos de controle e proteção de redes elétricas. Durante a apresentação do modelo matemático são expostas as hipóteses assumidas na formulação das funções de custo e das restrições do problema, assim como os critérios que permitiram definir a possibilidade da operação ilhada das fontes de GDa.

No Capítulo 4, apresenta-se uma metodologia baseada na metaheurística chamada de Busca Tabu Multiobjetivo para resolver o modelo matemático proposto no Capítulo 3. Detalham-se

os principais aspectos do algoritmo, destacando-se o esquema de codificação, a geração da configuração inicial e a estrutura de vizinhança.

No Capítulo 5, apresentam-se os resultados obtidos com a metodologia proposta para alocação de GDs e dispositivos de proteção. As simulações são feitas usando o sistema real de 135 barras.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do estudo e propostas para trabalhos futuros

Constam ainda no trabalho os Apêndices descritos a seguir:

No Apêndice A apresentam-se as características de maior destaque nos elementos que fazem parte da operação dos GDs, com ênfase nos esquemas de geração e nos tipos de fonte primária usadas com maior frequência nas redes elétricas atuais.

No Apêndice B relatam-se informações relevantes para a escolha do modelo matemático da geração distribuída, definindo os parâmetros usados para o cálculo do estado de operação de acordo com o tipo de gerador empregado para a transformação da fonte primária de energia.

No Apêndice C descreve-se em detalhe o algoritmo descrito na literatura para o cálculo do fluxo de carga para sistemas de distribuição pouco malhados, no qual se baseia o algoritmo proposto neste trabalho.

No Apêndice D é feita uma descrição da metodologia para o cálculo da corrente de curto-circuito em componentes de fase, sendo este algoritmo a base para a formulação do algoritmo proposto.

No Apêndice E apresenta-se o modelo matemático para a análise probabilística usando o método do ponto estimado, sendo este a base para a implementação do algoritmo proposto para análise probabilística de fluxo de carga.

No Apêndice F apresentam-se os elementos básicos envolvidos na escolha, ajuste e seletividade de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição com topologia radial.

Por fim, no Apêndice G é feita uma breve descrição do custo da energia não fornecida, baseado no ponto de vista do consumidor. Adicionalmente, ilustram-se as curvas de custo da interrupção empregadas neste trabalho. Apresentam-se também os índices adotados pelas empresas distribuidoras e agências reguladoras do serviço de fornecimento de energia elétrica, assim como os conceitos envolvidos na definição desses índices.

2 FERRAMENTAS PARA ANÁLISES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 INTRODUÇÃO

Nesta seção são descritas as características mais relevantes das ferramentas computacionais usadas para a análise de redes de distribuição com GDs. As ferramentas empregadas são: fluxo de carga, análise de curto-circuito, análise probabilística de variáveis com incertezas, e seleção e coordenação de dispositivos de proteção. Adicionalmente são apresentados os modelos matemáticos usados para descrever o comportamento dos GDs quando conectados nos sistemas de distribuição.

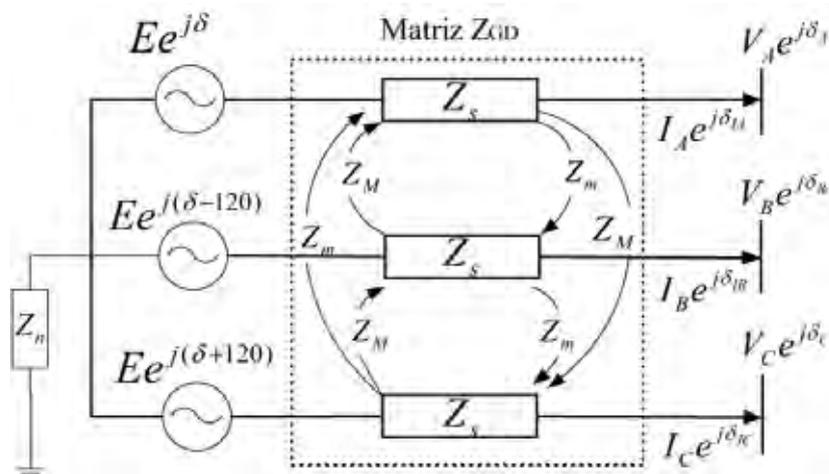
2.2 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA ANÁLISE DO GD

Com vistas à aplicação das ferramentas computacionais no planejamento de redes de distribuição, é necessário encontrar modelos matemáticos que apresentem um bom desempenho computacional e um nível adequado de precisão para o cálculo das grandezas associadas, isto é, procurar desenvolver modelos matemáticos simples, mas suficientemente detalhados para reproduzir aproximadamente o comportamento das redes reais. O nível de detalhe depende da resposta do elemento selecionado frente à janela de tempo que vem a ser analisada, sendo que o modelo se torna mais complexo quanto menor o tempo de análise. No presente trabalho, os modelos matemáticos propostos para os GDs são baseados em elementos passivos constantes, cujos valores dependem do tipo de análise efetuada e do comportamento dinâmico do GD, isto é, valores de regime permanente para estudos de fluxo de carga e valores transitórios para análises de correntes de curtos-circuitos. A seguir apresentam-se os modelos matemáticos empregados no presente trabalho para descrever o comportamento da GDa.

2.2.1 Máquina síncrona

A determinação do modelo matemático para as máquinas rotativas é um problema complexo, devido suas impedâncias serem governadas por acoplamentos indutivos variantes no tempo e com o posicionamento relativo das estruturas magnéticas que compõem o circuito magnético. Um modelo simples, mas suficientemente completo para simular o comportamento da máquina síncrona, pode ser descrito, conforme ilustrado na Figura 2, por um conjunto de parâmetros concentrados, Z_s , Z_m e Z_M , representando a impedância própria de cada fase, e os acoplamentos mútuos em sequência ABC, e sequência CBA, respectivamente, que dependem da posição relativa do rotor com o campo magnético do estator (SIMÕES; FARRET, 2004). Adicionalmente, a força magneto-motriz induzida na armadura devido à corrente de campo, é simulada por meio de um conjunto de fontes de tensão com módulos iguais, E , e defasadas de 120° .

Figura 2 - Circuito Equivalente para a máquina síncrona.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

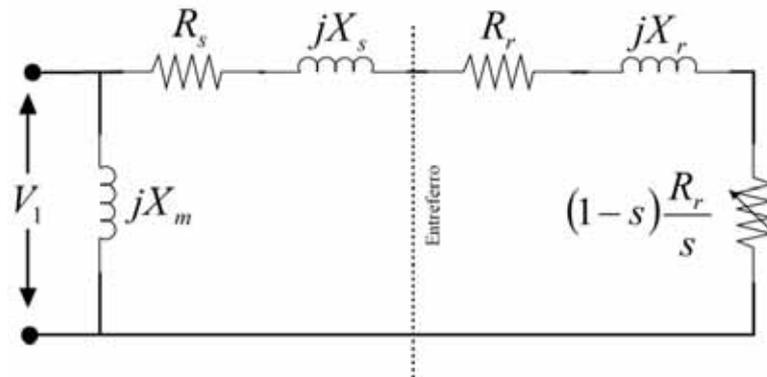
Para a máquina síncrona da Figura 2, operando como gerador, em regime senoidal permanente, e com velocidade síncrona, o sistema matricial (1) permite relacionar, as correntes \dot{I}_A , \dot{I}_B e \dot{I}_C , com os níveis de tensão nos terminais \dot{V}_A , \dot{V}_B e \dot{V}_C . Os critérios para calcular os valores das impedâncias internas do gerador síncrono são descritos no Apêndice B.1. . Adicionalmente, em (1), a corrente, \dot{I}_n , que circula pela impedância de aterramento do GD, Z_n , obedece à lei de correntes de Kirchhoff, isto é $\dot{I}_n = -(\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C)$.

$$\dot{E} = \begin{bmatrix} E e^{j\delta_E} \\ E e^{j(\delta_E-120)} \\ E e^{j(\delta_E+120)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A e^{j\delta_{Va}} \\ V_B e^{j\delta_{Vb}} \\ V_C e^{j\delta_{Vc}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{Z}_s & \dot{Z}_m & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_s & \dot{Z}_m \\ \dot{Z}_m & \dot{Z}_M & \dot{Z}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A e^{j\delta_{Ia}} \\ I_B e^{j\delta_{Ib}} \\ I_C e^{j\delta_{Ic}} \end{bmatrix} + \dot{Z}_n \begin{bmatrix} \dot{I}_n \\ \dot{I}_n \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

2.2.2 Máquina Assíncrona

As análises das máquinas assíncronas podem ser realizadas usando o modelo aproximado apresentado na Figura 3, onde s representa o escorregamento da máquina, R_s e X_s são, respectivamente, a resistência e a reatância equivalentes das bobinas de campo, X_m é a reatância de magnetização, e, R_r e X_r , são, respectivamente, a resistência e a reatância nos enrolamentos do rotor referenciados ao estator (ANDERSON, 1998; GRILLO et al., 2012).

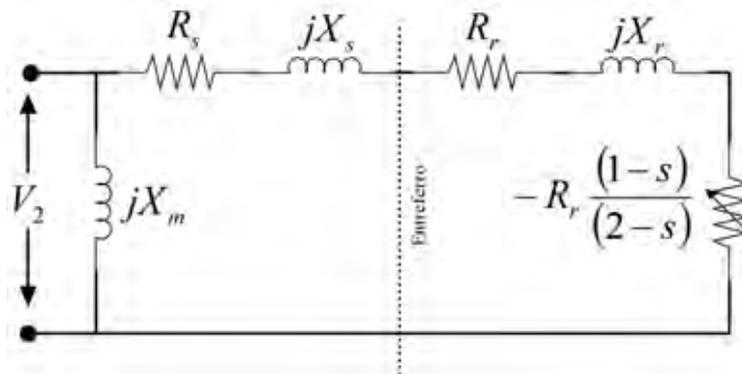
Figura 3 - Modelo de sequência positiva para a máquina assíncrona.



Fonte: Freris e Infield (2008, p. 116).

Este modelo é válido no caso de operação balanceada da máquina. Portanto, para se considerar a natureza desbalanceada dos sistemas elétricos de distribuição, é necessário acrescentar o circuito de sequência negativa (ANDERSON, 1998), conforme se ilustra na Figura 4. Cabe destacar que a conexão interna das máquinas assíncronas, em geral, não contém conexão à terra, e, portanto, é desnecessária a análise das grandezas de sequência zero. Os critérios para calcular os valores das impedâncias internas do gerador assíncrono são descritos no Apêndice B.3. .

Figura 4 - Modelo de sequência negativa para a máquina assíncrona.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Analisando-se os circuitos das Figura 3 e Figura 4, observa-se a dependência do funcionamento da máquina com o escorregamento, s . Portanto, a estratégia adotada neste trabalho para simular o funcionamento do gerador consiste em assumir o GD como uma fonte supervisionada por um controle contínuo do escorregamento que permita, dentro dos limites físicos possíveis, o controle da potência ativa fornecida. Por outro lado, a potência reativa absorvida pela máquina é calculada em função da tensão nos terminais, dos parâmetros do circuito, e do escorregamento. Assim, o cálculo da corrente fornecida pelo gerador assíncrono obedece ao seguinte algoritmo:

- i.* Aplicar a equação (2) para se transformar o nível de tensão nos terminais do gerador para o sistema de componentes de sequência.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_0 \\ \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{j\frac{2\pi}{3}} & e^{-j\frac{2\pi}{3}} \\ 1 & e^{-j\frac{2\pi}{3}} & e^{j\frac{2\pi}{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

- ii.* Calcular, através da equação (3) o valor do escorregamento que permite uma injeção de potência programada, P_{sh} .

$$s = \frac{R_r}{R - R_s} \quad (3)$$

onde R depende tanto do valor atual do módulo de tensão no circuito de sequência positiva, V_{1m} , quanto dos parâmetros da máquina, tal como se apresenta na equação (4).

No caso, deve-se notar que $P_{sh} < 0$, já que se assume a convenção de carga para o GD assíncrono.

$$R = \frac{(V_{1m})^2 + \sqrt{(V_{1m})^4 - (2 \cdot P_{sh} \cdot (X_s + X_r))^2}}{2 \cdot P_{sh}} \quad (4)$$

iii. Calcular a corrente no circuito de sequência positiva:

$$I_1 = \frac{\dot{V}_1}{R + j(X_s + X_r)} + \frac{\dot{V}_1}{jX_m} \quad (5)$$

iv. Determinar o valor da corrente no circuito de sequência negativa para o valor de escorregamento calculado no passo *ii*.

$$I_2 = \frac{\dot{V}_2}{\left(R_s + \frac{R_r}{2-s}\right) + j(X_s + X_r)} + \frac{\dot{V}_2}{jX_m} \quad (6)$$

v. Usar a equação (7) para transformar as correntes de sequência positiva e negativa, calculadas no passo *iii*, e no passo *iv*, respectivamente, para o sistema de componentes em fase.

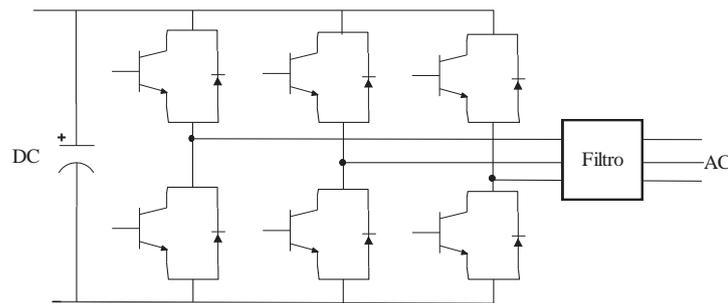
$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{-j\frac{2\pi}{3}} & e^{j\frac{2\pi}{3}} \\ 1 & e^{j\frac{2\pi}{3}} & e^{-j\frac{2\pi}{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \quad (7)$$

2.2.3 Fontes com tecnologia de eletrônica de potência

Embora não sejam elementos para a geração de energia no sentido convencional de transformar energia mecânica em energia elétrica, as fontes que usam tecnologia de eletrônica de potência conseguem mudar o comportamento no tempo do sinal elétrico. Portanto, é comum que elas sejam usadas para transformar energia elétrica no sistema alternado, AC, para o contínuo, DC, sendo neste caso chamado de retificador. No sentido inverso, do sistema DC, para o AC, é chamado de inversor. Nos sistemas elétricos de potência, os sistemas inversores têm sido amplamente aplicados na tecnologia dos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), principalmente em dispositivos como o Statcom (*Static Compensator*),

o UPFC (*Unified Power Flow Controller*), entre outros (PARSEBA, 2003). Já os sistemas retificadores têm sido aplicados, normalmente, junto com inversores em sistemas de transmissão DC. Tanto os retificadores, quanto os inversores, possuem uma configuração similar à mostrada na Figura 5, mudando apenas o esquema de controle para o disparo e desligamento dos tiristores de acordo com a direção do fluxo de potência ativa.

Figura 5 - Retificador/Inversor trifásico controlado por tiristor.



Fonte: Rashid (2007, p. 240).

As aplicações das fontes conversoras em dispositivos FACTS estiveram inicialmente focadas no controle da potência reativa, permitindo só pequenas trocas de potência ativa para compensar as perdas de potência ativa nos dispositivos de chaveamento. Isto porque se possuía apenas uma pequena capacidade no suprimento de potência ativa, geralmente armazenada em bancos de capacitores ou baterias. Estes dispositivos quando aplicados em sistemas de geração de energia, o fluxo de potência ativa e reativa é possível e facilmente controlável. Neste trabalho, o modelo implementado para fontes com interface eletrônica, *VSC (Voltage Source Controller)*, é baseado no modelo proposto por Zakaria Kamh e Iravani (2010). Nesse modelo assume-se que o GD possui um sistema de armazenamento de energia que permite a operação controlada do gerador, e ainda torna-o despachável, mesmo com variações na fonte primária. Assim, o GD com interface eletrônica pode ser modelado de forma similar à apresentada na Figura 2, considerando-se os seguintes parâmetros:

$$\dot{Z}_0 = 0 \quad (8)$$

$$\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 = R_f + jX_f \quad (9)$$

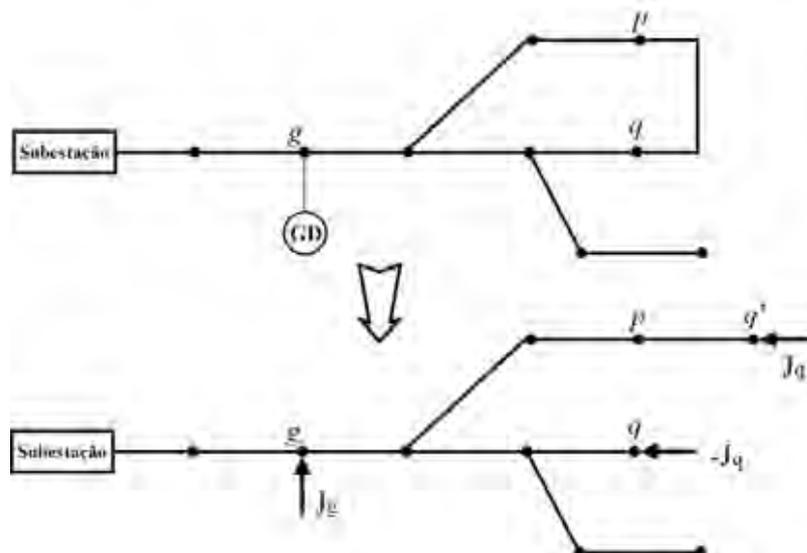
Sendo R_f e X_f representam os parâmetros da impedância equivalente entre o transformador de acoplamento e do filtro série usado para reduzir o conteúdo harmônico nas correntes injetadas à rede (KOSTEREV, 1997).

2.3 FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A metodologia adotada neste trabalho para o cálculo de fluxo de carga é baseada no método de varredura proposto por Shirmohammadi e Cheng (1995), que apresenta um alto desempenho quando aplicado para solução de sistemas radiais, ou pouco malhados, característica principal dos sistemas de distribuição.

Neste algoritmo a técnica da compensação (TINNEY, 1971) é usada para considerar circuitos malhados dentro do sistema, bem como da existência de GDs. Esses pontos, chamados de *pontos de quebra*, podem ser simulados com base nas leis dos circuitos elétricos, através de fontes trifásicas de corrente, \vec{J}_q , e \vec{J}_g , respectivamente, tal como ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Determinação dos pontos de quebra.

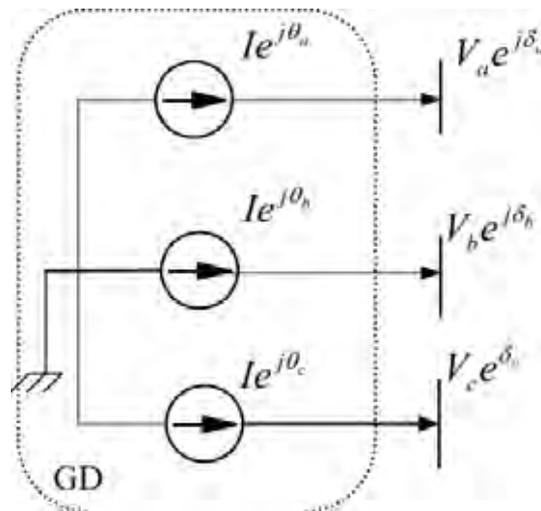


Fonte: Elaboração do próprio autor.

No Apêndice C, apresenta-se passo a passo a aplicação do algoritmo proposto por Shirmohammadi e Cheng (1995). No entanto, neste trabalho são adotadas algumas modificações que visam aplicar os modelos matemáticos propostos na seção 2.2,

diferenciando-se do modelo generalizado para fontes distribuídas proposto por Shirmohammadi e Cheng (1995), representado pelo diagrama da Figura 7, que é adequado só nos casos em que as grandezas, no ponto de conexão com o sistema de distribuição, forem balanceadas.

Figura 7 - Modelo matemático simplificado para o GD.



Fonte: Shirmohammadi e Cheng (1995).

2.3.1 Cálculo das correntes nas linhas.

Neste passo, chamado de varredura à montante, a *primeira lei de Kirchhoff* é aplicada em todas as barras do sistema de distribuição, supondo conhecidos os perfis de tensão em cada barra. O processo de varredura deve ser iniciado nas barras pertencentes às camadas mais afastadas da subestação e avançar, uma camada por vez, até chegar à subestação. Então, em cada iteração, k , do algoritmo, a equação (10) é aplicada para cada barra, i , do sistema.

$$\mathbf{j}_i^k = \begin{bmatrix} j_{i_a} \\ j_{i_b} \\ j_{i_c} \end{bmatrix}^k = - \begin{bmatrix} \dot{I}_{i_a} \\ \dot{I}_{i_b} \\ \dot{I}_{i_c} \end{bmatrix}^k + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} j_{m_a} \\ j_{m_b} \\ j_{m_i c} \end{bmatrix}^k \quad (10)$$

sendo \mathbf{j}_i^k o vetor de correntes trifásicas pela linha que conecta a barra atual, i , com outra barra em uma camada inferior. O conjunto de linhas, M , contém todas as linhas que ligam a barra, i , com outra barra, m , localizada em uma camada superior. Por outro lado, \dot{I}_i^k , corresponde ao somatório das correntes, por fase, fluindo nos elementos conectados em paralelo com a rede de distribuição através da barra i , tal como expresso na equação (11).

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{i_a} \\ \dot{i}_{i_b} \\ \dot{i}_{i_c} \end{bmatrix}^k = \dot{i}_i^k = \dot{i}_{carga}^k + \dot{i}_{GDassin}^k + \dot{j}_g^k + \dot{j}_q^k \quad (11)$$

Deve-se notar que para o caso em que o elemento conectado na barra i corresponde a uma máquina assíncrona, operando tanto como motor ou como gerador, a corrente $\dot{i}_{GDassin}^k$ é calculada segundo o algoritmo descrito na seção 2.2.2. Por outro lado, o cálculo das correntes nos pontos de quebra, descrito na seção 2.3.3, deve ser empregado para calcular a corrente \dot{j}_g e \dot{j}_q , fornecidas pelo GD de tipo síncrono ou com interfase eletrônica, e pela fonte que simula o efeito do anel no circuito de distribuição, respectivamente. Por fim, para a corrente da carga, \dot{i}_{carga} , são empregados modelos convencionais de potência, corrente e impedância constante com o nível de tensão, tal como se apresenta no Apêndice C.

2.3.2 Atualização dos níveis de tensão.

Neste passo, chamado de varredura à jusante, a *segunda lei de Kirchhoff* é aplicada. O processo de varredura deve ser inicializado na subestação, onde a tensão é conhecida e constante, tanto em módulo quanto em fase. O algoritmo avança sequencialmente entre as camadas da rede até serem analisadas todas as barras. Assim, em cada iteração, k , do algoritmo, a equação (12) é aplicada em cada linha do sistema de distribuição, onde se usa uma modelagem matricial de dimensão 3x3 para a linha que liga as barras j e i . (KERSTING; PHILLIPS, 1995). Neste caso, a barra i está numa camada acima da barra j .

$$\dot{V}_i^k = \begin{bmatrix} \dot{V}_{i_a} \\ \dot{V}_{i_b} \\ \dot{V}_{i_c} \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \dot{V}_{j_a} \\ \dot{V}_{j_b} \\ \dot{V}_{j_c} \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \dot{Z}_a & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_b & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_c \end{bmatrix}_{ji} \begin{bmatrix} \dot{J}_{i_a} \\ \dot{J}_{i_b} \\ \dot{J}_{i_c} \end{bmatrix}^k \quad (12)$$

2.3.3 Recalcular as correntes nos pontos de quebra.

Neste passo, a corrente, \dot{j}_g^k , fornecida pelo GD de tipo síncrono ou com interfase eletrônica, e a corrente que simula o efeito de um anel no circuito de distribuição, \dot{j}_q^k , são atualizadas em cada iteração, k , do algoritmo, através da equação (13).

$$\begin{bmatrix} \dot{j}_g^k \\ \dot{j}_q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{j}_g^{k-1} \\ \dot{j}_q^{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \dot{j}_g^k \\ \Delta \dot{j}_q^k \end{bmatrix} \quad (13)$$

sendo que a correção de corrente nos pontos de quebra, $\Delta \dot{j}_{g,q}^k$, é calculada usando a equação (14). Para se aplicar essa equação é necessário construir a matriz de sensibilidade dos pontos de quebra, composta, no caso, pelos blocos de matrizes, \dot{Z}_g , \dot{Z}_{gq} e \dot{Z}_q . O bloco \dot{Z}_g é constituído pelo somatório das impedâncias das linhas que interligam o gerador distribuído com a subestação, incluindo-se a matriz de impedâncias do gerador, Z_{GD} (ver Figura 2). A submatriz \dot{Z}_q é formada pelo somatório das impedâncias das linhas do sistema de distribuição que conectam a barra q , com a barra do ponto de quebra q' . Por fim, \dot{Z}_{gq} é composta pelo somatório das linhas compartilhadas pelos blocos \dot{Z}_g e \dot{Z}_q .

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_g & \dot{Z}_{gq} \\ \dot{Z}_{gq} & \dot{Z}_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{j}_g^k \\ \Delta \dot{j}_q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{E}_g^k \\ \Delta \dot{V}_{qq'}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_g^k - \dot{E}_g^{ref} \\ \dot{V}_q^k - \dot{V}_{q'}^k \end{bmatrix} \quad (14)$$

Adicionalmente, é necessário contar com os níveis de tensão nos pontos de quebra do anel, \dot{V}_q^k e $\dot{V}_{q'}^k$, os quais são calculados no processo à jusante descrito na seção 2.3.2, e do nível de tensão interna, \dot{E}_g^k , para o gerador, g , que é calculado, para cada iteração, k , através da equação (1). No algoritmo proposto, o fato de maior relevância está relacionado com o cálculo do valor da tensão de referência, \dot{E}_g^{ref} , o qual é feito através da equação (15), que, por sua vez, depende do tipo de controle do gerador. A metodologia para se determinar o valor de referência de sequência positiva, \dot{E}_g^1 , é descrita na seção 2.3.4.

$$\dot{E}_g^{ref} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1e^{-j\frac{2\pi}{3}} & 1e^{j\frac{2\pi}{3}} \\ 1 & 1e^{j\frac{2\pi}{3}} & 1e^{-j\frac{2\pi}{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \dot{E}_g^1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

2.3.4 Cálculo da tensão de referência para os GDs

Em regime permanente, qualquer tipo de gerador é projetado para operar e funcionar sob a presença de formas de onda equilibradas nos seus terminais. Portanto, o controle automático do gerador pode ser simulado como um dispositivo que opera com base nas medições da componente de sequência positiva da tensão no ponto de acoplamento com a rede, para assim agir no módulo e na fase da tensão interna. A seguir é descrita a forma usada neste trabalho para calcular o nível de tensão de referência de sequência positiva, E_g^1 , de acordo com o tipo de controle empregado.

2.3.4.1 Controle das Potências Ativa e Reativa

Neste tipo de controle, o gerador é ajustado para fornecer valores constantes de potências ativa e reativa. Logo, a equação (16) é resolvida para se determinar o valor da tensão interna de sequência positiva, sendo que a potência ativa, P_{sh} , e a potência reativa, Q_{sh} , são parâmetros de despacho, e \dot{Z}_{g1} é a impedância de sequência positiva do gerador. Adicionalmente, o valor em módulo e fase do nível de tensão de sequência positiva nos terminais do gerador, \dot{V}_{g1}^k , é obtido após transformar o vetor de tensões nos terminais do gerador, \dot{V}_g^k , para o sistema de componentes de sequência.

$$\dot{E}_g^1 = \dot{V}_{g1}^k + \dot{Z}_{g1} \left(\frac{P_{sh} + jQ_{sh}}{\dot{V}_{g1}^k} \right)^* \quad (16)$$

2.3.4.2 Controle da Potência Ativa e do Nível de Tensão

Neste caso, a potência ativa, P_{sh} , e o módulo da tensão de sequência positiva nos terminais do gerador, V_{sh} , são parâmetros conhecidos. O valor do ângulo de fase δ_V é igualado com o ângulo de fase da tensão de sequência positiva nos terminais do gerador, \dot{V}_{g1}^k . Assim, o valor que se deve ajustar para a tensão interna com vistas a manter as condições de operação nos valores especificados, é obtido a partir da solução da equação (17).

$$\dot{E}_g^1 = V_{sh} e^{j\delta_V} + \dot{Z}_{g1} \left(\frac{P_{sh} + jQ_g^k}{V_{sh} e^{j\delta_V}} \right)^* \quad (17)$$

sendo que o valor da potência reativa despachada, Q_g^k , deve ser atualizado em cada iteração através da equação (18).

$$Q_g^k = Q_g^{k-1} + \Delta Q_g \quad (18)$$

Para o caso da potência reativa fornecida pelo gerador, Q_g^k , deve-se calcular o valor, ΔQ_g , para que o módulo da tensão de sequência positiva, V_{g1}^k , atinja o valor especificado, V_{sh} . Esse valor pode ser estimado com ajuda do algoritmo de compensação, usando como aproximação a equação (19) proposta por Luo e Semlyen (1990). Nesta equação, \mathbf{X} é a matriz que contém as reatâncias de sequência positiva da submatriz $\dot{\mathbf{Z}}_g$, presente no sistema de matrizes (14), mas desconsiderando as impedâncias internas dos geradores.

$$[\mathbf{X}][\Delta Q] = [V_{g1}^k - V_{sh}] \quad (19)$$

2.3.4.3 Controle dos Limites de Potência de Geração

O controle da potência de geração se aplica, principalmente, para o caso do controle no nível de tensão nos terminais do gerador, o qual visa manter o módulo da tensão em torno do valor especificado. Este procedimento pode levar à geração de uma alta potência reativa, e, portanto, à circulação de sobrecorrentes no circuito de armadura da máquina. Portanto, no caso em que o diferencial de potência reativa, ΔQ_g , na equação (19), incorra em um valor de potência reativa, Q_g^k , fornecida pelo gerador, g , maior do que um valor máximo preestabelecido, Q_{max} , ou pelo contrário, menor do que um valor mínimo, Q_{min} , também preestabelecido, a potência fornecida pelo gerador é fixada no limite ultrapassado e o controle se torna do tipo de potência ativa e reativa constante.

2.3.4.4 Controle da Tensão de Geração Interna

O nível de tensão de geração interna está intimamente relacionado com o regulador de tensão que controla a corrente de excitação usada para a geração de energia, portanto, o alvo

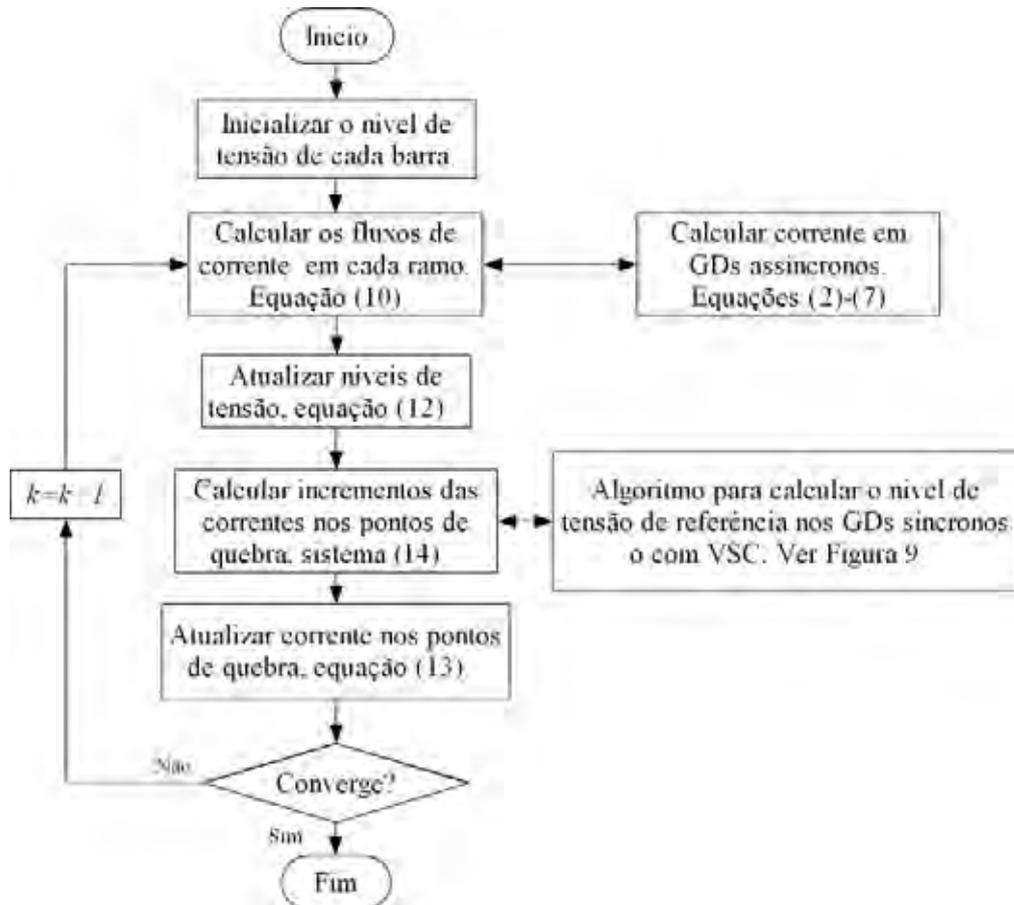
principal deste tipo de controle é prevenir que o módulo da tensão interna assuma altos valores na presença de condições adversas nos terminais do gerador, excedendo assim os recursos e a capacidade de geração. Por exemplo, no caso da máquina síncrona um grande valor na tensão interna implica na circulação de correntes destrutivas no circuito do rotor, e para o caso de uma fonte baseada na tecnologia de eletrônica de potência, a sobretensão pode provocar sobrecorrentes nos componentes de eletrônica de potência, aumentando as perdas do circuito conversor e danificando a vida útil dos componentes. Assim, o valor máximo da tensão interna tolerada pelo gerador é calculado usando a equação (16), supondo a operação em valores nominais da máquina, obtendo-se a equação (20). No caso em que o gerador for submetido a essa condição de estresse, o módulo da tensão é fixado no valor ultrapassado, E_{max} , e tanto a potência ativa quanto a potência reativa, deixam de serem parâmetros conhecidos, e se tornam variáveis em função da tensão interna e do estado do sistema de distribuição.

$$E_{max} = \sqrt{V_{nom}^2 + (\text{Re}[\dot{Z}_i(P_{nom} - jQ_{nom}) / V_{nom}])^2} \quad (20)$$

2.3.5 Diagrama de blocos do algoritmo

Na Figura 8 ilustra-se o diagrama de blocos do algoritmo de fluxo de carga para redes de distribuição com GDa proposto neste trabalho.

Figura 8 - Diagrama de blocos para o algoritmo proposto de fluxo de carga.



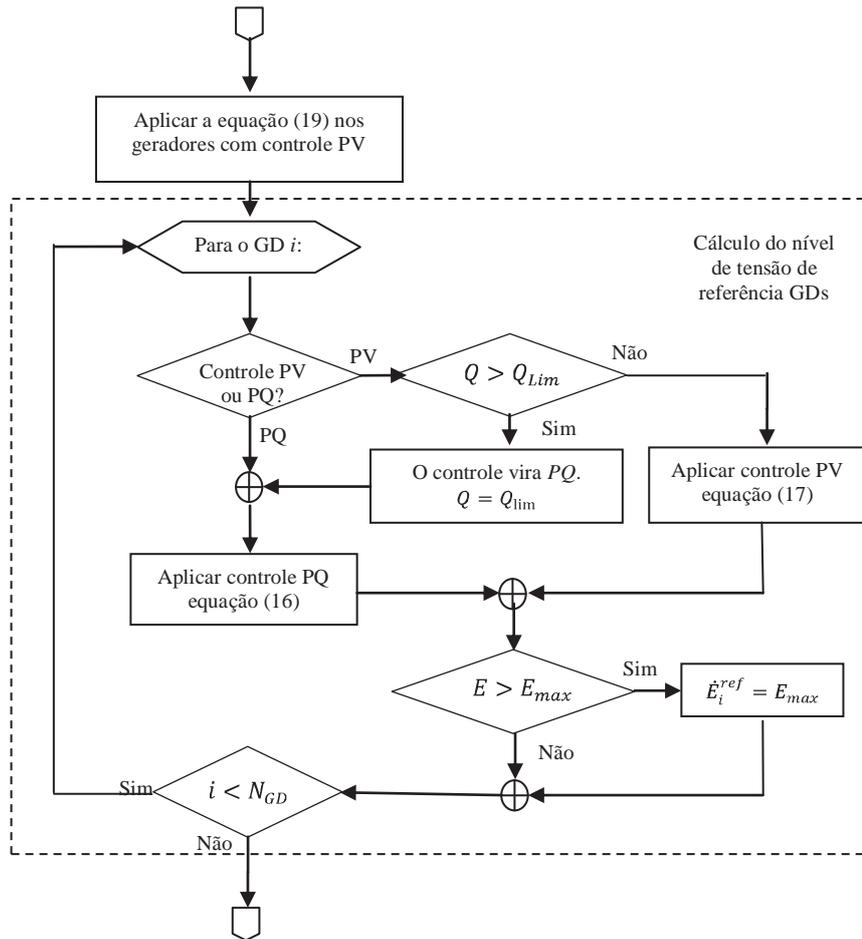
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 9, ilustra-se o diagrama de blocos da rotina para o cálculo da tensão de referência dos GDs síncronos ou com interfase VSC.

2.4 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O algoritmo desenvolvido para o cálculo da corrente de curto-circuito baseia-se no algoritmo proposto por Zhang et al. (1995), o qual, por sua vez, baseia-se no algoritmo de fluxo de carga para sistemas de distribuição pouco malhados apresentado por Shirmohammadi e Cheng (1995). O nível de corrente de curto-circuito em qualquer rede elétrica depende, entre outros fatores, da impedância que existe entre o elemento condutor e a superfície de aterramento.

Figura 9 - Fluxograma proposto para o cálculo das correntes nos pontos de quebra.



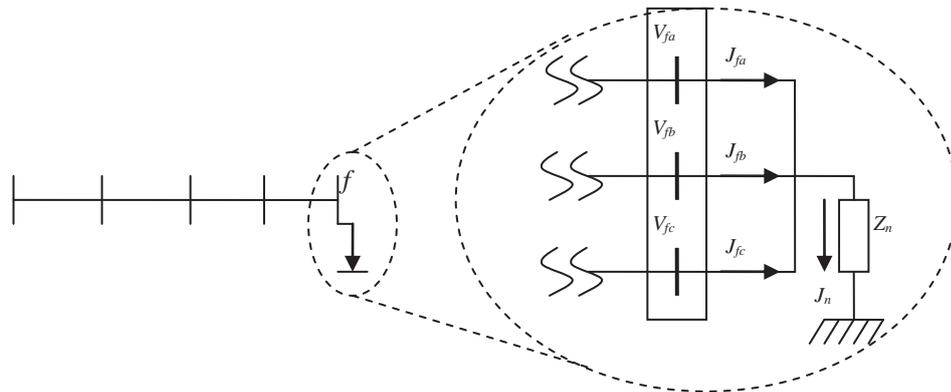
Fonte: Elaboração do próprio autor.

O modelo matemático implementado para a análise em componentes de fase das correntes de curto-circuito, baseado na proposta de Zhang et al. (1995), desconsidera o efeito desta impedância, fazendo com que o nível de corrente calculado seja maior do que pode ser esperado. Esse fato é de grande relevância para efetuar a coordenação das proteções, onde é necessário dispor dos valores das correntes que melhor sensibilizem o dispositivo contra faltas dentro da sua zona de proteção. A seguir, descrevem-se as principais características que diferenciam o algoritmo proposto com o algoritmo apresentado por Zhang et al. (1995). No caso do algoritmo desenvolvido, tem-se a vantagem de reutilizar a matriz de sensibilidade descrita em (14), sendo que a matriz deve ser expandida para considerar a trajetória fechada gerada pelo ponto de contato com a terra formado durante a falta, tal como se apresenta no sistema matricial (21).

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_g & \dot{Z}_{gq} & \dot{Z}_{gf} \\ \dot{Z}_{gq} & \dot{Z}_q & \dot{Z}_{qf} \\ \dot{Z}_{gf} & \dot{Z}_{qf} & \dot{Z}_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta j_g^k \\ \Delta j_q^k \\ \Delta j_f^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{E}_g^k \\ \Delta \dot{V}_{qq'}^k \\ \Delta \dot{V}_f^h \end{bmatrix} \quad (21)$$

Os novos blocos de matrizes, na atual matriz de sensibilidade, são construídos seguindo a mesma filosofia usada para o cálculo de fluxo de carga. Isto é, o bloco \mathbf{Z}_f é o somatório das impedâncias das linhas que interligam a subestação com o ponto da falta, incluindo-se a impedância da falta e a impedância equivalente do sistema de transmissão. Os blocos \mathbf{Z}_{gf} e \mathbf{Z}_{qf} são formados pelos somatórios das impedâncias de linha compartilhadas com os pontos de quebra formados por GDs e anéis, respectivamente.

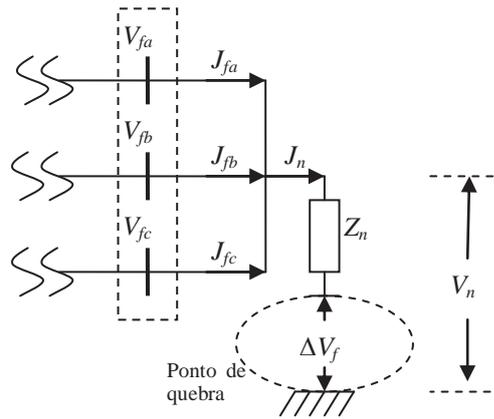
Figura 10 - Impedância de contato de curto-circuito.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para incluir a impedância de falta na submatriz \mathbf{Z}_f , considera-se, por exemplo, o caso ilustrado na Figura 10, onde um curto-circuito trifásico na barra f do sistema de distribuição, com uma impedância de contato de valor Z_n , gera uma queda de tensão, V_n , devido à circulação da corrente, J_n . Para o cálculo da corrente de curto-circuito pelo método da compensação, é necessário construir um equivalente de Thévenin no ponto da falta. Usando o mesmo princípio, e ainda considerando a impedância de contato, gera-se um ponto de quebra no ponto de aterramento, tal como se apresenta na Figura 11.

Figura 11 - Ponto de quebra para o cálculo da corrente de curto-circuito.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Portanto, a expressão da impedância equivalente de Thévenin no ponto de contato é descrita pela equação (22), onde a primeira matriz do lado direito da igualdade corresponde ao somatório das impedâncias das linhas do sistema de distribuição entre a subestação e a barra em que ocorre a falta.

$$\dot{\mathbf{Z}}_f = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{aa} & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_{bb} & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_{cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{Z}_n & \dot{Z}_n & \dot{Z}_n \\ \dot{Z}_n & \dot{Z}_n & \dot{Z}_n \\ \dot{Z}_n & \dot{Z}_n & \dot{Z}_n \end{bmatrix} \quad (22)$$

Para obter o ponto de equilíbrio é necessário que a tensão, por fase, no ponto de falta, seja igual à queda de tensão na impedância de contato, V_n . Portanto, em cada iteração do algoritmo, o nível de tensão de compensação, $\Delta \dot{V}_f^k$, ajusta-se de acordo com a equação (23).

$$\Delta \dot{V}_f^k = \begin{bmatrix} \dot{V}_{fa}^k - \dot{Z}_n \cdot (j_{fa}^k + j_{fb}^k + j_{fc}^k) \\ \dot{V}_{fb}^k - \dot{Z}_n \cdot (j_{fa}^k + j_{fb}^k + j_{fc}^k) \\ \dot{V}_{fc}^k - \dot{Z}_n \cdot (j_{fa}^k + j_{fb}^k + j_{fc}^k) \end{bmatrix} \quad (23)$$

Portanto, a corrente nos pontos de quebra, considerando o local da falta, as trajetórias formando anéis na topologia original do sistema, e ainda as fontes de GDa que contribuem à corrente de falta, são atualizadas, em cada iteração, através da equação (24).

$$\begin{bmatrix} \dot{j}_g^k \\ \dot{j}_q^k \\ \dot{j}_f^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{j}_g^{k-1} \\ \dot{j}_q^{k-1} \\ \dot{j}_f^{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{\Delta j}_g^k \\ \dot{\Delta j}_q^k \\ \dot{\Delta j}_f^k \end{bmatrix} \quad (24)$$

O algoritmo descrito neste trabalho para o cálculo de curto-circuito acompanha a dinâmica do gerador da forma descrita a seguir. Em geral, a ocorrência de uma falta gera uma queda de tensão nas barras do sistema de distribuição, que provoca uma queda da corrente de magnetização das fontes baseadas em geradores assíncronos, e, portanto, durante o estado transitório, esse tipo de fonte é desconsiderado dos cálculos da corrente de falta. Situação similar pode ser considerada para fontes com interface eletrônica, cujo controle dos chaveamentos do VSC permite desligar a fonte poucos ciclos após a ocorrência da falta (BOUSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008). Porém, no período subtransitório, o campo remanescente nos geradores assíncronos pode contribuir no aumento da corrente de falta. Portanto, para o estado subtransitório, ao invés de se aplicar o algoritmo descrito na seção 2.2.2, o gerador assíncrono passa a ser tratado como uma fonte síncrona, sendo $X_2 = X_0 = 0$ e $X_1'' = X_s + X_r$, (ANDERSON, 1998).

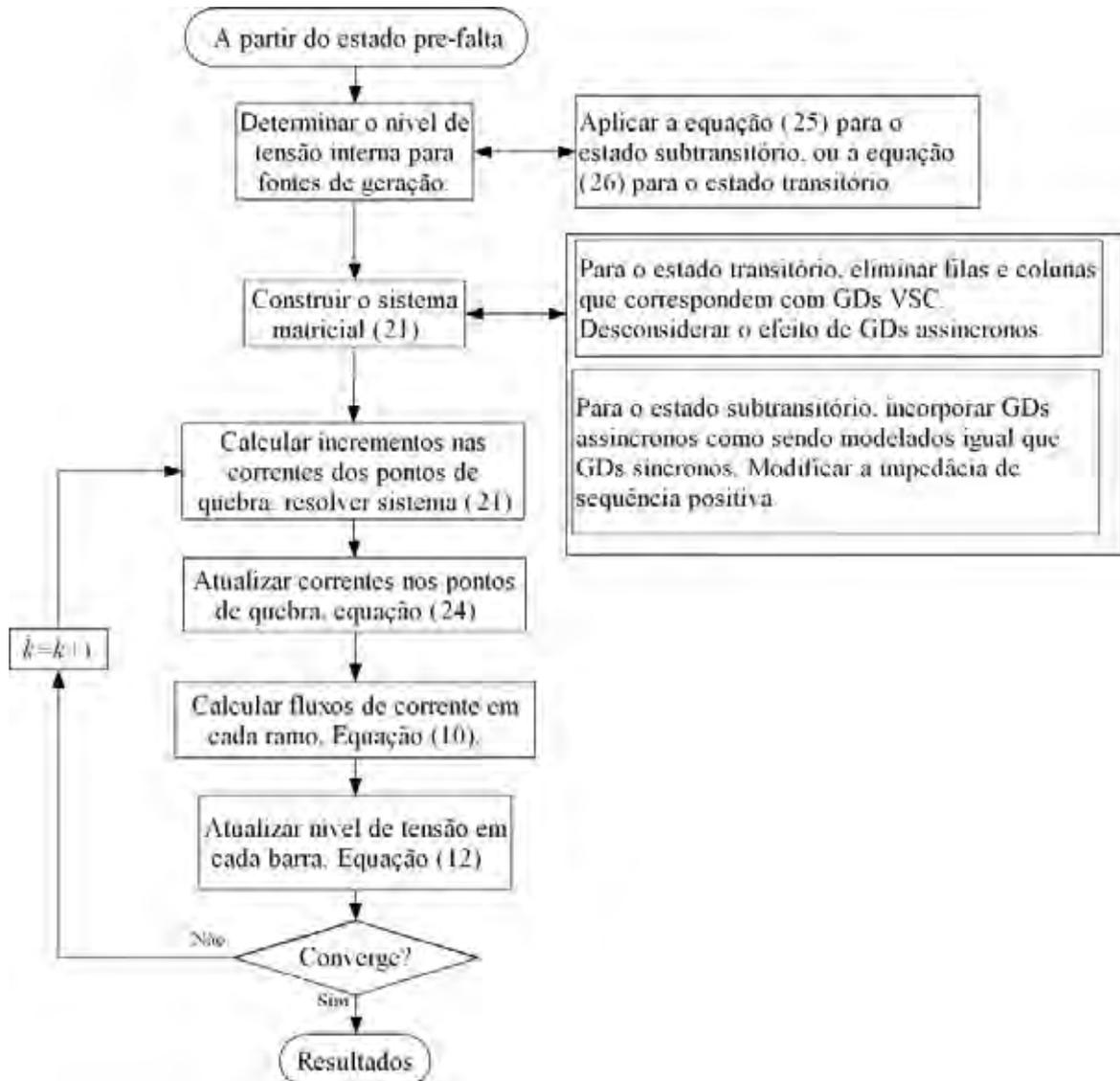
Para as fontes que contribuem para a corrente de falta, o valor da fonte de tensão interna de referência, \dot{E}_g^{ref} , é considerado como sendo constante durante o período de análise, e depende do instante no qual se determina a falta, isto é, usando-se a equação (25) para o estado subtransitório ou a equação (26) para o estado transitório (ANDERSON, 1998). Nota-se que o valor da tensão de geração depende em ambos os casos da tensão nos terminais do gerador, \dot{V}_g , e da sua corrente gerada, \dot{j}_g , durante o estado pré-falta.

$$[\dot{E}_g''] = [\dot{V}_g] + [\dot{Z}_{GD}'][\dot{j}_g] \quad (25)$$

$$[\dot{E}_g'] = [\dot{V}_g] + [\dot{Z}_{GD}][\dot{j}_g] \quad (26)$$

Por outro lado, tanto \dot{Z}_{GD}'' quanto \dot{Z}_{GD}' , são calculadas na forma descrita no Apêndice B.1, modificando-se em cada caso o valor da componente de reatância positiva, X_l , para considerar o seu valor durante o estado subtransitório, X_1'' , ou transitório, X_1' , respectivamente. Essa mudança nos valores das reatâncias deve ser igualmente considerada na submatriz \dot{Z}_g da equação (21). Na Figura 12 apresenta-se o diagrama de blocos do algoritmo implementado para o cálculo da corrente de curto-circuito. Neste algoritmo observa-se que assim que se resolve a equação (24), efetua-se uma varredura à montante e à jusante. Isto visando determinar as correntes nos vários trechos do sistema de distribuição.

Figura 12 - Diagrama de blocos para análise de curto-circuito.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.5 FLUXO DE CARGA PROBABILÍSTICO

As ferramentas tradicionais usadas para se analisar as redes de distribuição são necessárias para determinar o ponto de operação assim como as direções dos fluxos de potência no sistema elétrico. Essas ferramentas consideram os valores de muitos dos parâmetros elétricos como sendo constantes, mas na verdade eles dependem de valores externos de difícil previsão, por exemplo, do clima ou da demanda energética.

Parâmetros com natureza incerta precisam de análises probabilísticas para serem estudados, e, portanto, os seus impactos dentro do sistema elétrico se baseiam no diagnóstico de variáveis com uma probabilidade estimada de ocorrência. Assim, e considerando a natureza altamente incerta de algumas das fontes de geração distribuída, especialmente aquelas baseadas em fontes primárias renováveis, justifica-se a necessidade de contar com uma ferramenta especializada para análise de valores probabilísticos.

O objetivo nesta seção é descrever a ferramenta desenvolvida para a análise probabilística do fluxo de carga e de curto-circuito, baseada num caso especial do *Método Estimado*, chamado de *Método de Três-Pontos*, *MTP*, ao invés do tradicional algoritmo baseado em *Simulações de Monte Carlo*, *SMC*, largamente tratado na literatura técnica. O *MTP* se destaca por necessitar da análise determinística de três valores prováveis em cada parâmetro com incerteza, e, portanto, de processar apenas duas análises determinísticas para cada variável, além de uma análise comum em que se considera o valor de todas as variáveis probabilísticas como sendo fixas no seu valor médio. gerando-se um incremento na eficiência computacional do algoritmo. No Apêndice E, descreve-se o modelo matemático para a aplicação do método estimado. Entretanto, a seguir, expõem-se apenas os aspectos mais relevantes da técnica, visando a sua implementação nas ferramentas de fluxo de carga e de curto-circuito.

O algoritmo *MTP* é descrito em Hong (1998), e permite estimar o comportamento de um conjunto de variáveis aleatórias, W , que depende da interação de um conjunto, X , com n variáveis aleatórias independentes, sobre um sistema com função de transferência, $h(X)$. O algoritmo concentra a informação estatística, que descreve o comportamento de cada variável aleatória, em apenas três pontos, x_{ki} , distanciados do valor médio através do parâmetro, ξ_{ki} . Este parâmetro é determinado em função dos momentos estatísticos de cada variável, sendo, no caso, usados os quatro primeiros, ou seja, o valor médio, μ_k , o desvio padrão, σ_k , o coeficiente de assimetria, λ_{k3} , e o coeficiente de curtose, λ_{k4} . Para determinar as concentrações, o algoritmo utiliza a equação (27), com $i = 1,2,3$, e $k = 1,2, \dots, n$.

$$x_{ki} = \mu_k + \xi_{ki} \cdot \sigma_k \quad (27)$$

sendo que, para o caso $i = 1,2$, tem-se:

$$\xi_{ki} = \frac{\lambda_{k3}}{2} + (-1)^{3-i} \sqrt{\frac{\lambda_{k4}}{2} - 3 \left(\frac{\lambda_{k3}}{2}\right)^2} \quad (28)$$

e, para $i = 3$ tem-se:

$$\xi_{k3} = 0 \quad (29)$$

O valor esperado da resposta do sistema com relação às variáveis aleatórias de entrada é determinado a partir da equação (30).

$$E(\mathbf{W}) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{ki} \cdot h(\mu_1, \mu_2, \dots, x_{ki}, \dots, \mu_n) \quad (30)$$

sendo que p_{ki} representa o valor de probabilidade para cada concentração, calculado a partir da equação (31) para o caso $i=1,2$, ou da equação(32) para o caso $i=3$.

$$p_{ki} = \frac{(-1)^{3-i}}{\xi_{ki} \cdot (\xi_{k1} - \xi_{k2})} \quad (31)$$

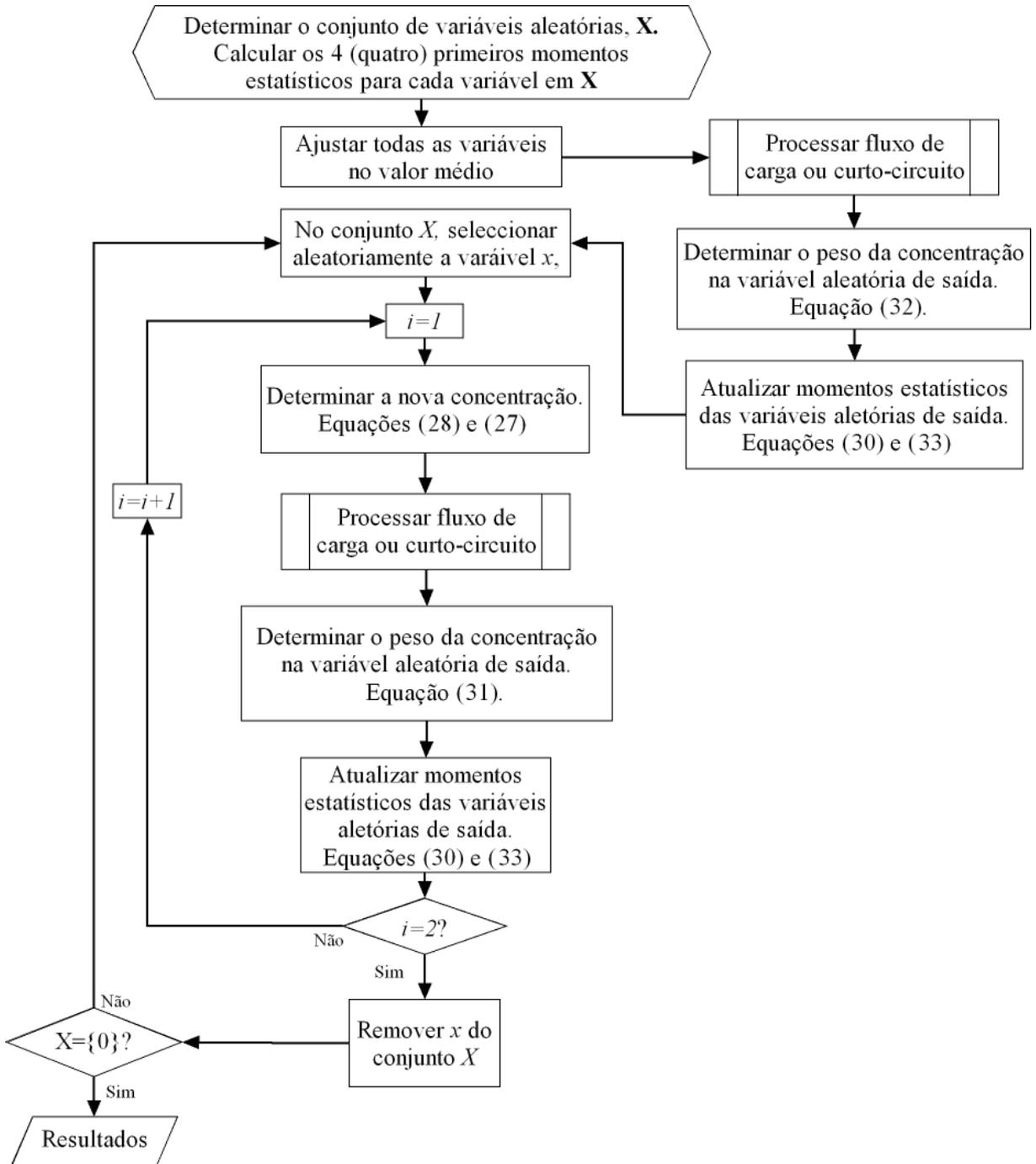
$$p_{ki} = \frac{1}{n} - \frac{1}{\lambda_{k4} - \lambda_{k3}^2} \quad (32)$$

O valor para o desvio padrão da variável aleatória de saída é calculado pela equação (33).

$$\sigma_{\mathbf{W}} = \sqrt{\sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{ki} \cdot h^2(\mu_1, \mu_2, \dots, x_{ki}, \dots, \mu_n) - E^2(\mathbf{W})} \quad (33)$$

Na Figura 13 apresenta-se o diagrama de blocos do algoritmo proposto para a análise probabilística de variáveis aleatórias em sistemas de distribuição com geração distribuída. O método pode ser aplicado no caso de variáveis independentes. Se o conjunto de variáveis aleatórias \mathbf{X} exibe algum grau de correlação, é possível transformar o sistema de variáveis aleatórias para um sistema equivalente com variáveis independentes, usando a transformação baseada nos autovalores da matriz de covariância. Uma descrição detalhada dessa transformação pode ser encontrada no trabalho de Morales et al. (2010).

Figura 13 - Diagrama de blocos para análise probabilística de fluxo de carga ou de curto-circuito.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.6 PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Na teoria, os sistemas elétricos são projetados para o fornecimento de energia elétrica a todos os usuários da rede de forma contínua e segura. Porém esse estado de normalidade às vezes é alterado, decorrente tanto de eventos programados, tais como as manobras de operação e manutenção, quanto por eventos inesperados e de natureza externa, tais como as descargas atmosféricas e incidentes nos condutores do sistema elétrico. Para esses últimos casos, de natureza estocástica, no planejamento da rede realizam-se estudos de proteção do sistema visando encontrar os melhores dispositivos, juntamente com o ajuste e a alocação desses dispositivos que permitam isolar rapidamente qualquer tipo de falta. Adicionalmente procura-se ainda que, após a atuação desses dispositivos, seja preservado o fornecimento de energia na maior parte da rede original.

A instalação de GDs no sistema de distribuição altera as correntes, tanto na operação normal, quanto sob condições de curto-circuito, mudando a filosofia com que foi projetado, originalmente, o sistema de proteção. Desta forma, é necessário gerar uma nova estratégia para garantir a operação seletiva e coordenada do sistema de proteção sem gerar esquemas complexos e de alto custo que inviabilizem a conexão dos GDs à rede. No Apêndice F, descrevem-se as principais características de operação dos dispositivos de proteção usados frequentemente no planejamento dos sistemas de proteção de redes de distribuição. Adicionalmente são descritos os critérios empregados para a seleção e coordenação destes dispositivos nas redes que operam sem GDs. Por outro lado, a seguir, descrevem-se os critérios propostos para a coordenação destes dispositivos na presença de GDa.

2.6.1 Esquema de proteção proposto para operação ilhada

Neste trabalho é proposto um esquema baseado na alocação de um dispositivo de chaveamento com capacidade de abertura dos seus contatos sob condições de contingência, sendo estes comandados por relés de sobrecorrentes com unidade direcional, e ainda equipado com um dispositivo de religamento sincronizado, RSD-RS. A alocação destes dispositivos deve ser tal que, no caso de uma falta à montante do seu ponto de instalação possa se formar uma zona de operação ilhada onde existe um parque de geração com capacidade suficiente para atender à demanda com segurança. Isto, portanto, exige a existência, dentro da zona

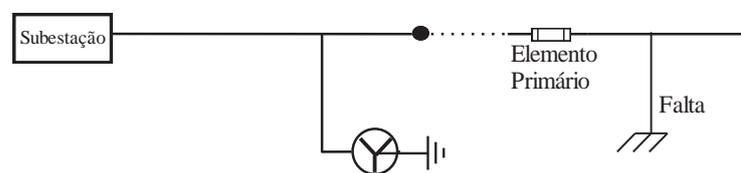
ilhada, de pelo menos uma fonte de geração com controles de tensão e frequência. Posteriormente, assim que todas as contingências na zona à montante tiverem sido devidamente resolvidas, o dispositivo RSD-RS deve permitir a reentrada da zona ilhada à operação integrada com o sistema de distribuição. Para que essa função de religamento seja executada com sucesso, deve existir um sistema de comunicação entre o centro de controle do operador da rede, o RSD-RS, e a GDa operando na rede isolada, de forma que possam ser enviados os sinais de sincronização entre a rede isolada e o sistema de distribuição. Essa problemática é estudada por Caldon, Andrea e Turri (2008).

A geração distribuída faz com que a eliminação de uma falta seja, em geral, feita mediante vários elementos de proteção, sendo, normalmente, um para cada fonte de geração, diferente do esquema de proteção sem GDs, quando apenas se necessita da atuação do equipamento com zona de proteção primária adjacente à localização da falta. A seguir, apresentam-se as regras propostas para o ajuste dos equipamentos de proteção na presença de GDs. A metodologia, basicamente, consiste em analisar, separadamente, cada uma das fontes, para se determinar os elementos que devem operar para suprimir as correntes que alimentam a falta.

2.6.1.1 Atuação de um Elemento Não Direcional

Esta situação ocorre quando todas as fontes de geração distribuída, e a subestação, encontram-se fornecendo potência à falta na mesma direção, tal como ilustrado na Figura 14.

Figura 14 - Falta à jusante das fontes de geração distribuída.

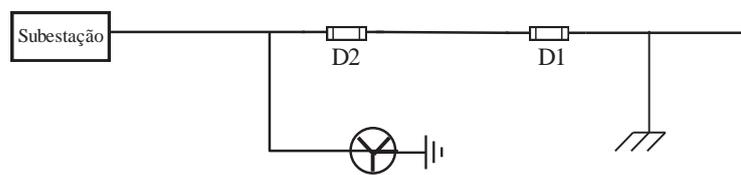


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Neste caso, o mais simples, o ajuste do elemento de proteção é feito com base nas regras tradicionais expostas na seção 5 do Apêndice F. A característica principal, neste caso, é que a direção do fluxo de potência não varia em função da conexão dos GDs à rede. Por outro lado, no caso do elemento de retaguarda, podem ser analisados os seguintes casos: as correntes pelo

elemento protetor e protegido são iguais, ou possuem valor diferenciado. No primeiro caso, é necessária a atuação de um elemento de *Retaguarda Não Direcional*, tal como se esquematiza na Figura 15. Essa situação se apresenta quando, da mesma forma que no elemento de proteção primária, os fluxos de potência circulam sempre na mesma direção, independentemente da conexão, ou não, de GDs. Portanto, o elemento de retaguarda é também ajustado através das regras básicas descritas no Apêndice F.

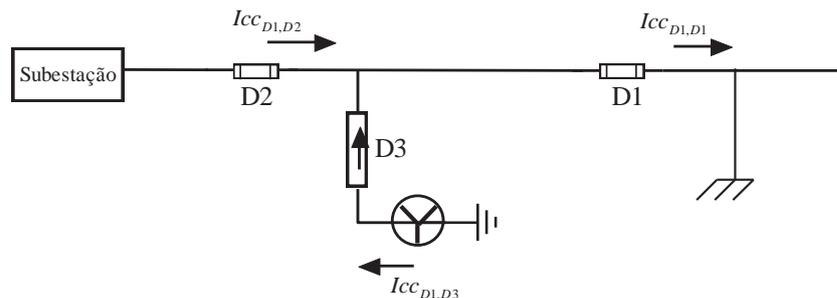
Figura 15 - Esquema para atuação de um elemento de respaldo *Não Direcional*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Por outro lado, na situação esquematizada na Figura 16, observa-se que, além do dispositivo de retaguarda não direcional, $D2$, é necessário de um elemento direcional, $D3$, alocado entre o GD e o local da falta.

Figura 16 - Esquema de retaguarda de um *elemento não direcional*, e um *elemento direcional*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Neste caso, tanto $D2$, quanto $D3$ atuam como retaguarda do elemento primário, $D1$. Porém, deve-se destacar que, diferente dos esquemas anteriores, a corrente de curto-circuito que enxerga o elemento $D1$, é diferente da corrente vista pelos seus dispositivos de retaguarda, $D2$ e $D3$. Portanto, para uma adequada coordenação, deve-se atender a regra descrita na equação (34).

$$t_{D_i, Icc_{D_1, D_i}} = t_{D_1, Icc_{D_1, D_1}} + \Delta t_i \quad (34)$$

sendo que:

$t_{D_1, Icc_{D_1, D_1}}$ Tempo de atuação do elemento $D1$, devido à corrente de curto-circuito, Icc_{D_1, D_1} , derivada da falta que ocorre na sua área de proteção primária,

$t_{D_i, Icc_{D_1, D_i}}$ Tempo de atuação do elemento Di (no caso do exemplo, $i=1,2$), devido à corrente de curto-circuito, Icc_{D_1, D_i} , derivada da falta que ocorre na área de proteção primária do elemento $D1$, onde Di é proteção de retaguarda.

Δt_i Tempo de segurança para atuação do elemento de retaguarda. Assumem-se os mesmos critérios descritos no Apêndice F.

Note-se que $D3$, segundo os critérios assumidos, deve ser um dispositivo controlado por um relé de sobrecorrente direcional, com capacidade de abertura e religamento sincronizado e automático da linha sob condição de carregamento normal. Portanto, o conjunto de GDs instalados à jusante de $D3$ deve possuir controle de frequência, e ainda potência suficiente para alimentar a zona ilhada gerada após a abertura do elemento $D3$. Caso isto não ocorra, $D3$ vem a ser o dispositivo de proteção próprio do GD, equipado, no caso, com um dispositivo contra ilhamento, como descrito no Apêndice F.6. Por outro lado, se o elemento $D2$ for um religador, ou seccionalizador, e ainda o elemento $D1$ for um elo-fusível, deve ser considerada a possibilidade da operação de salvamento do fusível. No caso, tanto $D2$, quanto $D3$ devem operar com tempo inferior ao de fusão mínimo do elo-fusível em $D1$, portanto, devendo se ajustar os dispositivos segundo equação (35), sendo k o fator de segurança.

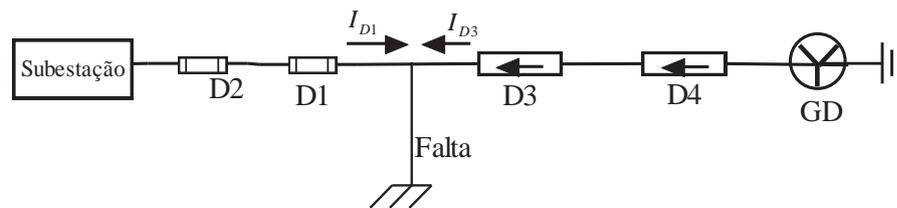
$$t_{D_i, Icc_{D_1, D_i}} \leq k * t_{D_1, min, Icc_{D_1, D_1}} \quad (35)$$

A operação de religamento automático do religador é uma operação amplamente usada pelas distribuidoras para elevar os seus índices de confiabilidade. Porém, os seus impactos no sistema de distribuição merecem especial atenção devido à existência de áreas com cargas sensíveis aos transitórios gerados nesta operação. Por outro lado, algumas concessionárias têm relatado uma diminuição significativa dos custos por manutenção no transformador da subestação quando inibidas as operações de religamento. Se as análises técnicas e econômicas viabilizam essa opção, o ajuste do equipamento é feito de acordo com os critérios básicos para coordenação entre religador-elo-fusível (GIGUER, 1988), sendo que durante toda a faixa de operações, o elemento $D3$ deve permanecer aberto.

2.6.1.2 Atuação Simultânea de Elementos de Proteção

Esta situação ocorre quando a corrente de curto-circuito, no ponto de falta, é resultado da interação com fontes de geração alocadas tanto à jusante quanto à montante do ponto de falta, como ilustrado na Figura 17. Assim, para eliminar os fluxos de corrente que alimentam a falta, os dispositivos, $D1$, e $D3$ devem atuar de forma quase simultânea, sendo que qualquer um deles pode atuar, sem afetar a operação do outro. Os ajustes dos dispositivos, visando coordenação, devem ser realizados seguindo os critérios descritos na equação (34), levando-se em consideração a característica direcional de cada dispositivo, isto é, $D2$ serve de proteção de retaguarda para $D1$, enquanto $D4$ é retaguarda de $D3$.

Figura 17 - Atuação simultânea de dispositivos de proteção.

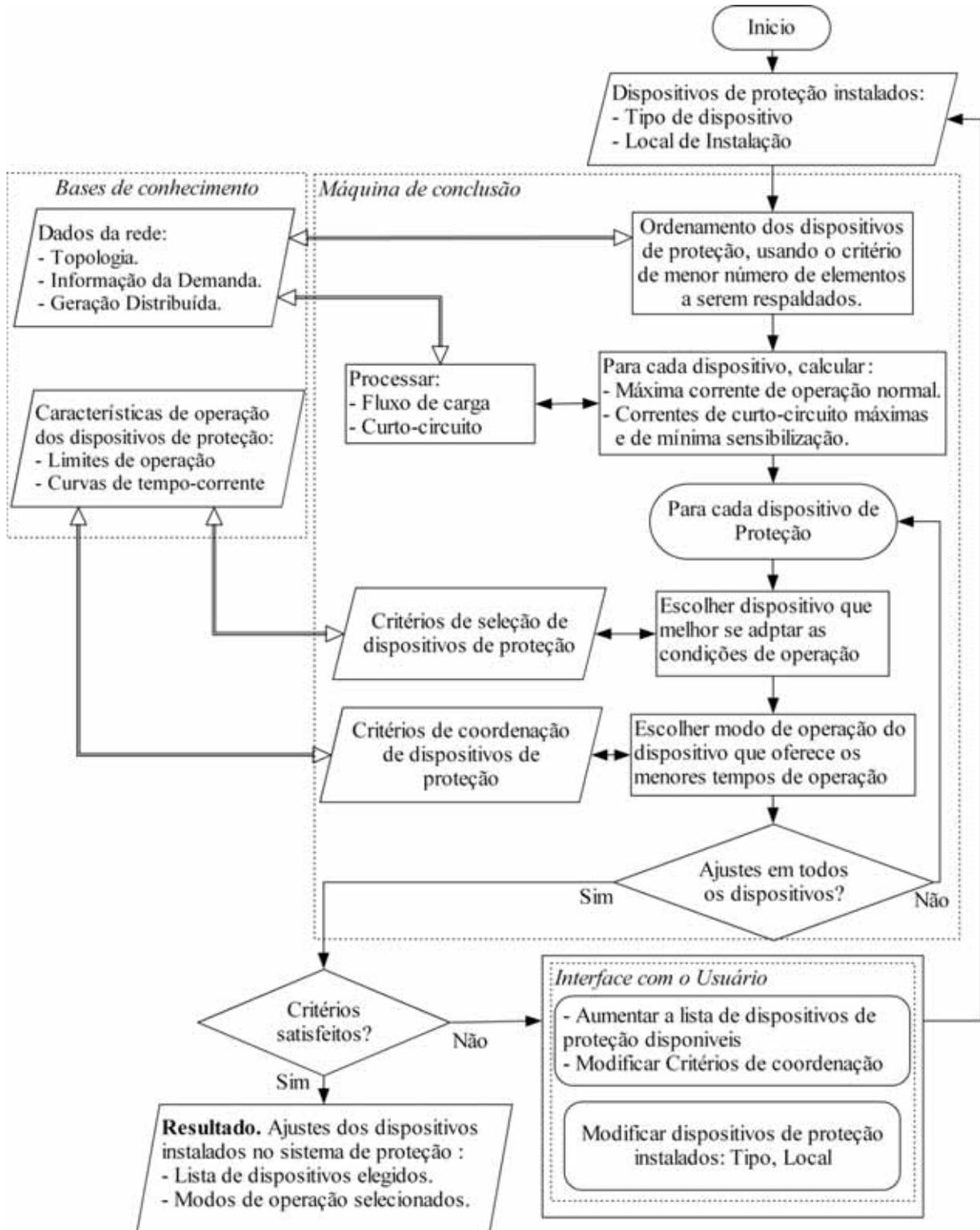


Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.6.2 Algoritmo de seleção e coordenação de dispositivos de proteção

Neste trabalho é implementado um sistema integrado para analisar o sistema de proteção baseado no algoritmo descrito por Silva (2005). Este sistema consiste de regras que utilizam informações contidas em bases de dados e conhecimento que são utilizadas na elaboração de algoritmos para análise do sistema de proteção. O sistema opera baseado numa programação do tipo inteligência artificial (*if-then*) para a representação básica do conhecimento, e incorpora dados característicos de equipamentos reais para a obtenção de um projeto de proteção viável e sujeito às tecnologias atualmente existentes. O diagrama de blocos do algoritmo implementado é apresentado na Figura 18, sendo este formado por três partes básicas: *Base de Conhecimento*, *Máquina de Conclusão* e *Interface com o Usuário*.

Figura 18 - Diagrama de blocos da ferramenta implementada para seleção e coordenação dos dispositivos de proteção.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Uma *base de conhecimento* consiste de bancos de dados que armazenam informações do circuito, tais como: impedância do circuito, topologia do circuito e outros dados necessários para o cálculo fluxo de carga e de curto-circuito. Por outro lado, também são necessárias regras para a análise da proteção, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, sendo elas predefinidas segundo os critérios expostos na seção 2.6.1 e no Apêndice F.5. . As bases de dados dos equipamentos contêm informações necessárias para se determinar o funcionamento adequado do dispositivo no ponto de instalação, tais como: a corrente nominal, a curva característica tempo *vs.* corrente, o nível básico de isolamentos, entre outros.

A *máquina de conclusão* representa o meio pelo qual a *base de conhecimento* é manipulada para resolver problemas. Na *máquina de conclusão* as informações armazenadas na *Base de Conhecimento* são processadas através de um raciocínio lógico para se obter a seleção e coordenação de diversos dispositivos protetores levando em conta aspectos relacionados com o nível de tensão, nível de curto-circuito e outros dados importantes para a especificação adequada dos dispositivos. Nesta fase é necessária a localização predefinida dos dispositivos de proteção.

No sistema desenvolvido, a *interface com o usuário* fornece os ajustes e especificação dos dispositivos de proteção alocados na rede. Os problemas na especificação, coordenação e seletividade dos equipamentos são detectados através da *base de conhecimentos* e fornecidos ao usuário. Desta forma o usuário pode interferir no processo de decisão, redefinindo as condições do projeto para obter soluções técnicas e viáveis economicamente. Também são fornecidos os diagramas de coordenação para cada conjunto de dispositivos.

3 MODELO MATEMÁTICO PARA ALOCAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

As empresas distribuidoras, considerando os cenários de competitividade e regulamentação atuais, têm como um dos seus principais objetivos a expansão e otimização da rede elétrica para se adaptarem à crescente demanda pela energia elétrica com melhores índices de qualidade e segurança. Esse objetivo pode ser alcançado por meio de várias estratégias que são descritas na literatura especializada. Nos últimos anos destaca-se a penetração na rede de operadores independentes fornecendo potência elétrica em pequena escala, que devido a sua proximidade com a carga, geram benefícios à operação global do sistema. No caso ideal, a entrada da GDa pode fazer com que investimentos na expansão da rede possam ser adiados, mas no caso real, isto somente acontece se o desempenho do GD estiver dentro de limites aceitáveis de confiabilidade e, além disso, se o impacto no sistema de proteção causado pela GDa for menor do que o benefício obtido durante a sua operação. Por outro lado, a instalação de GDs pode ser usada como redutor do número e da duração dos blecautes em sistemas radiais ou fracamente malhados. Isto porque, após a falta ser isolada pelos dispositivos de proteção, e estando a GDa fora da região em falta, parte do sistema pode ser operada de forma ilhada através de um esquema adequado de restauração da rede de distribuição, reduzindo assim o impacto da falta sobre os consumidores, e, portanto, melhorando os índices de confiabilidade.

Figura 19 - Modelo matemático multiobjetivo para Alocação de GDs e dispositivos de proteção.

$$\text{Função Objetivo} \begin{cases} \text{Minimizar}(C_{\text{Operação}} + C_{\text{Equipamentos}}) \\ \text{Minimizar}(C_{\text{interrupção}}) \end{cases}$$

s.a. Regulação da tensão
 Balanço de Potência
 Limite térmico dos condutores
 Limites Operativos dos GDs
 Alocação seletiva dos dispositivos de proteção

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 19 ilustra-se o modelo matemático multiobjetivo proposto para alocação de GDs na rede de distribuição de média tensão. O modelo busca minimizar o custo da confiabilidade do sistema ($C_{interrupção}$), minimizar os custos de operação da rede ($C_{operação}$), e minimizar os custos decorrentes da adequação do sistema de proteção ($C_{Equipamentos}$).

Neste trabalho, o custo da confiabilidade do sistema se refere à melhoria na continuidade do serviço, o qual é avaliado como o custo da energia não fornecida por causa da resposta dos dispositivos de proteção contra faltas temporárias e permanentes. Por outro lado, o custo de operação da rede é avaliado como o valor da compra de energia necessária para alimentar a demanda com níveis adequados de segurança e qualidade, sendo que essa energia poder ser despachada a partir de diferentes fontes conectadas à rede, incluindo-se o sistema de transmissão. No caso, a concessionária pode aproveitar os diferentes preços de energia oferecidos pelas diversas fontes de GDa que operam na rede elétrica. A determinação dos preços de energia, porém, considera-se fora do alcance deste projeto, sendo então limitado ao conhecimento prévio desses valores, para cada fonte, e para cada período de análise considerado no horizonte de planejamento. O custo dos equipamentos está relacionado com os custos de aquisição, instalação e manutenção dos dispositivos de proteção conectados à rede, sendo que a configuração do sistema de proteção deve ser modificada para se ajustar às condições de operação da rede com GDs, e, adicionalmente, para melhorar os índices esperados de energia não fornecida durante o horizonte de planejamento.

Uma das características de destaque no modelo descrito na Figura 19 está na possibilidade de calcular os valores das funções objetivo através de algoritmos determinísticos. Porém, algumas das variáveis associadas ao modelo proposto apresentam comportamentos aleatórios que precisam de metodologias probabilísticas para serem analisadas. Portanto, neste trabalho é proposto ainda um modelo matemático mais abrangente que considera o impacto das incertezas na previsão da demanda futura sobre os valores das funções objetivo, tal como ilustrado na Figura 20. Neste caso, o custo das penalizações por níveis precários do nível de tensão, ($C_{Qualidade}$), está diretamente relacionado com a probabilidade de ocorrência do fornecimento do serviço com níveis de tensão acima de 1,05 pu, ou inferiores a 0,95 pu, sendo que, segundo critérios regulamentados pela ANEEL, os usuários afetados devem ser remunerados proporcionalmente ao tempo em que a prestação do serviço atinge valores inadequados. Para avaliar esse objetivo, deve-se calcular o valor esperado da tensão em cada barra do sistema, além do valor no seu desvio padrão. A partir desses valores é possível

determinar a probabilidade de ocorrência de níveis precários de tensões em cada barra do sistema.

Figura 20 - Modelo matemático multiobjetivo probabilístico para alocação de GDs e dispositivos de proteção.

$$\text{Função Objetivo} \begin{cases} \text{Minimizar}(C_{\text{Operação}} + C_{\text{Equipamentos}} + C_{\text{Qualidade}}) \\ \text{Minimizar}(C_{\text{interrupção}}) \end{cases}$$

s.a. Balanço de Potência
 Limite térmico dos condutores
 Limites Operativos dos GDs
 Alocação seletiva dos dispositivos de proteção

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A seguir, descreve-se detalhadamente a formulação matemática do modelo proposto.

3.2 FUNÇÃO OBJETIVO

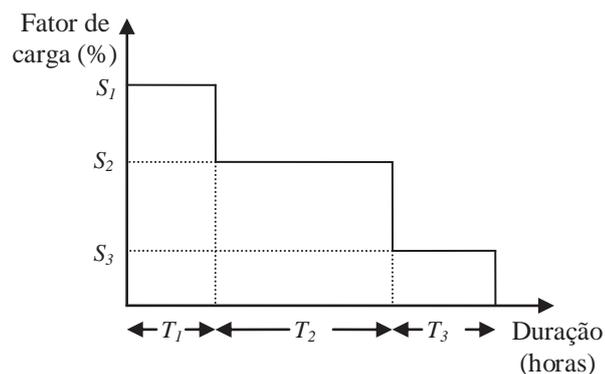
A metodologia adotada para alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs, consiste no desenvolvimento de um sistema computacional que permita a alocação otimizada dos dispositivos de proteção e das unidades de GDa atendendo-se às necessidades de seletividade e coordenação dos elementos de proteção nas redes de distribuição com e sem a presença da GDa, assim como o despacho adequado de cada unidade com o objetivo de operar o sistema com o menor custo. Para a alocação das unidades de GDa assume-se o conhecimento de uma lista de barras candidatas onde as condições econômicas e técnicas permitem a instalação dessas unidades e posterior conexão à rede de distribuição. Essa lista pode ser criada, por exemplo, com base em estudos prévios da vizinhança da rede para determinar os tipos e a quantidade de energia que pode ser extraída das diferentes formas de fonte primária disponíveis, como por exemplo, eólica, solar, hidráulica, entre outras.

3.2.1 Custo da operação

Neste trabalho, o custo de operação da rede está relacionado com o custo da energia que deve ser adquirida pela concessionária com vistas a fornecer, com um nível adequado de qualidade,

o serviço elétrico aos usuários conectados à rede, além de satisfazer as perdas decorrentes do processo de distribuição da energia. O modelo matemático deve considerar que, em geral, a demanda não é estática, mas que pode ser aproximada, por exemplo, para uma curva de demanda similar à apresentada na Figura 21, onde S_1 , S_2 , e S_3 , representam o valor médio para fator de carga no período de carga de ponta, média, e baixa, respectivamente. Similarmente, T_1 , T_2 , e T_3 , representam o intervalo de tempo em que a demanda apresenta tais fatores de carga. O operador de rede, portanto, pode estabelecer uma curva de demanda para o primeiro ano de operação contemplado no horizonte de planejamento, e pode ainda, de acordo com estudos estatísticos, prever um fator esperado do crescimento da demanda para cada período subsequente.

Figura 21 - Curva de duração de demanda no início do período.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Assim, para cada intervalo de tempo, T_i , a concessionária deve pagar as despesas geradas para garantir o balanço de potência em todas as barras de carga do sistema, bem como cobrir as perdas de potência nas próprias linhas do sistema de distribuição. Se a empresa de distribuição possui o controle sobre as fontes de geração é possível realizar um despacho adequado das fontes de geração visando minimizar o custo da energia fornecida aos usuários. Assim, a equação (36) pode ser usada para avaliar o custo total da energia despachada através dos NY anos considerados no horizonte de planejamento.

$$C_{Oper} = \sum_{y=0}^{NY-1} \frac{1}{(1 + TIR)^y} \left[\sum_{i=1}^{NC} T_i \left(\sum_{s=1}^{Nsub} (PCS_{siy} \cdot PS_{siy} + QCS_{siy} \cdot QS_{siy}) \right) + \sum_{l=1}^{NL} (PCG_{liy} \cdot PG_{liy} + QCG_{liy} \cdot QG_{liy}) \right] \quad (36)$$

Onde:

- NY*: Número de anos considerados no horizonte de planejamento.
- NC*: Número de níveis discretos considerados na curva de demanda.
- NL*: Número de linhas no sistema de distribuição.
- Nsub*: Número de subestações que alimentam a rede.
- PCS_{siy}, QCS_{siy}*: Custo por compensação de potência ativa (\$/kW/hora), e por potência reativa (\$/kvar/hora), respectivamente, fluindo através da subestação *s* durante o intervalo *i* da curva de demanda, que corresponde ao ano *y* considerado no horizonte de planejamento.
- PCG_{liy}, QCG_{liy}*: Custo por compensação de potência ativa (\$/kW/hora), e por potência reativa (\$/kvar/hora), respectivamente, fluindo através do GD conectado na barra de chegada da linha *l*, durante o intervalo *i* da curva de demanda que corresponde com o ano *y* considerado no horizonte de planejamento.
- PS_{siy}, QS_{siy}*: Valor médio da potência ativa (kW), e reativa (kvar), respectivamente, fluindo pela subestação, *s*, durante o intervalo *i* da curva de demanda, e no ano *y* contemplado no horizonte planejamento.
- PG_{liy}, QG_{liy}*: Valor médio da potência ativa (kW), e reativa (kvar), respectivamente, fluindo pelo GD conectado na barra de chegada da linha *l*, durante o intervalo *i* da curva de demanda, e no ano *y* contemplado no horizonte planejamento.
- TIR*: Taxa interna de retorno.

Deve-se notar que o valor presente calculado na equação (36) considera um custo por compensar as injeções de potência reativa das fontes conectadas à rede, portanto, assumindo-se a existência de um mercado de potência reativa. Porém, atualmente, as redes de distribuição operam na base das medições na potência ativa, sendo que o fator de potência é controlado através de penalizações (ANEEL, 2010, p. 18). No presente trabalho, os custos por potência reativa são considerados com o intuito de gerar um modelo abrangente, que possa ser aplicado para diferentes cenários de operação, e modelos diversos de mercado. Portanto, para se analisar redes de distribuição atuais, o modelo matemático pode ser facilmente ajustado ao fazer $QCS_{sly} = QCG_{liy} = 0$.

3.2.2 Custos da Interrupção

O objetivo consiste em encontrar a alocação ótima dos elementos de proteção que permita obter o menor custo da energia não fornecida após a operação dos dispositivos de proteção que atuem em resposta à ocorrência de uma falta no sistema de distribuição. A localização e o tipo dos dispositivos de proteção, bem como a alocação e tipo de operação dos GDs, são determinantes na avaliação deste objetivo. No modelo matemático considera-se a instalação dos seguintes elementos de proteção: elos-fusíveis, religadores, relés de sobrecorrentes, e relés de sobrecorrentes com unidade direcional e unidade de religamento sincronizado (RSD-RS). Na Tabela 2 apresenta-se a codificação usada para os tipos de dispositivos de proteção.

Tabela 2 - Codificação para os elementos de Proteção.

Índice d	Tipo de Elemento
1	Elo-fusível
2	Religador
3	Relé
4	RSD-RS

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para o funcionamento do esquema de proteção são adotadas as seguintes hipóteses:

- Considera-se, por motivo de coordenação e seletividade, que não existem elos-fusíveis alocados nas linhas que ligam uma subestação com um GD. A mesma hipótese se aplica no caso de linhas que ligam fontes de GDa.

- São utilizados RSD-RS para interromper as correntes que alimentam a seção sob falta das fontes de geração distribuída. Esses dispositivos são conectados na barra de chegada da linha selecionada para a instalação, e devem ser coordenados para operar na direção à jusante da subestação.
- As correntes de falta fluindo na direção à jusante da subestação devem ser interrompidas, quando possível, por relés de sobrecorrentes, religadores, ou por elos-fusíveis. Esses dispositivos são instalados na barra de envio da linha selecionada para receber o elemento de proteção.
- As faltas temporárias são eliminadas pela operação dos dispositivos mais próximos, tanto à jusante, quanto à montante, que interrompem instantaneamente todos os fluxos de corrente que alimentam a falta. No caso em que a falta ocorra dentro da zona de proteção de um religador, os usuários conectados à sua jusante devem experimentar efeitos transitórios devido à operação normal desse dispositivo de proteção. No caso de outro dispositivo de proteção (elo-fusível ou relé de sobrecorrente), os usuários devem experimentar uma interrupção com um tempo esperado de restabelecimento, TS_i , devido ao tempo gasto pelas equipes de manutenção da concessionária para verificar a integridade da seção a que pertence a linha l , e ainda religar o dispositivo de proteção.
- As faltas permanentes são “isoladas” pela operação dos dispositivos mais próximos, tanto à montante, quanto à jusante, da seção sob falta. No caso do dispositivo à jusante, supõe-se que o elemento que deve operar é um RSD-RS. Os usuários conectados na zona de proteção dos dispositivos que respondem à falta devem experimentar uma interrupção do serviço com um tempo médio de restabelecimento, TR_l . Esse tempo se deriva do tempo médio gasto pelas equipes de manutenção para reparar os defeitos na linha l , e ainda religar os elementos de proteção que atuaram para eliminar a falta.
- O número de dispositivos que podem ser alocados em série deve ser controlado cuidadosamente, visando a geração de sistemas de proteção com critérios de seletividade e coordenação.
- Cada unidade de GDa dispõe de um elemento de proteção que deve ser coordenado com os RSD-RS instalados à montante, e ainda com os dispositivos não direcionais instalados à jusante. Adicionalmente, supõe-se que na subestação existe um disjuntor com relé de sobrecorrente e bobina de religamento.
- RSD-RS só pode ser conectado num determinado ponto do sistema, se as condições para a operação isolada das fontes de GDa podem ser garantidas. Isto é, a GDa operando na zona isolada possui capacidade nominal suficiente para fornecer energia de forma segura

e contínua para a demanda conectada nessa zona, sendo que pelo menos 1 (uma) das unidades de geração dispõe de controle da frequência e do nível de tensão. No caso da impossibilidade da operação ilhada, as fontes de GDa devem ser rapidamente desconectadas, seguindo os padrões sugeridos pela IEEE (ver Apêndice F.6.)

- Assume-se que a zona isolada pode operar de forma contínua após a atuação do dispositivo RSD-RS e a consequente perda da referência da rede. Mas para atingir de forma segura esse tipo de operação deve-se cumprir que, no instante da falta, a relação entre a demanda na zona isolada com a potência despachada pela GDa que opera na mesma zona, seja menor do que um parâmetro preestabelecido, F_{sec} , e que ainda seja maior que $1/F_{sec}$. Isto significa que a GDa operando na zona ilhada deve possuir capacidade dinâmica suficiente para responder à instabilidade transitória gerada após a falta. Portanto, o fator F_{sec} atua como um parâmetro de segurança para garantir o sincronismo das máquinas rotativas. Neste trabalho, esse parâmetro é assumido como sendo constante para qualquer instante em que ocorra a falta.
- No caso da impossibilidade de se manter a operação contínua na zona ilhada, assume-se que as unidades de GDa são desconectadas pela perda de sincronismo, e, portanto, os usuários conectados na zona ilhada devem experimentar uma interrupção devida ao tempo médio, TSR_l , necessário para restabelecer a operação das unidades de GDa que operam à jusante do dispositivo RSD-RS instalado na linha l .
- O religamento sincronizado nos RSD-RS só é permitido após a atuação de todas as operações restaurativas dos religadores instalados à sua montante, ou conseqüentemente, após que todas as contingências que afetaram a rede tenham sido eliminadas adequadamente.

Antes de expor a equação não linear que avalia o custo da interrupção é necessário definir o parâmetro que descreve a conectividade entre as barras do sistema. No caso, supõe-se uma topologia radial, mesmo com a presença de GDs, usando, portanto, o conceito de pontos de quebra para fins de cálculo de fluxo de potência e curto-circuito (SHIRMOHAMMADI et al., 1988). Desta forma, os ramos são numerados em ordem ascendente a partir da subestação, de forma semelhante à fase de ordenamento à montante e à jusante do algoritmo iterativo de fluxo de carga.

dispositivo de proteção, isto é, com o nível de corrente, $I_{NomDisp}$ que pode circular pelo dispositivo sem a sensibilização do mesmo. Esse valor determina, portanto, a capacidade de interrupção, assim como dos custos associados à aquisição, instalação, e manutenção do dispositivo alocado, tal como apresentado na Tabela 3, de forma genérica, para o elemento de proteção tipo d . No caso, assume-se que ND_d é a quantidade de intervalos com diferente valor de operação para o dispositivo de tipo d .

Tabela 3 - Capacidade de interrupção e custos associados ao elemento de proteção tipo d .

Índice c	Corrente Operação (A)	Capacidade de Interrupção (A)	Custos (\$)		
			Aquisição	Instalação/Desinstalação	Manutenção Anual
1	$I_{NomDisp_{d1}}$	$I_{IntMax_{d1}}$	AD_{d1}	ID_{d1}/UD_{d1}	MD_{d1}
2	$I_{NomDisp_{d2}}$	$I_{IntMax_{d2}}$	AD_{d2}	ID_{d2}/UD_{d2}	MD_{d2}
:					
ND_d	$I_{NomDisp_{dNDd}}$	$I_{IntMax_{dNDd}}$	$AD_{d.NDd}$	$ID_{d.NDd}/UD_{d.NDd}$	$MD_{d.NDd}$

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para o modelo matemático proposto, o custo da interrupção no fornecimento de energia pode ser calculado através da equação (37), que considera o valor dos custos anualizados da energia não fornecida por causa de faltas temporárias, CIT_y , assim como os custos devidos a faltas de tipo permanente, CIP_y .

$$C_{inter} = \sum_{y=0}^{NY-1} \frac{PIC_y + TIC_y}{(1 + TIR)^y} \quad (37)$$

Adicionalmente, o custo anualizado da energia não fornecida durante o ano y , devido à incidência de faltas permanentes, é calculado através da equação (38),

$$\begin{aligned}
PIC_y = \sum_{l=1}^{NL} \frac{\lambda_l L_l}{T} & \left\{ \sum_{j=1}^l \left[\left(Y_{lj} \sum_{d=1}^3 \sum_{c=1}^{ND_d} X_{jdc} \right) \right. \right. \\
& \cdot \left. \left(\prod_{k=j+1}^l \prod_{d=1}^3 \prod_{c=1}^{ND_d} (1 - Y_{lk} X_{kdc}) \right) \left(\sum_{k=j}^{NL} \sum_{i=1}^{NC} Y_{jk} T_i f_{EN}(TR_l, LD_{kiy}) \right) \right] \\
& - \sum_{j=l}^{NL} \left[Y_{lj} \left(\sum_{c=1}^{ND_4} X_{j4c} \right) \left(\prod_{k=l}^{j-1} \prod_{c=1}^{ND_4} (1 - Y_{jk} X_{k4c}) \right) \right. \\
& \cdot \left. \left. \left(\sum_{k=j}^{NL} Y_{jk} \sum_{i=1}^{NC} T_i (f_{EN}(TR_l, LD_{kiy}) - (1 - S_{j iy}) f_{EN}(TSR_j, LD_{kiy})) \right) \right] \right\} \quad (38)
\end{aligned}$$

onde:

- L_l : Comprimento da linha l do sistema de distribuição.
- λ_l : Índice de faltas permanentes na linha l (eventos/km/ano).
- T : Tempo total considerado no horizonte de planejamento (horas).
- LD_{kiy} : Potência ligada na barra de chegada da linha k , durante o nível de carga i da curva de duração de demanda prevista para o ano y .
- $f_{EN}(t, L)$: Função que determina o custo de interrupção de acordo com a duração da interrupção, t , assim como do tipo de consumidor e potência demandada pela carga, L . Essa função de custo segue os critérios propostos por Chowdhry e Koval (2004) e devidamente descritos no Apêndice G.4.
- $S_{j iy}$: Variável binária que recebe o valor 1 (um) quando existe a possibilidade de operar de forma contínua a zona ilhada à jusante do dispositivo alocado na linha j , que operou após a ocorrência de uma falta durante o nível de carga i da curva de demanda prevista para o ano y . A determinação desta variável é descrita na seção 3.3.4.

Por outro lado, através da equação (39) calcula-se o custo anualizado da energia não fornecida durante o ano y , devido à incidência de faltas temporárias.

$$\begin{aligned}
TIC_y = & \sum_{l=1}^{NL} \frac{\gamma_l L_l}{T} \sum_{j=1}^l Y_{jl} \left[\prod_{k=j+1}^l \left\{ \left(\prod_{d=2}^3 \prod_{c=1}^{ND_d} (1 - Y_{kl} X_{kdc}) \right) \right. \right. \\
& \cdot \left. \left. \left(1 - Y_{kl} \left(\sum_{c=1}^{ND_1} X_{k1c} \right) \left(1 - \sum_{e=1}^{ND_2} X_{j2e} \right) \right) \right\} \right. \\
& \cdot \sum_{k=j}^{NL} \sum_{i=1}^{NC} Y_{kj} T_i \left\{ \left(\sum_{c=1}^{ND_2} X_{j2c} [TC(LD_{kiy}) - TIZ(l)] \right) \right. \\
& \left. \left. + \left(\left[\sum_{c=1}^{ND_1} X_{j1c} + \sum_{c=1}^{ND_3} X_{j3c} \right] \cdot [f_{EN}(ST_l, LD_{niy}) - PIZ(l)] \right) \right\} \right] \quad (39)
\end{aligned}$$

Onde $TIZ(l)$ é uma função que determina o impacto nos custos de interrupção devido à operação ilhada da GDa conectada à jusante do RSD-RS alocado na linha l , sendo que o dispositivo que opera à montante da mesma linha l , é um religador. Esse impacto é devidamente calculado através da equação (40).

$$\begin{aligned}
TIZ(l) = & \sum_{h=l}^{NL} Y_{hl} \left(\sum_{c=1}^4 X_{h4c} \right) \cdot \left(\prod_{k=l}^{h-1} \prod_{c=1}^{ND_4} (1 - Y_{hk} X_{k4c}) \right) \\
& \cdot \left(\sum_{i=1}^{NC} T_i \sum_{k=h}^{NL} \left(Y_{kh} TC(LD_{kiy}) - (1 - S_{hiy}) f_{EN}(TSR_h, LD_{kiy}) \right) \right) \quad (40)
\end{aligned}$$

Similarmente, $PIZ(l)$ determina o impacto quando o dispositivo à montante da linha l é um elo-fusível ou um relé de sobrecorrente.

$$\begin{aligned}
PIZ(l) = & \sum_{h=l}^{NL} Y_{hl} \left(\sum_{c=1}^4 X_{h4c} \right) \cdot \left(\prod_{k=l}^{h-1} \prod_{c=1}^{ND_4} (1 - Y_{hk} X_{k4c}) \right) \\
& \cdot \left(\sum_{i=1}^{NC} T_i \sum_{k=h}^{NL} \left(Y_{kh} f_{EN}(TS_h, LD_{kiy}) - (1 - S_{kiy}) f_{EN}(TSR_h, LD_{kiy}) \right) \right) \quad (41)
\end{aligned}$$

Nas equações (39) a (41), definem-se os seguintes termos:

γ_l : Índice de faltas temporárias para a linha l do sistema de distribuição.

$TC(L)$: Função que determina o custo dos efeitos transitórios gerados pela ação restaurativa do religador. Neste trabalho, esse custo, em (\$/kW), é considerado como sendo um parâmetro constante para cada tipo de consumidor conectado em L .

3.2.3 Custos dos equipamentos de proteção

A estratégia de planejamento adotada para obtenção do modelo matemático proposto fornece a possibilidade de analisar sistemas de distribuição em fase de projeto ou já construídos. No caso de projeto de sistema de proteção de alimentadores existentes, supõe-se a possibilidade de reaproveitamento dos dispositivos de proteção existentes e adaptações, quando necessárias, sempre que os estudos de seletividade e coordenação assim o permitam. Portanto, a localização e o tipo de cada elemento de proteção que faz parte do sistema de proteção inicial devem ser informados por meio do parâmetro binário X_{ldc}^{base} , o qual recebe o valor 1 (um) quando na linha l do sistema de distribuição existe, no início do projeto, o dispositivo de proteção tipo d , com capacidade de operação c . Assim, o cálculo do custo de reconfigurar o sistema de proteção inicial, X_{ldc}^{base} , necessário para se ajustar com o esquema proposto pela alternativa de solução, X_{ldc} , é efetuado através da equação (42). Nesta equação levam-se em consideração os custos de aquisição de novos dispositivos de proteção, C_{aq} , os custos derivados da instalação ou desinstalação dos mesmos, $C_{inst/Des}$, e ainda os custos anualizados de manutenção do sistema de proteção, CM_y .

$$C_{Equipamentos} = C_{aq} + C_{inst/Des} + \sum_{y=0}^{NY-1} \frac{CM_y}{(1 + TIR)^y} \quad (42)$$

onde:

$$C_{acq} = \sum_{d=1}^4 \sum_{c=1}^{ND_d} AP_{dc} \cdot NA_{dc} \cdot \mathbf{Add}(d, c) \quad (43)$$

$$C_{Inst/Des} = \sum_{d=1}^4 \sum_{c=1}^{ND_d} \sum_{l=1}^{NL} (X_{ldc} (X_{ldc} - X_{ldc}^{base}) \cdot ID_{dc} + X_{ldc}^{base} (X_{ldc} - X_{ldc}^{base}) \cdot UD_{dc}) \quad (44)$$

$$CM_y = \sum_{d=1}^4 \sum_{c=1}^{ND_d} \sum_{l=1}^{NL} (X_{ldc} \cdot MD_{dc}) \quad (45)$$

$$\mathbf{Add}(d, c) = \sum_{l=1}^{NL} (X_{ldc} - X_{ldc}^{base}) \quad (46)$$

Na equação (43), a variável binária NA_{dc} assume o valor 1 (um) quando o elemento (d, c) da matriz \mathbf{Add} , calculada em (46), é maior do que zero. Isto é, quando o número de novos dispositivos de proteção de tipo d , e capacidade c , for maior do que o número de elementos, do mesmo tipo, e a mesma capacidade, retirados do sistema de proteção inicial. Os custos AP_{dc} , ID_{dc} , UD_{dc} , e MD_{dc} , estão associados a cada tipo de dispositivo dc , são devidamente descritos na Tabela 3.

3.2.4 Custo por níveis de tensão precários (modelo probabilístico)

O nível de tensão nos barramentos do sistema de distribuição deve ser cuidadosamente supervisionado devido o impacto que este gera no funcionamento adequado dos elementos conectados à rede. A ANEEL visando padronizar os critérios que garantem o bom atendimento aos usuários, regulamenta os valores permissíveis para o nível de tensão no ponto de conexão dos usuários das concessionárias. O descumprimento desses padrões acarreta em compensações econômicas para os usuários afetados, sendo estas pagas pelas concessionárias infratoras.

O nível de tensão nas barras do sistema de distribuição depende, entre outros fatores, da corrente fluindo pelas linhas de rede. Essa corrente, por sua vez, está relacionada com a demanda conectada à rede, a qual, por natureza, apresenta um alto grau de incerteza. Portanto, estudos probabilísticos devem ser feitos para estimar a probabilidade de ocorrência de níveis de tensão inadequados.

Neste trabalho, a equação (47) é utilizada para calcular o custo pela prestação do serviço com baixos índices de qualidade de tensão. Essa fórmula, por sua vez, baseia-se na fórmula para calcular a compensação aos usuários descrita no PRODIST (ANEEL, p. 18), sendo que, na equação proposta, os níveis de tensão críticos são considerados como valores precários.

$$C_{Qualidade} = \sum_{y=0}^{NY=1} \sum_{i=1}^{NC} \sum_{l=1}^{NL} 6 \cdot T_i \cdot (PVprec_{liy} - DRP_M) \cdot k_1 \cdot EUCD \quad (47)$$

Onde:

DRP_M : Valor padronizado pela ANEEL como meta para o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária. Em (ANEEL, p. 17), estipula-se o valor 3%.

$EUCD$: Valor de encargo do uso do sistema de distribuição.

k_1 : Parâmetro de valor 0 (zero) quando $DRP_M \geq PVprec_{liy}$, e valor 3 (três) para outros casos.

$PVprec_{liy}$ Probabilidade de encontrar valores precários de tensão na barra de chegada da linha l , durante o nível de carga i da curva de demanda prevista para o ano y . Considera-se como valor precário tensões acima de 1,05 pu, e menores do que 0,95 pu.

3.3 RESTRIÇÕES DO PROBLEMA

As de restrições do problema têm como objetivo garantir as equações de balanço de potência nas barras, respeitar a capacidade térmica e os níveis de curto-circuito dos elementos da rede, tais como linhas e transformadores. Por outro lado, busca-se mitigar problemas de congestionamento nos transformadores de potência, das subestações, e ainda que se obedçam aos limites operacionais dos geradores distribuídos. Além disso, e visando gerar alternativas que possam ser coordenadas, adicionam-se algumas restrições para que o modelo matemático contemple o problema de seletividade no sistema de proteção.

3.3.1 Nível de tensão (modelo determinístico)

De maneira alternativa, neste trabalho, considera-se a possibilidade de simplificar o modelo matemático de tal forma que os efeitos probabilísticos das variáveis com incerteza, especialmente os associados com a demanda, sejam desprezados, tornando o modelo totalmente determinístico. Assim, o custo por nível de tensão precário passa a ser avaliado como uma restrição, tal como se expressa na equação:

$$V_l^{min} \leq V_{liy} \leq V_l^{max} \quad (48)$$

3.3.2 Balanço de potência

Para garantir que a solução obtida seja factível, é necessário atender a condição de balanço de potência durante cada intervalo, i , da curva de duração de demanda, tanto no estado de operação normal, quanto no estado restaurativo devido à atuação dos equipamentos de proteção. Portanto, para cada cenário, deve-se obedecer ao balanço de potência ativa, na equação (49), e o balanço de potência reativa, equação (50), onde $(\mathbf{V}_{iy}, \boldsymbol{\theta}_{iy})$ são variáveis de estado obtidas através de cálculo de fluxo de carga.

$$\mathbf{P}_{iy}(\mathbf{V}_{iy}, \boldsymbol{\theta}_{iy}) = 0 \quad (49)$$

$$\mathbf{Q}_{iy}(\mathbf{V}_{iy}, \boldsymbol{\theta}_{iy}) = 0 \quad (50)$$

3.3.3 Limite térmico

Os elementos conectados na rede possuem limitações físicas que devem ser consideradas durante o planejamento da rede. Na equação (51) limita-se o nível de corrente, I_{liy} , pela linha, l , durante o intervalo, i , da curva de duração de demanda prevista para o ano y , para um valor menor que o limite térmico do condutor, I_l^{max} .

$$I_{liy} \leq I_l^{max} \quad (51)$$

Da mesma forma, é necessário considerar as limitações dos equipamentos da subestação. Para o modelo matemático proposto neste trabalho, a equação (52) representa uma restrição que limita a potência que pode fluir pela subestação s durante cada cenário i da curva de demanda prevista para o ano y do horizonte de planejamento, sendo $Ssub_s^{max}$ a potência máxima de operação do transformador da subestação s .

$$\sqrt{PS_{siy}^2 + QS_{siy}^2} \leq Ssub_s^{max} \quad (52)$$

3.3.4 Operação da GDa

A operação das unidades de GDa conectadas à rede de distribuição deve obedecer aos seus limites de funcionamento, de forma que a vida útil dessas unidades seja preservada, e ainda para prevenir desconexões não programadas devido à operação dos dispositivos de proteção das mesmas unidades por efeito das sobrecargas. Assim, na equação (53), limita-se o nível de corrente que pode fluir no GD conectado na barra de chegada da linha l , sendo que a equação é válida para qualquer cenário i da curva de duração de demanda prevista para o ano y do horizonte de planejamento. Em (53), PG_l^{max} é o limite máximo de potência ativa que pode ser despachado pela fonte conectada em l . Analogamente, QG_l^{max} é o limite máximo de potência reativa que pode ser despachado pela mesma fonte.

$$\sqrt{PG_{liy}^2 + QG_{liy}^2} \leq \frac{V_{kiy}}{VG_k^{nom}} \sqrt{(PG_l^{max})^2 + (QG_l^{max})^2} \quad (53)$$

A potência ativa despachada em cada fonte, PG_{liy} , é ainda limitada no intervalo descrito pela restrição (54).

$$PG_l^{min} \leq PG_{liy} \leq PG_l^{max} \quad (54)$$

Por outro lado, a potência reativa, QG_{liy} , é limitada pela tecnologia implementada e o tipo de controle utilizado em cada GD. No caso de GDs baseados em máquinas síncronas, onde é possível o controle da tensão nos seus terminais, a potência reativa pode flutuar entre os limites físicos do gerador. Neste caso, a equação (55) é proposta.

$$QG_l^{min} \leq QG_{liy} \leq QG_l^{max} \quad (55)$$

Se o tipo de controle destas fontes de geração é controlado com fator de potência constante, que representa o caso dos GDs de menor porte, então é proposta a equação (56), onde FP_l é o fator de potência programado para o gerador distribuído alocado em l .

$$QG_{liy} = PG_{liy} \cdot \tan(\cos^{-1}(FP_l)) \quad (56)$$

Para o caso de fontes de geração baseadas em máquinas de indução, não é possível controlar a potência reativa, e a barra de conexão do gerador à rede de distribuição fica sujeita aos valores de tensão aplicados nos terminais do gerador, do escorregamento no eixo da máquina, e dos parâmetros internos (ANDERSON, 1998; GRILO et al., 2012).

$$QG_{liy} = \frac{V1_{liy}^2 \cdot (X_s + X_r)}{\left(R_s + \frac{R_r}{s}\right)^2 + (X_s + X_r)^2} \quad (57)$$

Onde:

$V1_{liy}$: Tensão de sequência positiva em terminais da máquina.

X_s : Reatância no enrolamento de armadura.

R_s : Resistência no enrolamento de armadura.

X_r : Reatância no enrolamento do rotor referido à armadura.

R_r : Resistência no enrolamento do rotor referido à armadura.

s : Escorregamento.

Uma prática comum das concessionárias é desconsiderar o fluxo de potência reativa dos geradores distribuídos e considerar apenas a injeção de potência ativa. Do ponto de vista do modelo matemático proposto, isto é obtido fazendo-se $QG_l^{max} = QG_l^{min} = 0$ na equação (55), ou, equivalentemente, fazendo $FP_l = 1$ na equação (56).

A geração distribuída pode diminuir o número de seções sem fornecimento de energia e melhorar assim os índices de qualidade do sistema. Neste caso deve-se considerar a capacidade dos geradores operarem de forma ilhada. Para efeitos do modelo matemático proposto isto só acontece se na área isolada existe pelo menos um GD com controle de frequência, e ainda com capacidade suficiente para amenizar os distúrbios provocados no

balanço de potência. Caso contrário os geradores são incapazes de se manterem em operação e devem ser desligados do sistema.

Para supervisionar a capacidade das unidades de GDa para operar de forma ilhada, as equações (58) a (61) são propostas. Na equação (58), PE_l é uma variável binária com valor 1 (um) quando a capacidade de geração das fontes conectadas à jusante da linha l é maior do que a demanda de potência ativa à jusante da mesma linha, sendo F_{sec} o parâmetro de segurança. Analogamente, na equação (59), QE_l é uma variável binária com valor 1 (um) quando a capacidade de geração de reativos das unidades de GDa é maior do que a demanda de reativos. Em ambas as equações, a capacidade de geração é comparada com os valores máximos previstos no horizonte de planejamento, $LD_{k,1,NY}$, isto é, durante o período de ponta da curva de duração de demanda ($i = 1$) do último ano considerado no horizonte de planejamento ($y = NY$).

$$PE_l \sum_{k=l}^{NL} Y_{jk} (\mathbf{Re}(F_{sec} \cdot LD_{k,1,NY}) - PG_k^{max}) \leq 0 \quad (58)$$

$$QE_l \sum_{k=l}^{NL} Y_{jk} (\mathbf{Im}(F_{sec} \cdot LD_{k,1,NY}) - QG_k^{max}) \leq 0 \quad (59)$$

$$(1 - NVF_l) \sum_{k=l}^{NL} Y_{lk} \cdot VF_k \leq NVF_l \quad (60)$$

$$PE_l \cdot QE_l \cdot NVF_l \geq \sum_{c=1}^{ND_4} X_{l4c} \quad (61)$$

Por outro lado, na equação (60), VF_k é um parâmetro com valor 1 (um) quando o GD conectado na barra de chegada da linha k possui controle de frequência e da tensão. Portanto, a variável binária NVF_l recebe o valor 1 (um) quando à jusante da linha l existe pelo menos 1 (uma) fonte de GDa com capacidade de operar de forma ilhada. Assim, na equação (61), a alocação de um dispositivo RSD-RS na linha l é habilitada apenas para o caso em que for atingida a condição $PE_l = QE_l = NVF_l = 1$.

O modelo matemático proposto deve ser capaz de identificar os instantes em que se pode esperar uma operação contínua das zonas ilhadas após a perda da referência do sistema, isto é, não se esperam interrupções no fornecimento da demanda após a operação do dispositivo RSD-RS. Para supervisionar esse tipo de operação, as equações (62) e (63) são propostas,

onde S_{liy} é uma variável binária com valor 1 (um) quando a demanda à jusante da linha l , durante o período de carga i da curva de demanda prevista para o ano y , está próxima da potencia despachada, durante o mesmo período de tempo, pelas fontes de GDa conectadas à jusante da mesma linha l . Em ambas as equações, o fator de segurança, F_{sec} , determina a tolerância de afastamento entra as potências comparadas, e mesmo assim se obter a operação contínua da zona ilhada.

$$S_{liy} \sum_{k=l}^{NL} Y_{lk} \left(LD_{kiy} - F_{sec} \sqrt{PG_{kiy}^2 + QG_{kiy}^2} \right) \leq 0 \quad (62)$$

$$S_{liy} \sum_{k=l}^{NL} Y_{jk} \left(LD_{kiy} - \sqrt{(PG_{kiy})^2 + (QG_{kiy})^2} / F_{sec} \right) \geq 0 \quad (63)$$

3.3.5 Alocação de dispositivos de proteção

No modelo matemático proposto para alocação de dispositivos de proteção em alimentadores radiais aéreos de distribuição, buscam-se configurações adequadas para garantir a seletividade e coordenação dos dispositivos que constituem o sistema de proteção. Assim, na equação (64), em cada linha, l , do sistema de distribuição, é possível instalar apenas 1 (um) elemento de proteção unidirecional (elo-fusível, religador ou relé). Porém, na equação (65), permite-se a instalação simultânea com um dispositivo RSD-RS ($d=4$).

$$\sum_{d=1}^3 \sum_{c=1}^{ND_d} X_{ldc} \leq 1 \quad (64)$$

$$\sum_{c=1}^{ND_4} X_{ldc} \leq 1 \quad (65)$$

Na equação (66), verifica que o máximo valor na corrente de operação normal, I_{liy} , que pode ser esperado durante todo o horizonte de planejamento, seja menor do que a mínima corrente de sensibilização, $I_{NomDisp_{dc}}$, do dispositivo de proteção, X_{ldc} . Entretanto, na equação (67), verifica que a capacidade de interrupção, $I_{IntMax_{dc}}$, do mesmo elemento de proteção, X_{ldc} ,

seja maior do que a máxima corrente de curto-circuito assimétrica, I_{scly} , que possa se apresentar no ponto de conexão, l , do elemento de proteção tipo d .

$$\sum_{d=1}^4 \sum_{C=1}^{ND_d} X_{ldc} (I_{liy} - I_{NomDisp_{dc}}) \geq 0 \quad (66)$$

$$\sum_{d=1}^4 \sum_{C=1}^{ND_d} X_{ldc} \cdot (I_{scly} - I_{IntMax_{dc}}) \geq 0 \quad (67)$$

Adicionalmente, para preservar os critérios de coordenação entre os dispositivos de proteção, limita-se o número de dispositivos de proteção que podem ser alocados em cada trajetória série.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 INTRODUÇÃO

O modelo matemático apresentado para alocação de dispositivos de proteção e geradores distribuídos está caracterizado por ser do tipo combinatório, otimizar simultaneamente objetivos conflitantes entre si, $f_m(x)$, e ainda formar um espaço de solução não convexo, X , com variáveis tanto dos tipos contínuas, quanto discretas. Desta forma, o problema se classifica como combinatório não linear inteiro misto, sendo a sua solução complicada para se determinar a partir das técnicas clássicas de otimização. Para lidar com problemas desse tipo, existem na literatura as chamadas técnica de otimização multiobjetivo, descrita em detalhe em (DEB, 2001), e escrita matematicamente, de forma geral, no sistema (68).

$$\begin{aligned}
 & \text{Min/Max } f_m(x) && m = 1, 2, \dots, M \\
 \text{s.a.} & && \\
 & g_i(x) \geq 0 && i = 1, 2, \dots, I \\
 & h_k(x) = 0 && k = 1, 2, \dots, K \\
 & x \in X &&
 \end{aligned} \tag{68}$$

A principal característica dos problemas de otimização multiobjetivo é a geração de um conjunto de soluções alternativas com os melhores compromissos entre os objetivos do problema, chamado de Frente de Pareto. Para se formar esse conjunto, e ainda considerar uma alternativa como sendo ótima do ponto de vista multiobjetivo, é necessário utilizar o conceito de dominância. Segundo este conceito, uma alternativa de solução x_1 domina a alternativa x_2 , se atende às seguintes condições:

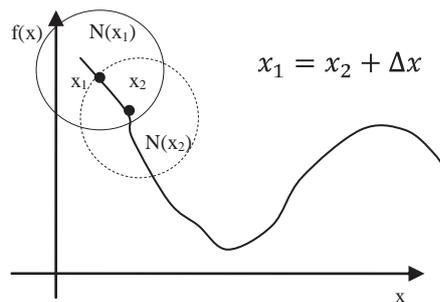
- Para cada objetivo do problema, o valor apresentado pela alternativa x_1 não é pior do que o valor apresentado pela alternativa x_2 .
- O valor de pelo menos um dos objetivos por x_1 é melhor do que o valor apresentado por x_2 , para o mesmo objetivo.

Existem na literatura inúmeras estratégias para encontrar o Frente de Pareto, que vão desde a implementação de técnicas clássicas de otimização, até o uso de metaheurísticas. Recentemente, trabalhos como os de Ramirez-Rosado e Dominguez-Navarro (2006), e Garcia e Franca (2005), têm aplicado a Técnica Busca Tabu Multiobjetivo (BTM), apresentando alta

eficiência quando aplicada na solução de problemas complexos como o proposto na seção 3. Por este motivo, neste trabalho, optou-se pelo uso do algoritmo BTM.

A BTM é uma técnica baseada na metaheurística Busca Tabu mono-objetivo (BT) proposta por Glover (1989) para resolver problemas complexos de otimização combinatória a partir de critérios de busca local, ou busca em vizinhança. Através de um processo iterativo, o algoritmo consegue avaliar intensivamente pequenas regiões do espaço de solução e ainda determinar a próxima região a ser avaliada. O deslocamento sucessivo de um ponto x_1 para outro x_2 , dentro sua vizinhança, $N(x_1)$, é feito a partir de leves variações nos atributos que caracterizam o vetor de variáveis de estado, tal como se apresenta na Figura 24 para um problema simples de minimizar a função $f(x)$.

Figura 24 - Vizinhança para o algoritmo BT.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em cada iteração, o algoritmo avalia o conjunto de alternativas que podem ser formadas a partir de pequenas alterações nos atributos que definem a alternativa de solução, x_1 , chamada de semente. Estas alterações são feitas de acordo com os critérios predefinidos para a vizinhança, com vistas a encontrar alternativas com melhores características. Se a alternativa x_2 ainda gera o melhor valor de função objetivo já alcançado durante o processo de busca, ela é armazenada como incumbente. Para evitar retornar em pontos já explorados, e, portanto, prevenir ciclagem e escapar de ótimos locais, a metaheurística BT incorpora uma estratégia chamada de Lista Tabu de curto prazo (LT), que visa restringir a busca através do armazenamento dos atributos realizados para alcançar o atual vetor de estado. A LT é consultada em cada novo movimento do algoritmo, e, no caso de existir algum movimento que compartilhe atributos presentes na LT, ele é marcado como proibido e não deve ser executado. Porém, caso o movimento contenha características desejáveis para o processo de

busca, como, por exemplo, melhorar a solução incumbente, o movimento pode ser executado. Esta estratégia é chamada de critério de aspiração. Por outro lado, um atributo só é retirado da LT após um número predeterminado de ciclos.

Na maior parte dos problemas de otimização, o uso da memória de curto prazo é suficiente para produzir soluções de boa qualidade. Porém, existem casos altamente complexos onde a BT se torna mais eficiente ao se incluir memória de longo prazo e outras estratégias associadas a esta. As principais estratégias da memória de longo prazo são a diversificação e a intensificação. A diversificação conduz a busca para novas regiões, sendo baseada em medidas da frequência dos atributos nas soluções obtidas durante o processo de busca. Os movimentos que geram soluções com atributos muito frequentes podem ser penalizados, enquanto movimentos que geram soluções com atributos pouco usados podem ser incentivados, tentando assim explorar novas áreas do espaço de solução. Por outro lado, a ideia principal da estratégia de intensificação é retornar a busca para regiões consideradas promissoras. Para isto também é usada uma medida de frequência dos atributos nas melhores soluções encontradas durante a busca, denominadas soluções de elite.

4.2 BUSCA TABU MULTIOBJETIVO

Neste trabalho é implementado o algoritmo proposto por Baykasoglu et al. (1999) para determinar o Frente de Pareto em problemas de otimização multiobjetivo. Da mesma forma que na BT, a busca da melhor solução é realizada sob conceito de vizinhança. Entretanto, para se adaptar aos critérios de dominância é necessário redefinir a estratégia de seleção das soluções que pertencem à vizinhança, assim como a forma em que se atualiza a solução incumbente e os atributos na lista tabu. Cabe destacar, que devido às características não lineares do modelo matemático proposto, e ainda pelos critérios de busca usados no algoritmo BTM, não é possível afirmar que o conjunto de alternativas encontradas através do processo todo, sejam ótimos globais. Portanto, ao invés de usar o termo Frente de Pareto, resulta mais adequado usar o termo “Conjunto de Soluções não Dominadas” para definir o conjunto de soluções resultantes do algoritmo de busca.

Na metaheurística BTM são definidas duas listas em adição à LT. A primeira, a Lista de Pareto (*LP*), é usada para armazenar as soluções não dominadas encontradas pelo algoritmo durante o processo de busca. A segunda é a Lista de Candidatas (*LC*), usada para armazenar todas as outras soluções não dominadas que não foram armazenadas na *LP*, e que também não

foram exploradas durante o processo de busca. Estas soluções podem ser selecionadas posteriormente para ser a nova solução semente.

Portanto, a metodologia BTM deve ser programada para seguir o algoritmo genérico descrito a seguir:

- i. Gera-se uma configuração inicial, que é chamada de solução semente, x ; Inicializam-se as listas $LT=\emptyset$, $LP=\emptyset$ e $LC=\emptyset$; e adiciona-se x à LP , isto é, $LP = LP \cup x$.
- ii. A partir da semente x , gera-se a vizinhança, $N(x)$, que é classificada, segundo os conceitos de dominância, em *soluções dominadas*, N_D , e *soluções não dominadas*, N_{ND} . Assim, para cada $x' \in N(x)$, tem-se que $N_{ND} \cup x'$, se x' não é dominada por nenhuma alternativa armazenada em LC ou na LP . Caso contrário, $N_D \cup x'$.
- iii. São retiradas as soluções armazenadas nos conjuntos LP e LC que são dominadas pelas soluções armazenadas em N_{ND} .
- iv. A nova solução semente, x_n , é escolhida aleatoriamente entre as soluções pertencentes ao conjunto N_{ND} . Caso na iteração atual $N_{ND} = \{\emptyset\}$, a nova solução semente será a solução mais antiga da lista LC , x_{old} .
- v. Considerando a origem da nova solução semente, atualizar as listas LT , LC , LP :

$$\bullet \text{ Se } x_n \in N(x) \Rightarrow \begin{cases} LT \cup Ax_n \\ LC = LC \cup \{N_{ND} - x_n\} \\ LP = \{LP \cup x_n\} \end{cases}$$

Sendo que Ax_n indica o atributo necessário para gerar a alternativa x_n a partir da semente.

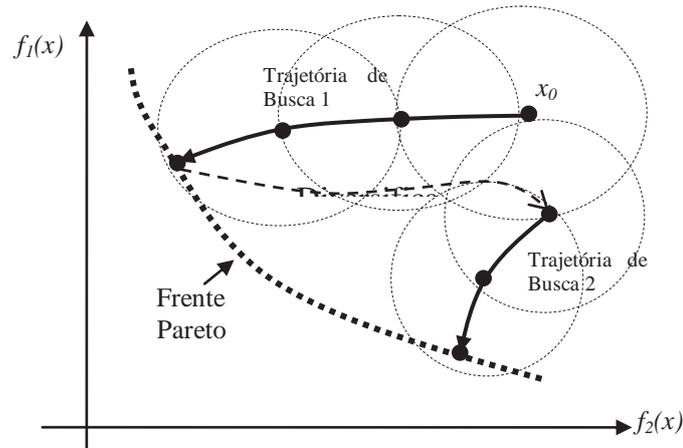
$$\bullet \text{ Se } x_{old} \in LC \Rightarrow \begin{cases} LT \cup Ax_{old} \\ LC = LC - x_{old} \\ LP = \{LP \cup x_{old}\} \end{cases}$$

- Se $N_{ND} = \{\emptyset\}$ e $LC = \{\emptyset\} \Rightarrow$ vá para o passo *vi*

- vi. Se o critério de parada não é satisfeito volte ao passo *ii*. Caso contrário, fim do algoritmo, Exibir o conjunto de soluções não dominadas armazenadas em LP .

A BTM explora uma única solução a cada iteração, gerando assim uma única trajetória de busca que continua ininterruptamente até não conseguir soluções dominantes candidatas a substituírem a solução semente, no caso, levando de volta para alternativas dominantes, ainda não exploradas, e armazenadas na LC . Assim, por exemplo, na Figura 25, esquematiza-se de maneira simples, a filosofia do algoritmo BTM.

Figura 25 - Processo de otimização do algoritmo BTM.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

4.3 METODOLOGIA PROPOSTA

Uma característica do algoritmo BT é seu alto desempenho quando as variáveis do problema têm natureza discreta. Portanto, a estrutura da alternativa de solução proposta neste trabalho para o problema de alocar dispositivos de proteção e geradores distribuídos está desenhada de forma que o algoritmo BTM gere propostas a partir de movimentos nas variáveis de controle, isto é, no tipo de dispositivo de proteção alocado em cada ramo do sistema de distribuição, X_{ldc} , no ponto de conexão das unidades de geração distribuída, X_{gd} , e na potência fornecida em cada GD durante cada intervalo de tempo, PG_{liy} . No caso da variável PG_{liy} , esta se caracteriza por ser do tipo contínuo. Portanto ela deve ser parametrizada em primeira instância para corresponder aos intervalos discretos da potência que pode ser fornecida em cada fonte de geração, atendendo, em todos os casos aos limites técnicos descritos na seção 3.3.4, tal como se ilustra na Figura 26.

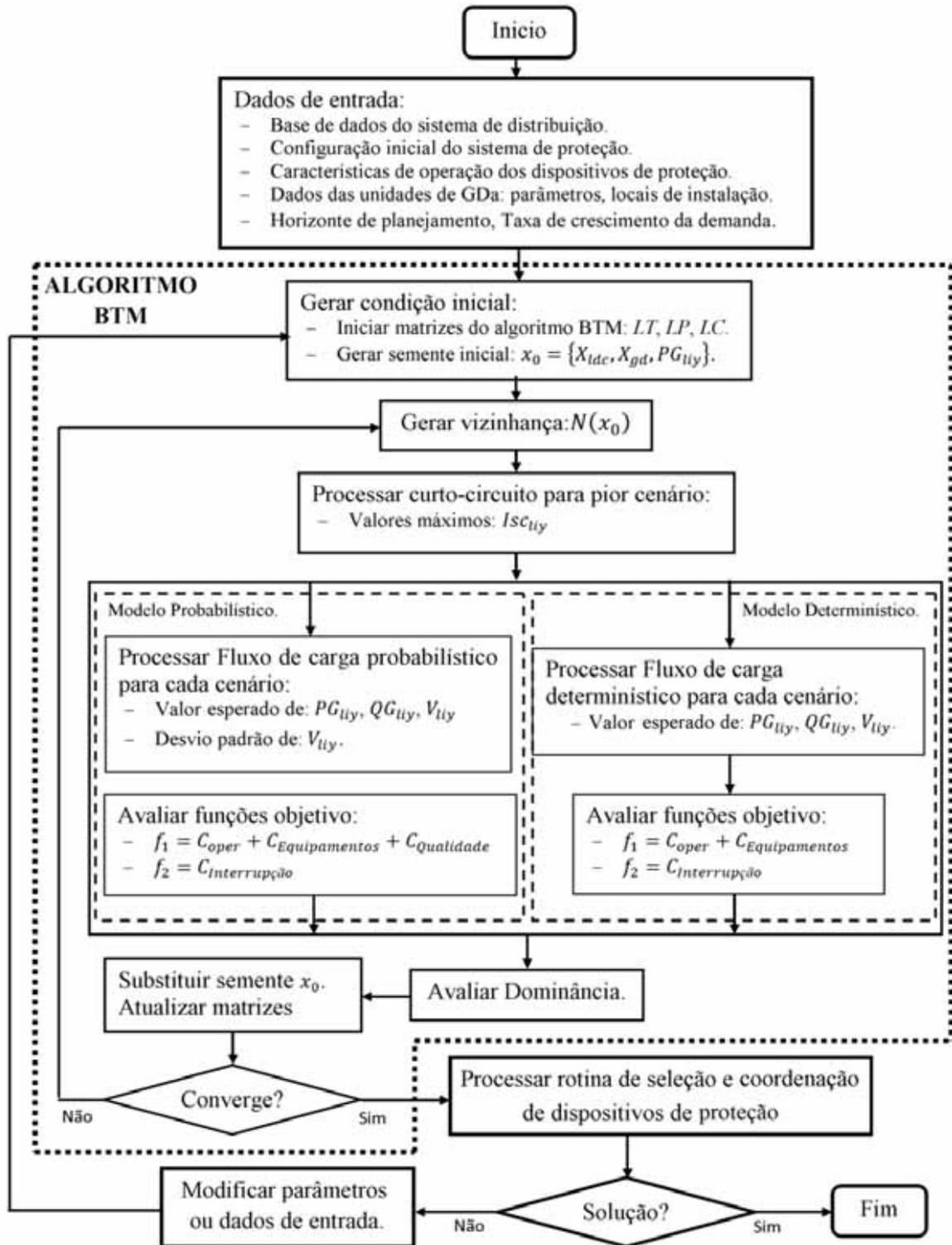
Figura 26 - Codificação da potência fornecida por um GD.

$$P_k = P_{min} + n \cdot \Delta P \quad \text{com} \quad \begin{cases} \Delta P = \text{inteiro} \left(\frac{P_{max} - P_{min}}{N} \right) \\ n = \{0, 1, 2, \dots, N\} \end{cases}$$

P_{min}	P_l	P_k	P_{max}
-----------	-------	-------	-------	-------	-----------

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 27 - Diagrama de blocos para metodologia proposta.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os algoritmos de fluxo de carga e de curto-circuito, tanto de tipo determinístico quanto probabilístico, e ainda a rotina para seleção e coordenação dos dispositivos de proteção, descritos na seção 2, operam como subproblemas para o algoritmo global descrito na Figura 27.

4.4 CODIFICAÇÃO DE SOLUÇÃO

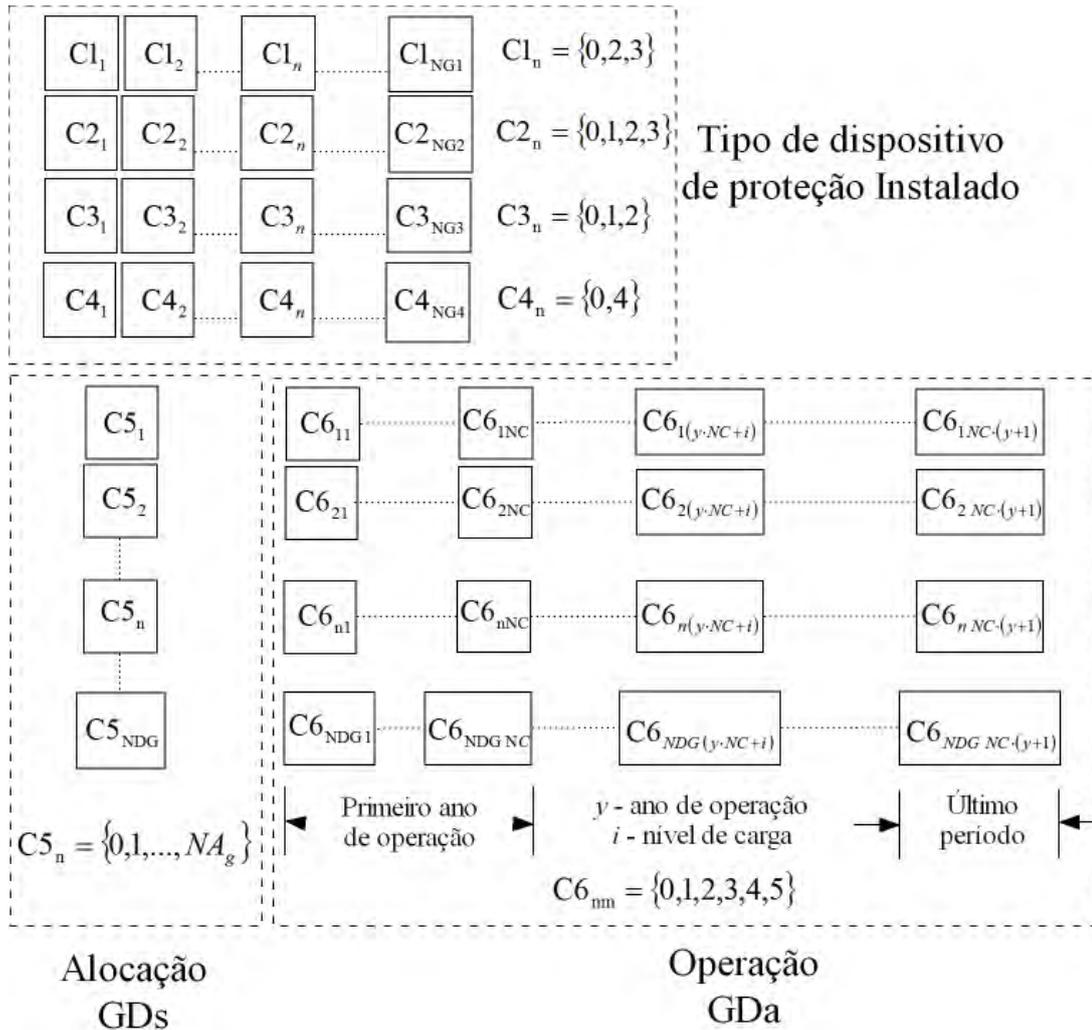
Para gerar uma alternativa de solução pelo algoritmo BTM, o primeiro passo consiste em classificar as linhas que formam o sistema de distribuição de acordo com o tipo de variável codificada e o tipo de dispositivo de proteção que pode ser alocado, criando-se listas definidas dentro das seguintes categorias:

- *Categoria 1 (C1)*: Formada por ramos que compõem a seção principal do sistema de distribuição, sendo, para fins do presente trabalho, considerada como a trajetória de ramos ligados à jusante da subestação, com o maior custo por interrupções transitórias e permanentes. Devido a sua importância no custo da confiabilidade, procura-se a não instalação de dispositivos elos-fusíveis.
- *Categoria 2 (C2)*: Formada por ramos cuja potência é suprida por uma derivação da seção principal, e, portanto, devem ser protegidos para prevenir que faltas incidentes nos seus ramos derivem em aberturas dos ramos na seção principal. Nos ramos deste tipo podem ser instalados elos-fusíveis, religadores, e relés de sobrecorrentes. Se o ramo faz ligação entre fontes de geração, porém, é proibido alocar elos-fusíveis.
- *Categoria 3 (C3)*: Formada por ramos cuja potência é suprida através de ramos classificados na Categoria C2, e ainda alimentam cargas com relativa importância no custo de interrupção. Portanto, só pode ser alocado um dispositivo elo-fusível. Se o ramo faz ligação entre as fontes de gerações, porém, avalia-se a viabilidade econômica de instalar um relé de sobrecorrente.
- *Categoria 4 (C4)*: Formada pelos ramos que criam ligações entre fontes de gerações, incluindo-se a subestação. Na *Categoria 4* alocam-se apenas RSD-RS. O conjunto *C4* reflete, claramente, a característica dinâmica do tamanho da lista. Isto porque depende estritamente da alocação das fontes de geração distribuída, que por sua vez, pode variar de uma iteração para outra.
- *Categoria 5 (C5)*: é um arranjo de vetores com as barras candidatas para alocação de GD.

- *Categoria 6 (C6)*: É constituída por um arranjo de i vetores de dimensão k , onde k é o número de intervalos no horizonte de planeamento.

Na Figura 28 resume-se a codificação usada neste trabalho para representar uma alternativa de solução para o modelo matemático proposto.

Figura 28 - Codificação de uma alternativa de solução.

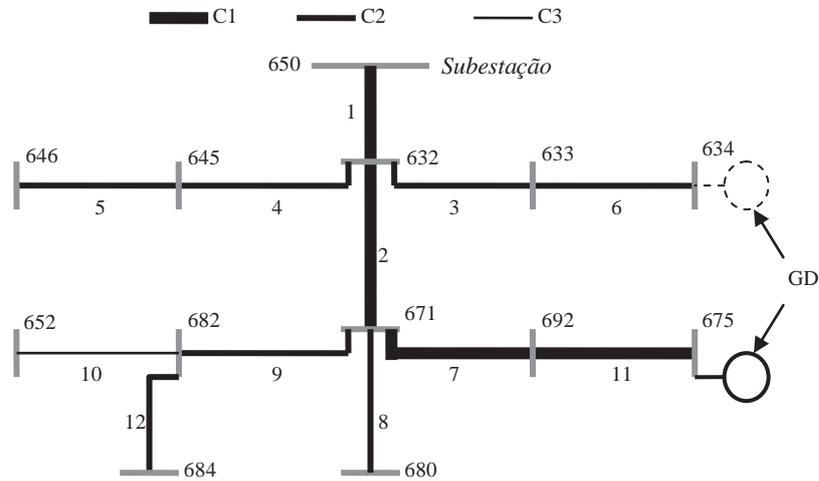


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Assim, por exemplo, no sistema IEEE 13 barras (KERSTING, 1991) apresentado na Figura 29, supõe-se que uma alternativa de solução determina que existe um GD na barra 634, que ainda pode ser alocado ou na barra 675. Esse GD fornece potência ativa máxima no período de ponta e a potência mínima nos períodos restantes. Além disso, existe um religador no ramo 11, relés de sobrecorrente nas linhas 1 e 9, um relé RSD-RS na linha 11, e elos-fusíveis nos

ramos 3 e 4. A curva de duração de demanda é discretizada para três valores, sendo o horizonte de planejamento de 1 (um) ano.

Figura 29 - Classificação de seções no sistema IEEE 13 barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Assim, na Tabela 4, apresenta-se a codificação da alternativa de solução esquematizada na Figura 29.

Tabela 4 - Exemplo de codificação da alternativa de solução.

Lista	Elementos	Possíveis Valores	Exemplo de solução
C1	{1,2,7,11}	<ul style="list-style-type: none"> 0 Não instala nenhum elemento 2 Religador 3 Rele sobrecorrente 	{3,0,0,2}
C2	{3,4,5,6,8,9,12}	<ul style="list-style-type: none"> 0 Não instala nenhum elemento 1 Elo – fusível 2 Religador 3 Rele sobrecorrente 	{1,1,0,0,0,3,0}
C3	{10}	<ul style="list-style-type: none"> 0 Não instala nenhum elemento 1 Elo – fusível 3 Rele sobrecorrente 	{0}
C4	{11,7,2,1}	<ul style="list-style-type: none"> 0 Não instala nenhum elemento 4 RDS – RS 	{4,0,0,0}
C5	{634,675}	<ul style="list-style-type: none"> 0 Não instala o GD 1 Instala o GD na barra 634 2 Instala o GD na barra 675 	{2}
C6	{P ₁₁ ,P ₁₂ ,P ₁₃ }	$n = \{0,1,2, \dots, N\}$	{N,0,0}

Fonte: Elaboração do próprio autor.

4.5 HEURÍSTICAS PARA CLASSIFICAÇÃO DAS SEÇÕES DA REDE (C1 A C4)

Para se determinar a categoria que pertence cada ramo do sistema de distribuição foi desenvolvida uma estratégia heurística que considera os seguintes aspectos:

- Potência demandada e tipos de consumidores em cada barra do sistema.
- Curvas de função custo de interrupção por tipo de consumidor.
- Tempos médios de reparo por faltas transitórias e permanentes nos ramos da rede.
- Pontos candidatos para alocar GDs.

4.5.1 Heurística Para Classificação das Categorias C1 a C3

A estratégia se desenvolve nos seguintes passos:

- i.* Calcular, para cada ramo i do sistema de distribuição, o custo de interrupção, CI_i , das cargas à jusante do ramo i devido a incidência de faltas temporárias e permanentes, no mesmo ramo i , durante o intervalo de demanda máxima, sem considerar a operação ilhada dos GDs.
- ii.* A partir da subestação, percorrer o sistema a jusante, escolhendo para cada trecho do sistema, o ramo com maior impacto no custo de interrupção, CI_i . Armazenar a trajetória na *Categoria C1*. Os ramos não selecionados são armazenados na *Categoria C2*.
- iii.* A partir de cada ramo na *Categoria C2*, adicionado no passo *ii*, percorrer o sistema a jusante, escolhendo em cada trecho do sistema o ramo j que gera o maior impacto no custo de interrupção, CI_i , e armazenar cada ramo nas categorias previstas, de acordo com as seguintes regras: Se CI_i for maior do que o custo do relé de sobrecorrente de menor capacidade, então manter o ramo i na categoria *C2*. Caso contrário, se CI_i for maior do que o custo do elo-fusível de menor capacidade, armazenar o ramo i na categoria *C3*.

4.5.2 Heurística para classificação da categoria C4

Determinar os ramos que pertencem a esta categoria é relativamente simples com ajuda do parâmetro de conectividade da rede Y_{ij} , seção 3.2. O procedimento tem os seguintes passos:

- i.* Iniciar $k=1$.
- ii.* Se k é menor ou igual que o número de GD candidatos, vá para o passo *iii*. Caso contrário, fim do processo.
- iii.* Se o GD k foi instalado, iniciar j como sendo o ramo cuja barra receptora recebe a instalação do GD k , e vá para o passo *iv*. Caso contrário vá para v .
- iv.* Para $l = j, j - 1, j - 2, \dots, 1, C4 = \{C4 \cap l\}$ se $(Y_{ij} = 1) \wedge (l \notin C4)$. Vá para v .
- v.* Incrementar k , e ir ao passo *ii*.

4.6 GERAÇÃO DE SOLUÇÃO INICIAL

A configuração da alternativa de solução inicial, ou semente inicial, é baseada no sistema de proteção existente no projeto avaliado, isto é, $X_{ldc} = X_{ldc}^{base}$. No caso de projetos de alimentadores em fase de construção, o algoritmo executa uma fase construtiva que utiliza critérios heurísticos baseados na experiência prática de projetistas e engenheiros. Essas regras são resumidas por Campitelli (2007) como:

- Alocação de religador ou fusível no início de trechos extensos, onde o nível mínimo de curto-circuito seja insuficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda.
- Alocação de religador ou fusível, logo após cargas de grande importância e cuja continuidade de serviço deva ser elevada, caso o circuito após estas cargas seja extenso.
- Alocação de religador no início de ramais que suprem cargas importantes localizadas em áreas sujeitas à alta incidência de faltas temporárias.
- Alocação de fusível no início de ramais ou sub-ramais de grande extensão, não classificados nos critérios anteriores.

No presente trabalho, a fase construção da semente inicial, caso se tratar de alimentadores em fase de construção, é executada através dos seguintes passos:

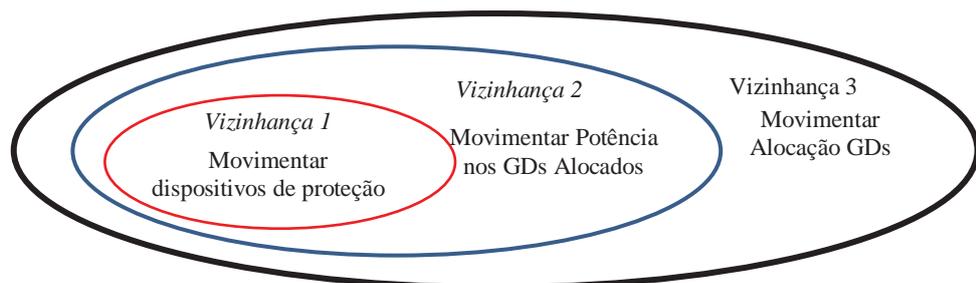
- i.* Para cada GD candidato, k , determinar um valor aleatório no intervalo $[0, n_{gd}]$, onde n_{gd} é o número de barras candidatas para alocação do GD k . Vá para o passo *ii*.
- ii.* Para cada GD candidato, k , instalado no passo *i*, determinar o valor da potência fornecida por essa fonte durante cada intervalo da curva de duração de demanda, determinando em cada caso um valor aleatório no intervalo $[0, N]$, onde N é o número de intervalos discretos entre os limites técnicos de geração, $[P_{min}, P_{max}]$. Vá para o passo *iii*.
- iii.* Gerar a lista C4. Vá para o passo *iv*.

- iv. Para cada ramo armazenado na lista *C1* determinar, aleatoriamente, o tipo de dispositivo de proteção que pode ser alocado, {0,2,3}, considerando para cada elemento uma distribuição de probabilidade uniforme. No entanto, a probabilidade de instalar o equipamento é considerada em 20%, visando instalar poucos elementos na seção principal do alimentador.
- v. Repetir o passo *ii* usando os elementos na lista *C2*, considerando-se ainda uma probabilidade de instalar o elemento de acordo com os seguintes critérios:
- 50% para o caso de ramo no início de ramal lateral;
 - 20% para qualquer outro ramo.
- Vá para o passo *vi*.
- vi. Repetir o passo *ii* usando os elementos da lista *C3*, considerando-se ainda uma probabilidade de instalar o elemento de acordo com os seguintes critérios:
- 30% para o caso de ramo no início de ramal lateral;
 - 10% para qualquer outro ramo.
- Vá para o passo *vii*.
- vii. Fim do processo.

4.7 CRITÉRIO DE VIZINHANÇA

Para o problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs é proposto um critério de vizinhança adaptativo que permite modificar a dimensão da vizinhança no caso do algoritmo passar por um determinado número de iterações sem modificar a Lista de Pareto, *LP*. Na Figura 30, esquematiza-se de forma genérica o critério de vizinhança adotado.

Figura 30 - Critério de vizinhança variável.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O critério de vizinhança executa as seguintes perturbações na solução semente:

- i.* Na *Vizinhança 1* para cada elemento k armazenado na lista C_i , com $i=1,2,3,4$, altera-se, aleatoriamente, o tipo de elemento instalado, C_{i_k} , para outro elemento, $C_{i_{k-Novo}}$, factível de ser instalado de acordo com a categoria do ramo, e sem proibição na Lista Tabu. Isto é, $C_{i_{k-Novo}} \in C_i$ e $C_{i_{k-Novo}} \notin LT$.
- ii.* Na *Vizinhança 2* muda-se, aleatoriamente, o valor da potência gerada durante um intervalo de tempo k , para o GD j , atualmente, alocado na lista $C_{6_{jk}}$, para um valor ainda factível e sem proibição na lista tabu, tirando ainda da lista factível o valor especificado na semente.
- iii.* Na *Vizinhança 3*, muda-se aleatoriamente a alocação do GD candidato j .

5 TESTES E RESULTADOS

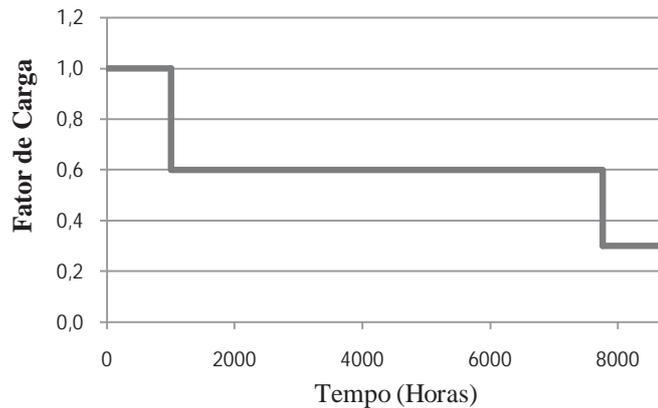
5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos das simulações efetuadas no sistema real de 135 barras (LAPSEE). Os programas computacionais que foram desenvolvidos a partir das metodologias apresentadas neste trabalho foram escritos na linguagem de programação *Delphi7*, sendo que as simulações foram processadas em um computador com processador I7 3000 MHz.

5.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

O sistema de distribuição usado neste trabalho como caso de base corresponde a um alimentador real de 135 barras que opera numa empresa distribuidora do interior do estado de São Paulo com uma tensão de 13,8 kV. As linhas do alimentador possuem 5 (cinco) diferentes configurações geométricas, sendo todas elas trifásicas e não transpostas, evidenciando-se a necessidade de análises trifásicas em componentes de fase. Os dados dos parâmetros das linhas, assim como os dados da demanda, são descritos pelo Laboratório de Pesquisa em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LaPSEE (2011). O sistema descrito no caso de base dispõe de várias chaves seccionadoras que provêm ligações para alimentadores de interligações para remanejamento de cargas no caso de contingências. Porém, neste trabalho, considera-se que a subestação é a única ligação com o sistema de transmissão. Isto com o intuito de evidenciar os impactos da GDa nos índices de continuidade e na eficiência da operação da rede. Por outro lado, assume-se que a demanda descrita no caso de base corresponde com a demanda no horário de ponta da curva de duração de carga apresentada na Figura 31.

Figura 31 - Curva de duração de demanda para o primeiro ano de operação.

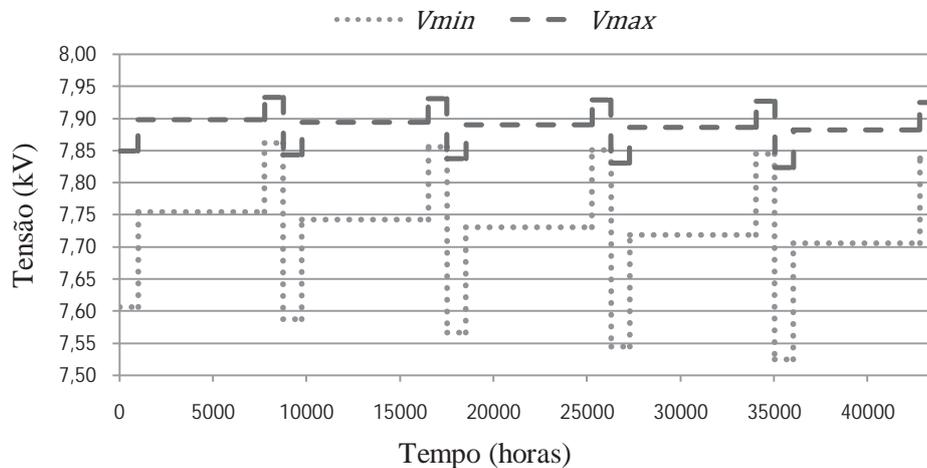


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Supõe-se ainda que nos anos subsequentes a demanda exibe um comportamento similar ao descrito na Figura 31, sendo que, para cada ano, ocorre um incremento na demanda a uma taxa de crescimento de carga de 5%. Adicionalmente, considera-se que o horizonte de planejamento se estende por um período de 5 (cinco) anos, por causa de ser o tempo médio usado pelas empresas de distribuição para o dimensionamento do sistema de proteção.

De acordo com os dados anteriormente expostos, na Figura 32 mostra-se o valor de tensão mínimo, e máximo, que se pode esperar nas barras do sistema se nenhuma ação for feita para expandir a capacidade do sistema. Pode-se verificar que a partir do terceiro ano de operação o sistema começa a evidenciar problemas de regulação no nível de tensão.

Figura 32 - Valor de tensão máximo, V_{max} , e mínimo, V_{min} , durante o período de estudo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Devido o fato de não existirem outras fontes de geração conectadas à rede, toda a energia demandada tem de ser despachada do sistema de transmissão, onde se assume que o custo da energia para o período de ponta é US\$0,25 KWh, US\$0,20 KWh para o nível de carga médio, e US\$0,16 KWh para o nível de carga baixa. Assim, o custo de operação do sistema, para o horizonte de planejamento considerado, alcança o valor de US\$42.644.484,00. Neste caso, considera-se que os custos da energia estabelecidos anteriormente permanecem fixos através do período de análise. Adicionalmente, para o cálculo do valor presente da operação foi usada uma taxa interna de retorno com valor 5%.

Para cada barra de carga, supõe-se que 50% dos usuários conectados são de tipo residencial, 30% são de tipo comercial, e 20% são de tipo industrial. Adicionalmente, supõe-se que, durante o período de estudo, o índice de faltas temporárias e permanentes, têm o valor de $0,98 \text{ faltas/km/ano}$, e $0,072 \text{ faltas/km/ano}$, respectivamente. Esses índices são propostos em da Silva, Pereira e Mantovani (2004) para a análise de confiabilidade no mesmo sistema de 135 barras.

5.3 CONFIGURAÇÃO INICIAL DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

O modelo matemático proposto neste trabalho permite realizar estudos de planejamento do sistema de proteção das redes em fase de projeto, ou em operação. Na base de dados do caso de base não se fornecem informações sobre os dispositivos de proteção instalados. Portanto, visando a configuração de um sistema coerente com as informações usadas neste trabalho, e descritas na Tabela 5 e Tabela 6, a primeira proposta consiste em considerar o planejamento do sistema de proteção sem a conexão de fontes de GDa.

Os custos de aquisição, instalação e manutenção, expostos na Tabela 5 e Tabela 6, são gerados a partir dos dados usados em da Silva, Pereira e Mantovani (2010) e consultas a engenheiros do setor de planejamento de empresa distribuidora. Porém, para se obter resultados mais próximos da realidade de cada concessionária é necessário o aprimoramento dos custos reais previstos para cada concessionária em particular.

Tabela 5 - Custo fixo de instalação (ou desinstalação) e custos anualizados de manutenção.

Dispositivo	Elo-Fusível	Religador	Relé de Sobrecorrente	RSDRS
Custo Instalação/Desinstalação (US\$)	100	5000	1000	1500
Custo Anualizado de manutenção (US\$/ano)	50	2500	500	750

Fonte: Elaboração do próprio autor.

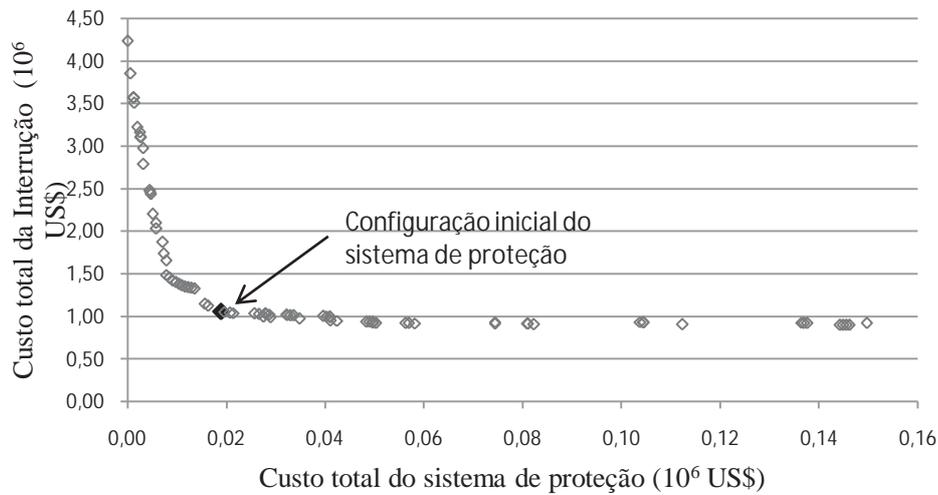
Tabela 6 - Custo de aquisição dos dispositivos de proteção de acordo com a corrente de operação contínua.

Dispositivo	Intervalo de Corrente (A)	Custo de aquisição (\$US)
Elo-Fusível	0-20	400
	21-50	700
	51-80	850
	81-100	1000
	101-200	1100
Religador	0-50	15000
	51-100	19000
	101-300	22000
	301-500	27000
Relé de Sobrecorrente	501-1000	30000
	0-50	4000
	51-100	4500
	101-200	5000
RSDRS	201-500	5500
	501-1000	6000
	0-50	6000
	51-100	6500
	101-200	7000
RSDRS	201-500	7500
	501-1000	8000

Fonte: Elaboração do próprio autor.

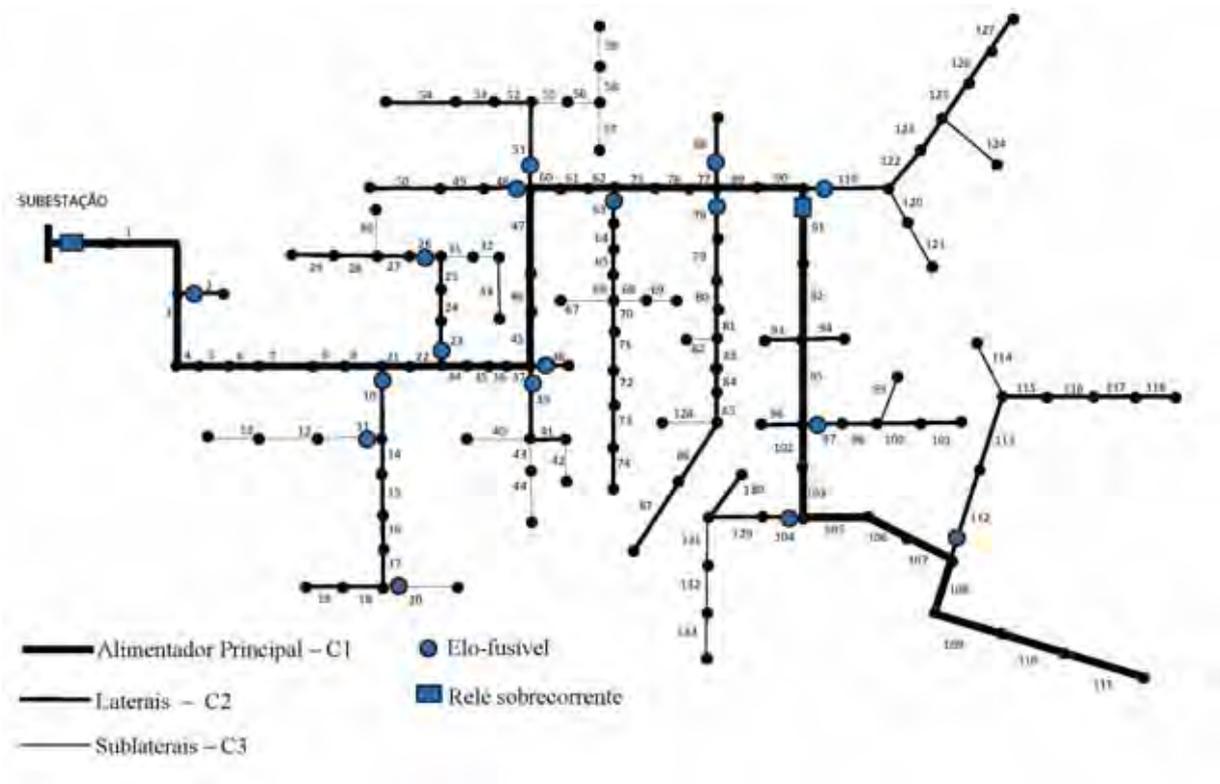
Aplicando o modelo matemático proposto neste trabalho, e ainda sem considerar a conexão de fontes de GDa, o processo de otimização determina os melhores compromissos entre o custo da interrupção e o custo de adequação do sistema de proteção. O Conjunto de soluções dominantes, encontrado pelo algoritmo, é apresentado na Figura 33.

Figura 33 - Conjunto de soluções não dominadas para o problema de otimização sem GDs.



Deve-se destacar que para alcançar esse resultado as linhas do sistema de distribuição foram agrupadas, em primeira instância, de acordo com o seu impacto no custo da energia não fornecida, sendo usados os critérios heurísticos descritos na seção 4. Assim, na Figura 34 pode se apreciar a forma em que as linhas foram classificadas. Posteriormente, designou-se que, para todas as linhas que pertencem ao alimentador principal, consome-se um tempo médio de reparo de 3,0 horas, e um tempo médio de inspeção de 1,5 horas, para eliminar contingências de tipo permanente, e de tipo temporário, respectivamente. Se as linhas pertencem ao grupo C2, assume-se que esses tempos se incrementam em 30 minutos (3,5 horas para o tempo de reparo, e 2,0 horas para o tempo de inspeção), e, para o conjunto de linhas em C3, é considerado um aumento de 60 minutos (4,0 horas para o tempo de reparo, e 2,5 horas para o tempo de inspeção). Dentre as alternativas de solução descritas na Figura 33, a alternativa em destaque foi escolhida para definir a configuração do sistema de proteção inicial, porque representa a solução mais próxima do vetor objetivo ideal (DEB, 2001), e ainda apresenta um equilíbrio adequado entre o custo da interrupção e o custo do sistema de proteção. Posteriormente as informações da configuração do sistema de proteção são fornecidas para análise na metodologia implementada para seleção e coordenação de dispositivos de proteção. As informações, dados técnicos, e curvas de tempo inverso usadas neste trabalho, são fornecidas livremente pelos fabricantes nos seus respectivos *sites* na *internet*.

Figura 34 - Configuração do Sistema de proteção inicial para o sistema teste.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 7 são descritos os ajustes nos relés de sobrecorrentes, e na Tabela 8 são descritos os ajustes dos elos-fusíveis.

Tabela 7 - Ajustes dos relés de sobrecorrente para o sistema de proteção Inicial.

Ajuda		Relé linha 91	Relé Subestação
ID		15	1
TC		100/5	500/5
Fabricante		ABB	ABB
Modelo		Micro51-Digital	Micro51-Digital
I_{pickup}	Fase	2,75	2,75
	Terra	0,30	0,30
Dial	Fase	1	1
	Terra	1	1
Curva	Fase	ABB-CO2	ABB-CO7
	Terra	ABB-CO6	ABB-CO5
Instantâneo	Fase	20	5,70
	Terra	20	20

ID: número usado pelo algoritmo para identificar a curva de operação no diagrama de coordenação.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

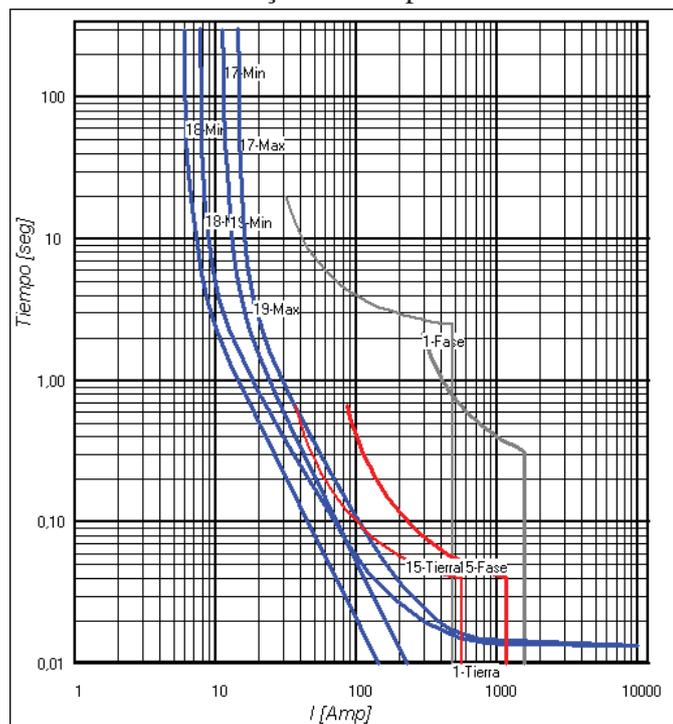
Tabela 8 - Configuração inicial para elos-fusíveis selecionados.

ID	Linha	Fabricante	Capacidade	Tipo
2	2	S&C	2	S
3	10	S&C	40	K
4	11	S&C	8	N
5	23	S&C	45	N
6	20	S&C	6	K
7	26	S&C	25	N
8	38	S&C	1	S
9	16	S&C	25	N
10	48	S&C	20	N
11	51	S&C	25	N
12	63	S&C	40	K
13	78	S&C	40	K
14	88	S&C	5	N
16	119	S&C	15	N
17	97	S&C	12	K
18	104	S&C	5	N
19	112	S&C	12	K

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 35, apresenta-se o diagrama de coordenação para o relé de sobrecorrente instalado na linha 91 (ID 15).

Figura 35 - Curva de coordenação inicial para o relé instalado na linha 91.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Cabe destacar que, de acordo com as análises feitas nos esquemas de coordenação propostos pela metodologia implementada, não existem problemas de má coordenação entre os dispositivos selecionados. Adicionalmente, deve-se notar que qualquer trajetória séria em direção à subestação tem, no máximo, dois dispositivos de proteção instalados, desconsiderando o dispositivo de proteção da subestação, o qual não participa do processo de otimização.

5.4 ANÁLISE DETERMINÍSTICA NA PENETRAÇÃO DE FONTES DE GDA

Nesta seção é feita uma análise determinística da penetração de fontes de GDa usando o modelo matemático descrito na Figura 19. Neste caso, o planejamento do sistema de proteção deve considerar que os dispositivos de proteção configurados na seção 5.3 se encontram previamente instalados na rede, e, portanto, o estudo visa minimizar os impactos sobre esses dispositivos. Na Tabela 9 são descritas as características de operação dos projetos de geração distribuída candidatos a serem instalados na rede.

Tabela 9 - Projetos de Geração Distribuída.

Projeto	1	2	3
Barra candidata	121	118	87
Tipo de gerador	Síncrono	Síncrono	Síncrono
Controle de frequência e do nível de tensão	sim	não	sim
Controle do fator de potência ($\cos \theta$)	não	0,98	não
Potência ativa máxima (kW)	1000	1000	1000
Potência ativa mínima (kW)	100	100	100
Potência reativa máxima (kvar)	600	200	500
Potência reativa mínima (kvar)	-300	-100	-200
	$X_0 = 0.05j$	$X_0 = 0.06j$	$X_0 = 0.08j$
Parâmetros da máquina para o estado estável (pu)	$X_1 = 1.00j$	$X_1 = 0.90j$	$X_1 = 0.80j$
	$X_2 = 0.14j$	$X_2 = 0.10j$	$X_2 = 0.12j$
Impedância de curto-circuito (pu)	$X''_1 = 0.10j$	$X''_1 = 0.08j$	$X''_1 = 0.06j$
Custo por compensação de potência ativa (US\$/kW)	0,18	0,12	0,17
Custo por compensação de potência reativa (US\$/kvar)	0,09	0,06	0,08

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 36 se mostra o conjunto de soluções não dominadas que resultou do processamento da metodologia determinística proposta, sendo que a restrição de dispositivos em trajetória série é mantida em no máximo 2 (dois). Todas as configurações selecionadas pelo algoritmo consideram a instalação das 3 (três) fontes de GDa propostas na Tabela 9, devido, principalmente as vantagens econômicas derivadas do despacho da energia das fontes alocadas mais perto da demanda com custos por compensação de energia menores do que oferecido no sistema centralizado. Assim, em média, o algoritmo consegue minimizar os custos de operação em 12,97% quando comparado com os custos do sistema sem a GDa.

Figura 36 - Conjunto de soluções não dominadas considerando dois dispositivos em série.



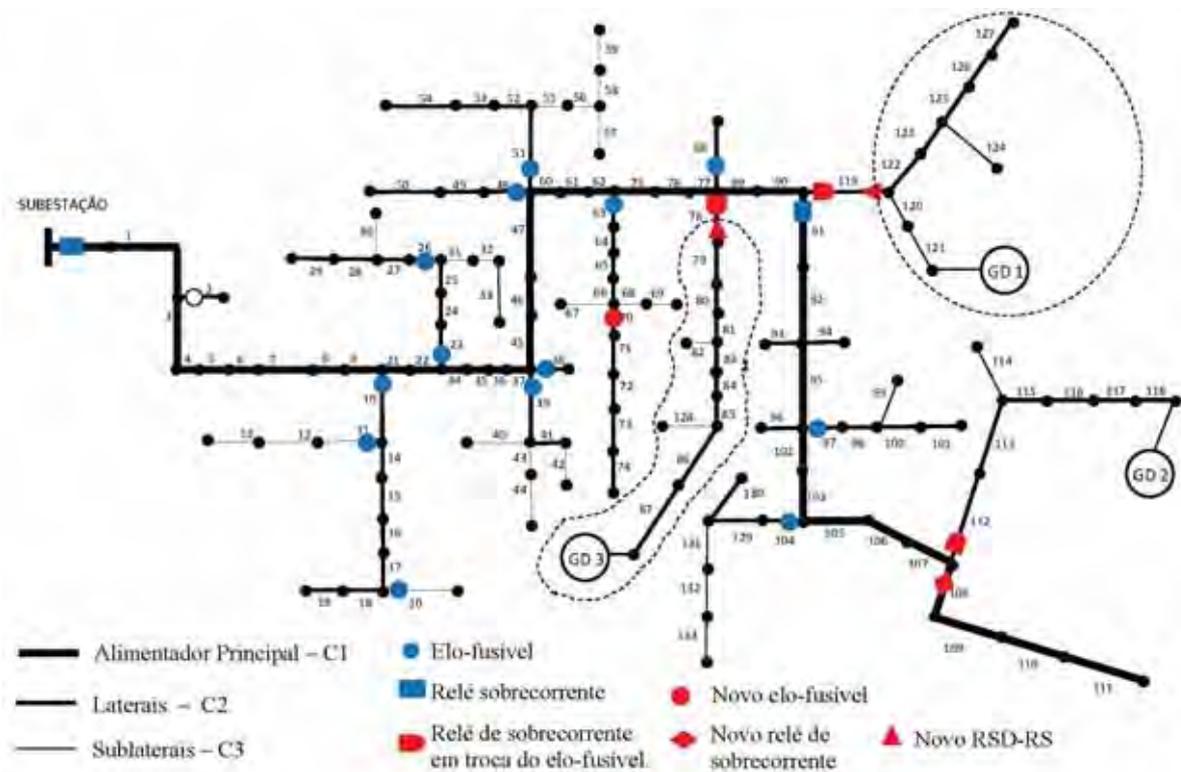
Fonte: Elaboração do próprio autor.

No que diz respeito ao sistema de proteção, a concessionária deve investir, em média, o valor de US\$68.813 para implementar qualquer uma das alternativas descritas no conjunto de solução, sendo esse valor 3,6 vezes maior do que o valor considerado para o planejamento sem fontes de GDa.

Na Figura 37, por exemplo, mostra-se a configuração do sistema de proteção descrito pela alternativa em destaque na Figura 36, que corresponde com a alternativa de solução mais próxima do vetor objetivo ideal. Neste caso, o custo de adequação do sistema de proteção alcança o valor de US\$64.582. Esse valor se deve aos custos de aquisição e instalação de 4 (quatro) relés de sobrecorrentes, sendo que três deles são destinados à substituição dos elos-fusíveis (linhas 78,112, e 119), que ficaram em trajetórias entre fontes de geração após a instalação dos GDs. Adicionalmente, a alternativa propõe a alocação de 2 (dois) dispositivos

RSD-RS, sendo um deles alocado na linha 78, e o outro na linha 119. Esses dispositivos permitem a formação de igual número de zonas com capacidade de operar de forma ilhada após a ocorrência de uma contingência no alimentador principal. Esse tipo de operação é responsável por grande parte da redução obtida no custo total da interrupção, que é 10,6% menor do que o valor obtido sem considerar GDs. Por outro lado, deve-se notar que na alternativa de solução foi mantida a maioria dos elementos de proteção inicialmente instalados na rede, com o qual, é desnecessário o investimento na aquisição e instalação desses dispositivos.

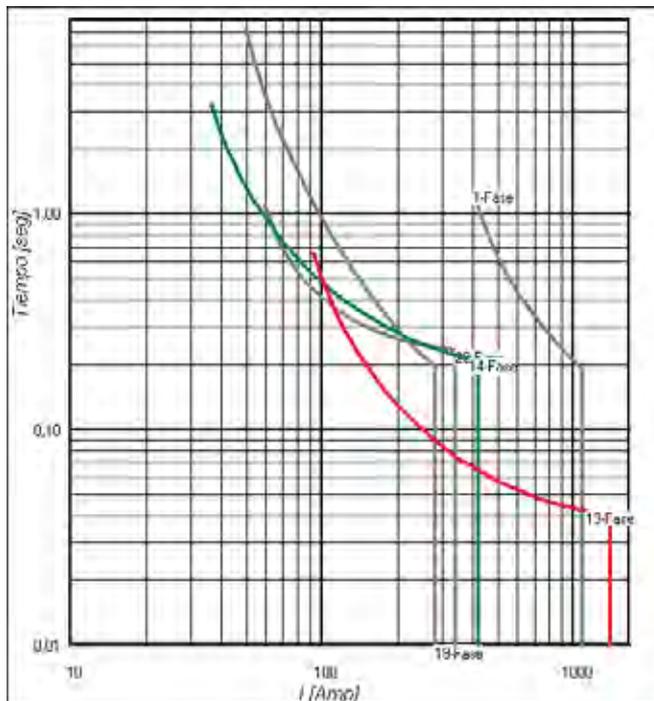
Figura 37 - Configuração do sistema de proteção para a formação de duas zonas ilhadas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para fins de ilustração, na Figura 38, mostram-se as curvas de coordenação para o relé de sobrecorrente instalado na linha 78 (ID 13), o qual tem associado, como elementos de retaguarda, o dispositivo de proteção instalado na subestação (ID 1), o dispositivo instalado no gerador GD2 (ID 27), e o relé de sobrecorrente instalado na linha 119 (ID 19). Adicionalmente, o relé na linha 78 deve coordenar com o RSD-RS instalado na mesma linha 78 (ID 14).

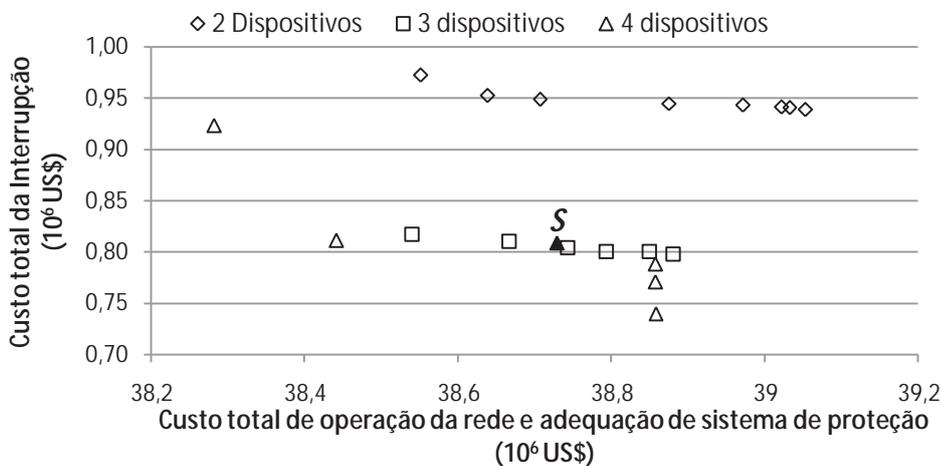
Figura 38 - Coordenação para os elementos associados com o relé de sobrecorrente na linha 78.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 39 é feita uma comparação entre diferentes conjuntos de soluções dominantes obtidos pela metodologia implementada, incluindo-se o conjunto dominante discutido na Figura 36.

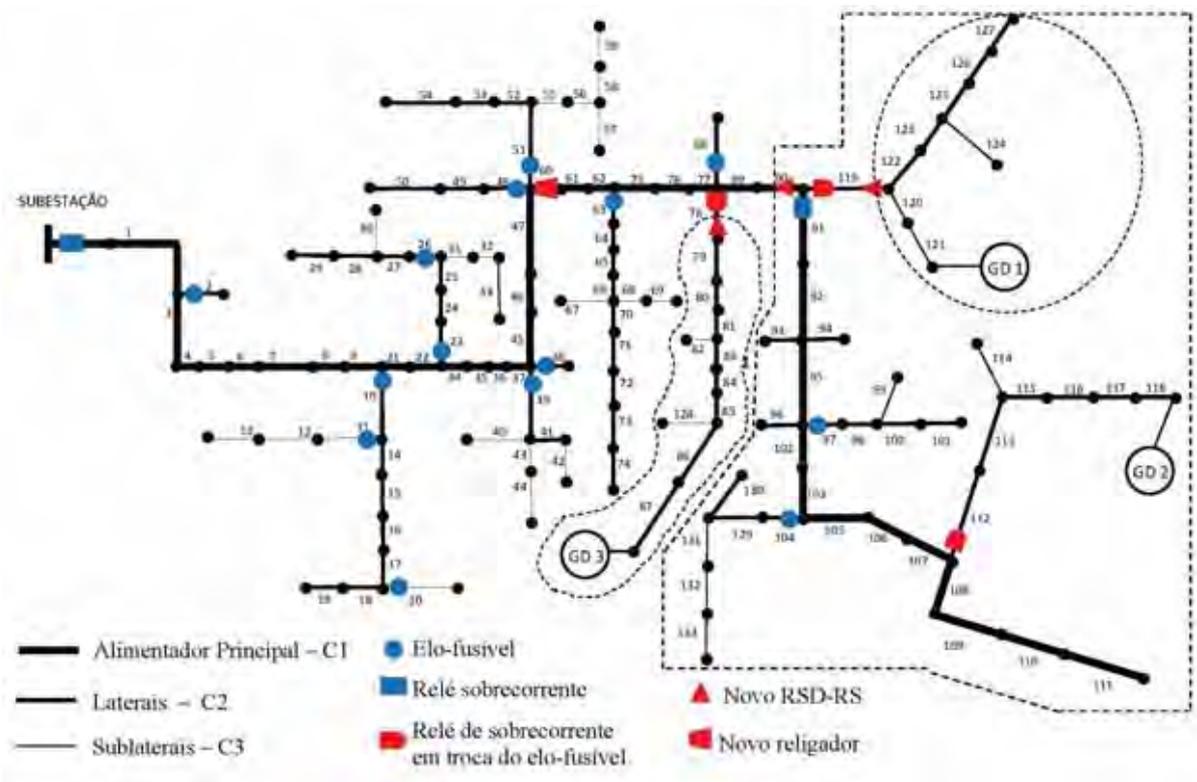
Figura 39 - Comparação entre conjuntos de solução não dominados com diferente restrição no número de dispositivos em série.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para se obter cada conjunto dominante foi necessário alterar, no início do processo de otimização, o número de dispositivos que podem ser alocados em série. Nota-se que incrementar esse número pode impactar significativamente no custo da interrupção, porém, gerando configurações muito complexas para efetuar a coordenação dos dispositivos de proteção. Na Figura 40, por exemplo, apresenta-se a configuração do sistema de proteção determinada pela alternativa que aparece com realce na Figura 39. Usando-se essa configuração é possível a formação de três zonas de operação ilhada, motivo pelo qual o custo da interrupção é reduzido em 23,8% do valor considerado sem a penetração de GDs. Assim como discutido no modelo matemático exposto na seção 3, o impacto da GDa no custo da interrupção depende da possibilidade da operação contínua das fontes de GDa, devido que essa operação não gera interrupção no fornecimento de energia.

Figura 40 - Configuração do sistema de proteção para a formação de 3 zonas de operação ilhada.

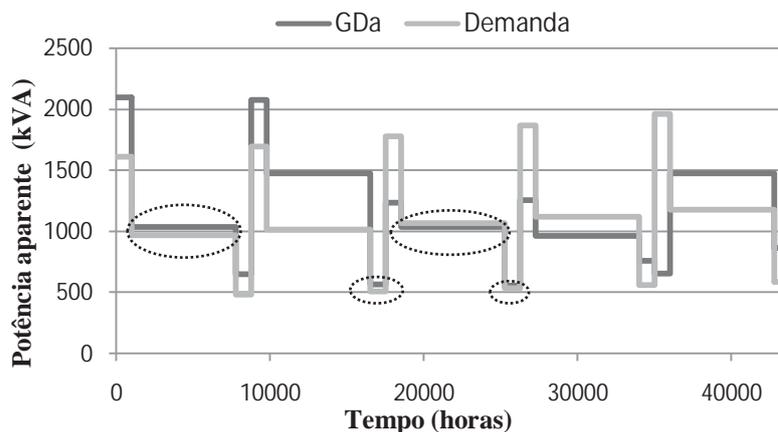


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 41 é feita uma comparação entre o valor da demanda e a potência gerada no instante em que se forma a zona ilhada à jusante do dispositivo RSD-RS instalado na linha 90.

Os períodos de operação cercados por circunferências pontilhadas identificam os intervalos de tempo em que é possível a operação contínua das fontes de GDa, devido que a potência gerada, nesses pontos, é equiparável com o valor da demanda.

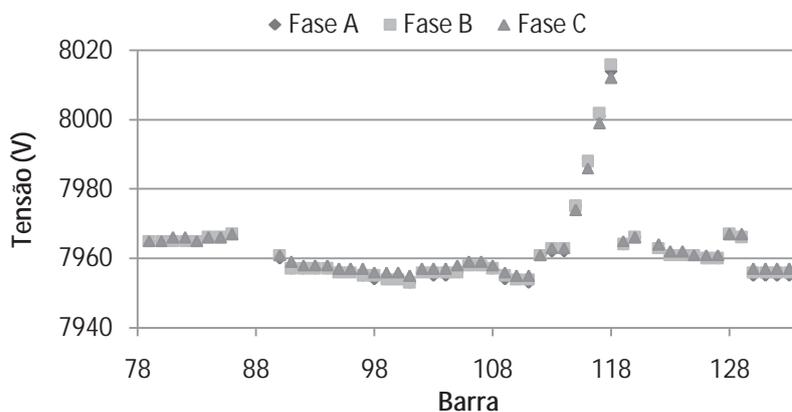
Figura 41 - Comparação entre o valor da demanda e a geração de potencia na zona ilhada.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota-se que, na Figura 41, em grande parte dos períodos de operação a zona ilhada será submetida a uma interrupção temporária, devido à perda do sincronismo, e em apenas 35% do tempo a operação pode ser contínua. Porém, a operação contínua de todas as zonas ilhadas, nos intervalos que isto seja possível, participa com uma redução de 43,4% nos custos de interrupção.

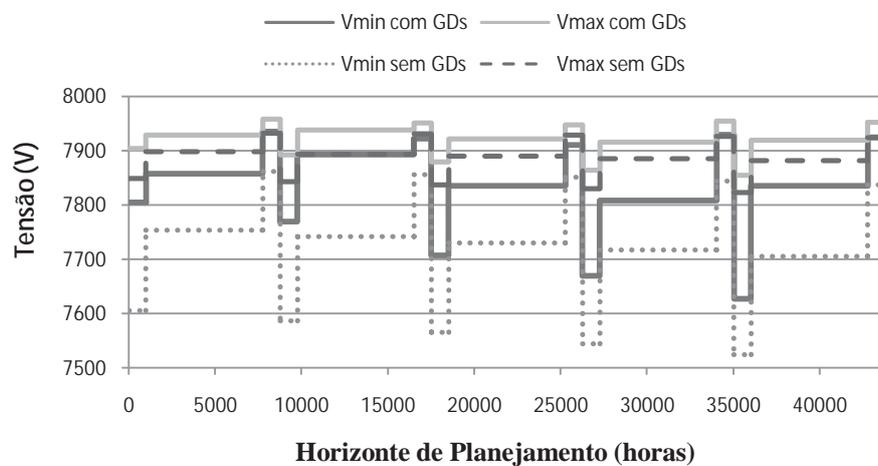
Figura 42 - Tensão de fase nas barras das zonas de operação ilhada durante o período de ponta do último ano de operação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Por outro lado, a operação de reinício das zonas ilhadas, considerando-se ainda a interrupção gerada pela perda de sincronismo, participa com 36,6% na redução dos custos. Entretanto, na Figura 42, evidencia-se a regulação de tensão nas barras que pertencem às zonas de operação ilhada formadas pelos dispositivos RSD-RS instalados na linha 78 e 90. Na Figura 43, evidenciam-se os benefícios alcançados na regulação da tensão quando considerada a operação da GDa.

Figura 43 - Valores limites da tensão experimentados pelo sistema com, e sem GDs.



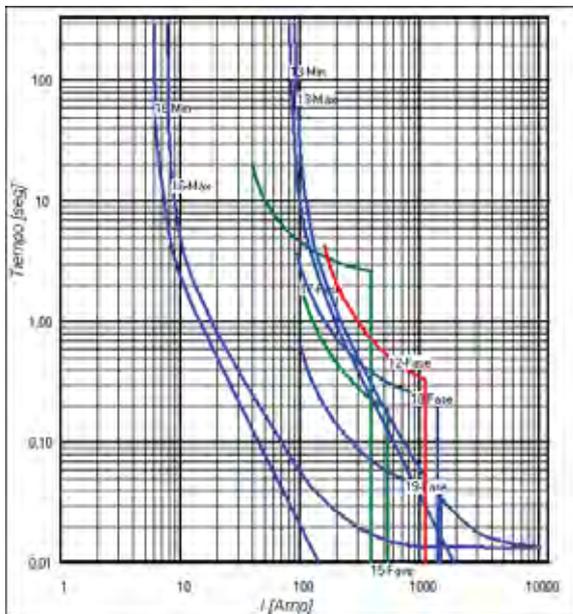
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Porém, a alternativa de solução apresentada na Figura 40 apresenta problemas de coordenação entre os dispositivos de proteção. O religador alocado na linha 60 deve, no caso de faltas temporárias, atuar suficientemente rápido para garantir a operação de salvamento dos elos-fusíveis alocados nas linhas 63 (ID 13) e 88 (ID 16), e, por outro lado, deve oferecer um tempo de retardo adequado para permitir a operação normal dos relés de sobrecorrente instalados nas linhas 78 (ID 14), 91 (ID18) e 119 (ID 19), tal como se apresenta na Figura 44 e Figura 45.

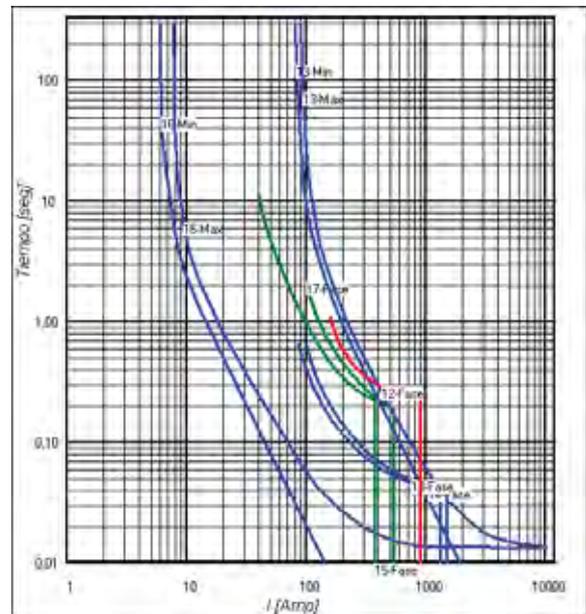
interrupção, e, portanto, não se justificando o fato de instalá-lo. Para tornar factível a implementação da alternativa de solução são propostas as seguintes opções:

- Instalar um relé de sobrecorrente na linha 60, ao invés do religador, que diminui os custos de aquisição e manutenção e afeta levemente os custos de interrupção, mas permite a operação seletiva e coordenada de todo o sistema de proteção, tal como se apresenta na Figura 46.a. Porém, os tempos de operação dos relés direcionais instalados nas linhas 78 (ID 15) e 119 (ID19) podem ser muito elevados, o que significa que as fontes de GDa podem ficar expostas a danos devido os prolongados tempos de operação sob condição de falta.
- Instalar um relé de sobrecorrente na linha 60, ao invés do religador, e ainda desinstalar o relé na linha 91. Essas alterações permitem a operação coordenada do sistema de proteção, com tempos de retardo substancialmente menores do que na proposta anterior, tal como se apresenta na Figura 46.b. Porém, o custo da interrupção é igualmente afetado.

Figura 46 - Alternativas adotadas para tornar viável a operação da alternativa de solução ilustrada na Figura 40.



a) Instalar relé na linha 60.

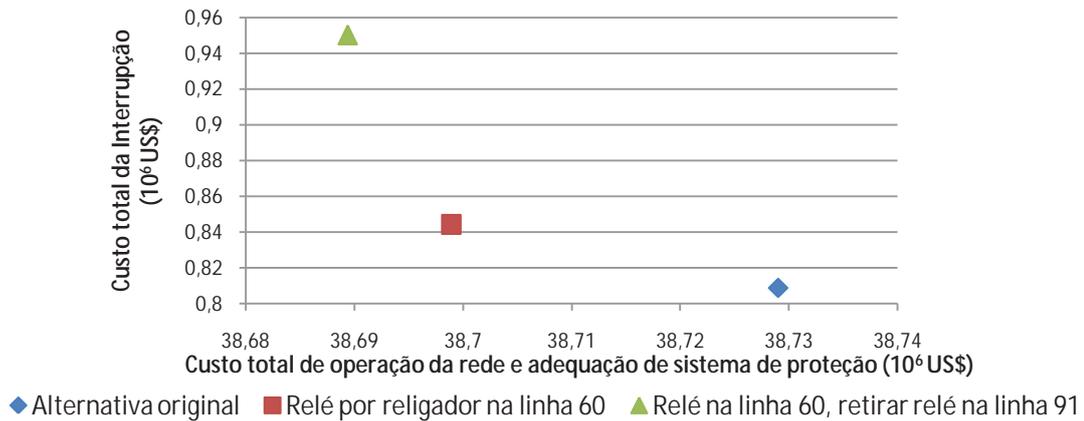


b) Instalar relé na linha 60 e desinstalar o relé na linha 91.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 47 verifica-se que as mudanças feitas na alternativa de solução original permitem reduzir os custos associados ao sistema de proteção, porém, alterando de forma inversa os custos de interrupção.

Figura 47 - Decremento da otimalidade da alternativa de solução original



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.5 ANÁLISE PROBABILÍSTICA NA PENETRAÇÃO DE FONTES DE GDA

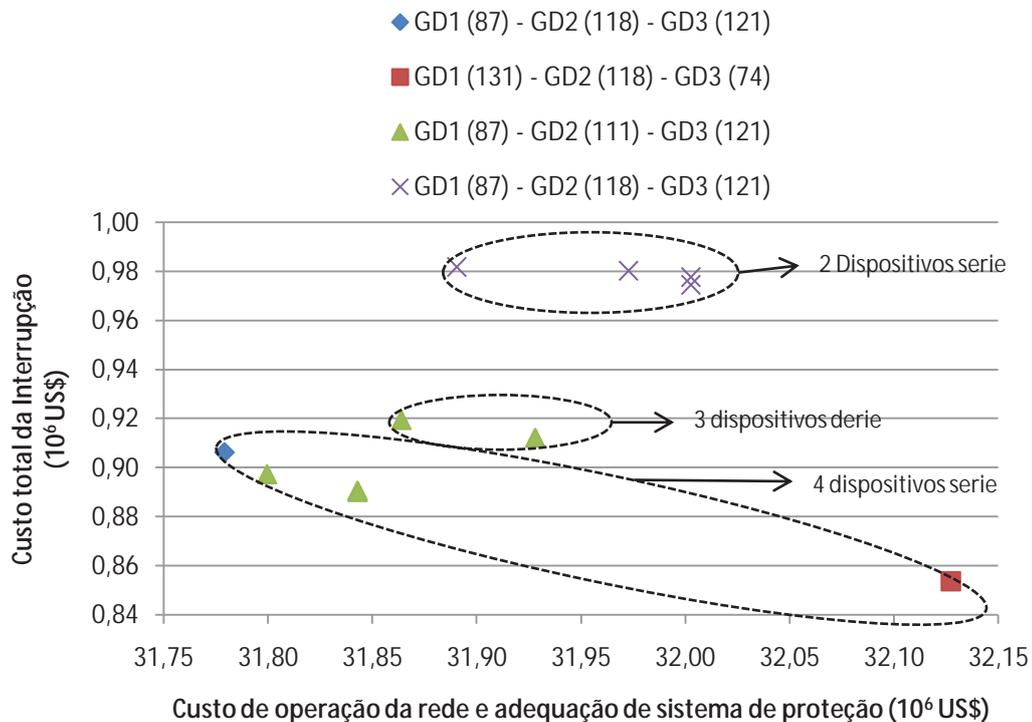
Nesta seção é feita a análise probabilística da penetração de fontes de GDa usando o modelo matemático descrito na Figura 20. Neste caso, no planejamento do sistema de proteção consideram-se os dispositivos de proteção instalados na seção 5.3. Na Tabela 10 são descritas as características de operação dos projetos de geração distribuída. Para o cálculo dos custos por compensação de níveis de tensão precários, assume-se que o valor do encargo do uso do sistema de distribuição, EUSD, é $0,2 \text{ US\$/hora}$ (ver seção 3.2.4). Devido os problemas de regulação de tensão no sistema de distribuição inicial (sem GDa), gera-se um custo por níveis de tensão precários de valor US\$ 544.878,00. Para melhorar a operação da rede, o algoritmo implementado propõe diferentes configurações para a instalação dos projetos de geração distribuída descritos na Tabela 10, as quais estão ilustradas na Figura 48, sendo que, em cada caso, a probabilidade de ocorrência de níveis de tensão precários é nula.

Tabela 10 - Projetos de GDa para análise probabilística.

Projeto	1	2	3
Barras candidatas	131 - 87	118 - 111	121 - 74
Tipo de gerador	Síncrono	Síncrono	Assíncrono
Controle de frequência e do nível de tensão	sim	não	não
Controle do fator de potência ($\cos \theta$)	não	0,98	não
Potência ativa máxima (kW)	1000	1000	1000
Potência ativa mínima (kW)	100	100	0
Potência reativa máxima (kvar)	600	200	-100
Potência reativa mínima (kvar)	-300	-100	-300
Parâmetros da máquina para o estado estável (pu)	$X_0 = 0.05j$	$X_0 = 0.06j$	$R_s = 0.05j$
	$X_1 = 1.00j$	$X_1 = 0.90j$	$R_r = 0.05j$
	$X_2 = 0.14j$	$X_2 = 0.10j$	$X_s + X_s = 0.16j$
Impedância de curto-circuito (pu)	$X_1'' = 0.10j$	$X_1'' = 0.08j$	$X_1'' = 0.16j$
Custo compensação de potência ativa (US\$/kW)	0,22	0,12	0,05
Custo compensação de potência reativa (US\$/kvar)	0,10	0,06	0

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 48 - Frentes dominantes para o modelo probabilístico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi desenvolvido um modelo matemático para alocação ótima de dispositivos de proteção e geradores distribuídos em sistemas elétricos de distribuição. No modelo considera-se o planejamento da operação de alimentadores existentes ou em fase de projeto, e quantifica o impacto da geração distribuída tanto na operação normal quanto no estado restaurativo após a incidência de faltas permanentes ou transitórias nas linhas do sistema. O modelo matemático permite verificar a viabilidade da conexão de novos projetos de geração distribuída, avaliando o seu impacto nos níveis de tensão, correntes de regime permanente, e de curto-circuito. Através dessa análise é possível determinar a forma em que o sistema de proteção deve se adaptar para garantir os critérios de sensibilidade e coordenação assim que a conexão do GD for efetuada.

No modelo matemático apresentado para alocação de dispositivos de proteção e geradores distribuídos são consideradas restrições que direcionam o algoritmo para alternativas de solução factíveis sob o ponto de vista da coordenação e seletividade nos dispositivos de proteção. Porém essas restrições podem ser ainda insuficientes para garantir coordenação e seletividade plena. Portanto, a fase de seleção e coordenação dos dispositivos de proteção é uma etapa obrigatória para identificar e descartar as alternativas de solução que não sejam de fato efetivamente coordenadas. Os resultados das simulações mostraram que para se obter maiores benefícios no custo da operação e no custo da interrupção, é necessário incrementar a complexidade do sistema de proteção, com o qual se elevam os custos associados aos dispositivos de proteção, assim como os problemas de coordenação dos mesmos.

O modelo matemático proposto se baseia no cálculo do custo da interrupção, que é avaliado através das informações que a concessionária dispõe para se quantificar a incidência de faltas dos tipos temporário e permanente, assim como o impacto das interrupções no fornecimento de energia aos usuários do sistema. Neste cálculo se leva em consideração os interesses próprios dos usuários e o uso prático da energia elétrica nos processos produtivos. Além disso, considera-se a contribuição da geração distribuída na melhoria dos índices de qualidade, especialmente no que concerne com a continuidade e na regulação da tensão, sempre que asseguradas as condições técnicas e as limitações próprias da instalação e operação dos GDs.

Os resultados obtidos nas simulações evidenciam o alto impacto da GDa na redução dos custos da interrupção, mesmo quando envolve uma interrupção temporária que, em média,

considera-se menor do que o tempo de restauração do sistema de distribuição, devido à rápida resposta dinâmica que caracteriza as unidades de geração de pequeno porte. Para o cálculo do custo da interrupção se considera a viabilidade da operação ilhada de fontes de geração distribuída. Esse tipo de operação não representa uma prática comum nas concessionárias atuais, devido aos problemas técnicos e desafios tecnológicos que ela acarreta. Porém, o desenvolvimento de novos equipamentos e técnicas de comunicação, permite pensar na sua viabilidade técnica, tornando possível explorar ainda mais os benefícios da GDa. Igualmente, o modelo considera a possibilidade da operação em ambientes competitivos com mercados definidos para a compensação econômica por potência ativa e reativa. Atualmente esse tipo de ambiente é largamente banido dos sistemas de distribuição, devido à carência de políticas econômicas claras e de regras técnicas que a estimulem. Portanto, a operação ilhada de fontes de GDs, seja na forma contínua ou envolvendo uma pequena interrupção, assim como o mercado de potência reativa, são discutidos neste projeto com o intuito de gerar um modelo matemático suficientemente abrangente que possa, no futuro, estudar, identificar, ou descartar, mecanismos de operação e compensação econômica das fontes de GDa.

Para resolver o modelo matemático proposto se utiliza a técnica chamada de Busca Tabu Multiobjetivo. Na sua aplicação, implementa-se um esquema de vizinhança variável que permite escapar de ótimos locais e avançar para zonas ainda não exploradas do espaço de busca. Para se determinar a semente inicial, no caso de projetos em fase de construção, é proposto um algoritmo heurístico construtivo tipo guloso que percorre o sistema de distribuição na busca por trechos em que o custo da energia não fornecida tenha o maior impacto.

Para facilitar a solução do modelo matemático foram desenvolvidas ferramentas para o cálculo fluxo de carga e curto-circuito em sistemas elétricos desbalanceados e pouco malhados. As técnicas são baseadas em algoritmos eficientes propostos na literatura para o cálculo de componentes de fase. Estes algoritmos são mais robustos para modelar redes de distribuição com GDs, do que aqueles baseados nas componentes de sequência, pois permitem uma aproximação razoável da operação real da GDa nos sistemas elétricos desbalanceados. Também é proposta nas ferramentas de análise desenvolvidas uma estratégia para se considerar o impacto da impedância de contato no cálculo de correntes de curto-circuito à terra, fato de interesse no cálculo das correntes de sensibilização dos equipamentos de proteção.

O algoritmo matemático foi implementado usando a plataforma de programação Delphi 7.0, e ainda foi testado usando um sistema elétrico real. Os dados usados nas simulações correspondem aos valores médios usados na literatura para determinar os índices de falta, custo da energia, custo das proteções, e custo de penalizações por níveis de tensão precários. Além disso, a metodologia implementada para determinar os ajustes dos dispositivos de proteção emprega dados de elementos reais e de uso comum nas redes atuais de distribuição, mostrando que as alternativas de solução são factíveis de serem implementadas.

TRABAHOS FUTUROS

Planejamento da expansão ao longo prazo.

As ferramentas desenvolvidas neste trabalho podem servir de subsídios para problemas de otimização da rede considerando um horizonte de planejamento de longo prazo, onde é necessário considerar a interação com outras metodologias para expandir a capacidade da rede, como, por exemplo, a instalação de bancos de capacitores, expandir a subestação, ou a construção de novos alimentadores.

Análise de confiabilidade considerando chaves seccionadoras.

O remanejamento das cargas após a ocorrência de uma contingência é feito na maioria das concessionárias através de chaves seccionadoras que servem de ligação para alimentadores vizinhos com capacidade de reserva para atender parte dos consumidores afetados pelo corte do serviço. O modelo matemático deve então ser expandido para considerar a operação dessas chaves e o impacto no sistema de proteção para todas as topologias que possam se formar durante a sua manipulação.

Análise Transitória da operação ilhada de fontes de geração distribuída.

Implementar Outras Metaheurísticas.

REFERÊNCIAS

- ABDEL-AKHER, M.; MOHAMED, K.; ABDUL, A. H. R. Improved three-phase power flow methods using sequence components. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 20, n. 3, p. 1389-1396, 2005.
- ACKERMANN, T.; ANDERSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power System Research**, Lausanne, v. 57, n. 3, p. 195-204, april 2001.
- ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New York: IEEE Pres Power Systems Enginnering Series, 1995. v. 1, 513 p.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York: IEEE Pres Power Systems Engineering sseries, 1998.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 12 abr. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 24, de 27 de janeiro de 2000. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 jan. 2000. Seção 1, p. 23-26.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 505, de 26 de novembro de 2001. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 2 ago. 2004. Seção 1, v. 141, n. 147, p. 73-75.
- ARROYO, J. E. C. **Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multiobjetivo**. 2002. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.
- BAE, I.-S.; KIM, J.-O. Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 2, p. 785-790, May 2007.
- BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. A Taboo search based approach to find the pareto optimal set in multiple objective optimization. **Journal of Engineering Optimization**, Nottingham, v. 31, n. 6, p. 731-748, 1999.
- BERMAN, A.; XU, W. Analisys of faulted power systems by phase coordinates. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 13, n. 2, p. 587-595, 1998.
- BIRLA, D.; MAHESHWARI, P. R.; GUPTA, H. O. An approach to takle the threat of sympathy trips in drectional overcurrent relay coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 22, n. 2, p. 851-858, 2007.
- BOUTSIKA, T. N.; PAPATHANASSIOU, S. A. Short-circuit calculations in networks with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 78, n. 7, p. 1181-1191, 2008.

- BRAHMA, S. M.; ADLY, A. G. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 1, p. 56-63, 2004.
- CALDON, R.; ANDREA, S.; TURRI, R. Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation. **Electric Power System Research**, Lausanne, v. 78, p. 2017-2023, 2008.
- 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. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - unesp, Ilha Solteira, 2007.
- CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 1, p. 391-396, Jan 1990.
- CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. An appropriated distributed generation sizing considering recloser-fuse coordination. In: **IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE & EXIBITION: ASIA AND PACIFIC, 2005**, Dalian. **Proceedings...** New York: IEEE, 2005.
- CHEN, B.-K. et al. Hybrid three phase load flow. **IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 137, n. 3, p. 177-185, May 1990.
- CHEN, C.-S. et al. Optimal placement of line switches for distribution automation systems using immune algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 3, p. 1209-1217, August 2006.
- CHEN, T. H. et al. Distribution System short circuit analysis: a rigid approach. **Transactions on Power Systems**, New York, v. 7, n. 1, p. 444-450, 1992.
- CHOWDHURY, A. A.; KOVAL, D. O. Current practice and customer value-based distribution system reliability planning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 40, n. 5, p. 1174-1182, 2004.
- CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. A. Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generators: a comprehensive survey. **Electric Power System Research**, Lausanne, v. 79, p. 984-992, 2009.
- DEB, K. **Multiobjectiv optimization using evolutionary algoritms**. Kanpur, India: Department of Mechanical Engineering, Indian Institute of Tecnology, 2001.
- FRERIS, L.; INFELD, D. **Renewable Energy in power systems**. Great Britain: Wiley, 2008.
- GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 15, n.2 , p. 508-514, 2000.

GARCIA, V. J.; FRANCA, P. M. Multiobjective tabu search for service restoration in electric distribution systems. In: IEEE RUSSIA POWER TECH, 2005, St. Petersburg. **Proceedings...** New York: IEEE, 2005. 7 p.

GATTA, F. M. et al. Modeling and computer simulation of dispersed generation in distribution networks, measures to prevent disconnection during system disturbance. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **Proceedings...** New York: IEEE, 2003. v. 3, 10 p.

GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of electricity distribution networks**. 2. ed. London: Institution of Electrical Engineers, 2004. 342 p. (IEE Power and Energy Series).

GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. Porto Alegre: Sagra, 1988.

GLOVER, F. Tabu Search - Part I. **ORSA Journal on Computing**, Philadelphia, v. 1, n. 3, p. 190-206, 1989.

GOMES, M. H.; SARAIVA, J. T. Allocation of reactive power support, active loss balancing and demand interruptions ancillary Services in MicroGrids. **Electric Power Systems and Research**, Lausanne, v. 80, p. 1267-1276, 2010.

GRILO, A. P. et al. Analytical tools to assess the voltage stability of induction-based distributed generators. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Oxford, v. 36, n. 1, p. 31-39, 2012.

HANSEN, M. P. Tabu search for multiobjective optimization. In: INTERNATIONAL CONFERENCE OF MULTIPLE CRITERIA DECISION MAKING, 1997, Cape Town. **Proceedings...** Cape Town: [s.n.], 1997. 17 p.

HONG, H. P. An efficient point estimate method for probabilistic analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, Northern Ireland, v. 59, n. 3, p. 261-267, 1998.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. **IEEE STD 551-2006**: Recommended practice for calculating short-circuit currents in industrial and power commercial power systems. New York, 2006 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=4015544>>. Acesso em: 1 jul. 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS POWER ENGINEERING SOCIETY. Transmission and Distribution Subcommittee. IEEE Std 1366 - IEEE guide for electric power distribution reliability indices. 2001 Edition. New York, 2001.

IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the Future. **IEEE Power & Energy**, New York, v. 7, n. 2, p. 52-62, 2009.

JAYAWEERA, D. et al. A sampling approach for intentional islanding of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 27, n. 22, p. 514-521, 2007.

JENKINS, N. Preliminary report for discussion. In: CIRED WORKING GROUP N. 4 ON DISPERSED GENERATION, 1999, Nice. **Proceedings...** Nice: [s.n.], 1999.

JENKINS, N. et al. **Embebed generation**. London: The Institution of Electrical Engineers, 2000.

KAMH, Z.; IRAVANI, R. Unbalanced model and power-flow analysis of microgrids and active distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 25, n. 4, p. 2851-2858, Oct. 2010.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n. 3, p. 975-985, 1991.

KERSTING, W. H.; PHILLIPS, H. Distribution feeder line models. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 31, n. 4, p. 715-720, 1995.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of Three-phase unbalanced flow using PV and PQ Models for distribution generation and study of the impact of DG Models. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 3, p. 1019-1025, Aug. 2007.

KOSTEREV, D. N. Modeling synchronous voltage sources converters in tranmission system planning studies. **IEEE Transactions on Power Delievery**, New York, v. 12, n. 12, p. 947-952, 1997.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

LUO, G. X.; SEMLYEN, A. Efficient load flow for large weakly meshed networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 5, n. 4, p. 309-1316, 1990.

MOGHADDA-TAFRESHI, S. M.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Research**, Palo Alto, v. 79, n. 4, p. 680-686, 2009.

MORADI, A.; FIRUZABAD, M. F. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23 No 1, p. 271-279, 2008.

MORALES, J. M. et al. Probabilistic power flow with correlated wind sources. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 4, n. 10, p. 641-651, 2010.

NAKA, S.; GENJI, Y.; FUKUYAMA, Y. Practical equipment models for fast distribution power flow considering interconnection for distributed generators. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2001, Vancouver. **Proceedings...** New York: IEEE, 2001. v. 2, p. 1007-1012.

PARSEBA, J. J. How facts controllers-benefits AC transmission system. In: 2003 IEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 2003, Dallas. **Proceedings...** New York: IEEE, 2003. p. 949-956.

PENUELA MENESES, C. A.; GRANADA, M.; MANTOVANI, J. R. S. Ferramentas computacionais para o planejamento de redes de distribuição desbalanceadas considerando a geração distribuída. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA - CBA, 2010, Bonito. **Anais...** Campinas: SBA, 2010.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, Langford, v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

POPOVIC, D. H. et al. Placement of distributed generators and recloser for distribution network security and reliability. **International Journal of Power and Energy**, Amsterdam, v. 27, p. 398-408, 2005.

RAJICIC, D.; ACKOVSKI, R.; TALESKI, R. Voltage correction power flow. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 9, n. 2, p. 1056-1062, 1994.

RAMIREZ, D. et al. Distributed generation system with PEM fuel cell for electrical power quality improvement. **International Journal of Hydrogen Energy**, Amsterdam, v. 33, p. 4433-4443, 2008.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. New multiobjective tabu search algorithm for fussy optimal planning of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 1, p. 224-233, 2006.

RASHID, M. H. **Power Electronic Handbook**. 2. ed. San Diego: Academic Press, 2007. 1172 p.

REDFERN, M. A.; BARRET, J. I.; USTA, O. A new microprocessor based islanding protection method algorithm for dispersed storage and generation units. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 10, n. 3, p. 1249-1254, 1995.

RUBINSTEIN, R. Y. **Simulation and the Monte Carlo Method**. New York: Wiley, 1981.

REIS, L. B. dos. **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. Barueri: Manole, 2003.

SELVAN, M. P.; SWARUP, K. S. Unbalanced distribution systems short circuit analyses - an object-oriented approach. In: IEEE REGION 10 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATIONAL TECHNOLOGIES IN ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING - SIBIRCON, 2008, Novosibirsk. **Proceedings...** New York: IEEE, 2008. 6 p.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power System**, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, May 1988.

SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A three-phase power flow method for real time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.

SILVA, L. G. W. da. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2005. 146 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - unesp, Ilha Solteira, 2005.

SILVA, L. G. W. da; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of protective device in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 69, p. 77-84, 2004.

SILVA, L. G. W. da; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição. **SBA: Controle e Automação**, Campinas, v. 21, n. 3, p. 294-307, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0103-17592010000300007>>. Acesso em: 12 abr. 2012.

SIMÕES, M. G.; FARRET, F. A. **Renewable energy systems: design and analysis with induction generators.** Florida: CRC Press, 2004. p. 358.

SMITH, C. et al. A mighty wind. **IEEE Power and Energy Magazine**, New York, v. 7, n. 2, p. 41-51, 2009.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 13 No 1, p. 218-224, Jan. 1998.

TINNEY, W. F. Compensations methods for network solutions by optimally ordered triangular factorization. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, PAS-91, n. 1, p. 123-127, 1972.

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**, Lausanne, v. 79, p. 1171-1178, 2009.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO" - unesp. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Departamento de Engenharia Elétrica. **Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos de Energia Elétrica - LAPSEE.** Ilha Solteira, 2011. Disponível em: <http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/interna_app_olapsee.php>. Acesso em: 15 jul. 2011.

VIEIRA, C. M. et al. Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída. **SBA: Controle & Automação**, Campinas, v. 19, n. 2, p. 199-213, 2008.

WANG, X.; FREITAS, W.; XU, W. Dynamic non-detection zones of positive feedback anti-islanding methods for inverter-based distributed generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 2, p. 1145-1155, 2011.

YIN, S.-A.; LU, C.-N. Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage cost. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 24, n. 2, p. 652-660, 2009.

ZAKARIA KAMH, M.; IRAVANI, R. Unbalanced model and power-flow analysis of microgrid and active distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 25, n. 4, p. 2851-2858, 2010.

ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Protective relay coordination for micro-grid operation using particle swarm optimization. In: CONFERENCE ON LARGE ENGINEERING SYSTEMS POWER ENGINEERING, 2006, Waterloo. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p. 152-157.

ZHANG, X. et al. A Distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 4, p. 2053-2059, 1995.

ZHANG, X.-P.; PING JU; HANDSCHIN, E. Continuation Three-phase Power Flow: A Tool for Voltage Stability Analysis of Unbalanced Three-Phase Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1320-1329, 2005.

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

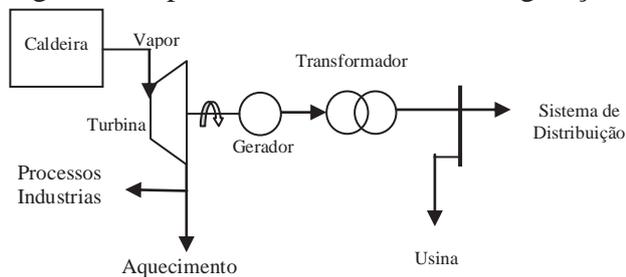
APÊNCICE A. CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DAS FONTES DE GDA

Antes de poder construir um modelo apropriado da GDa, para propósitos de estudos de fluxo de carga e análises de curto-circuito usados neste trabalho, é conveniente conhecer as características mais relevantes da operação dessas fontes. Na descrição feita a seguir, não se pretende detalhar na íntegra a operação de cada uma das tecnologias atualmente utilizadas, ou ainda em fase de pesquisa, já que existem na literatura várias publicações sobre este tema, apenas deseja-se criar subsídios teóricos necessários para obter os modelos que foram desenvolvidos neste trabalho de pesquisa.

A.1. CENTRAIS TERMELÉTRICAS

O funcionamento básico de uma central termelétrica se baseia na conversão da energia térmica em energia mecânica, e esta em energia elétrica. Normalmente, as máquinas síncronas são usadas na fase de conversão eletromecânica, com velocidades de rotação de 3000/3600 rpm. A produção da energia térmica pode ser aproveitada a partir da transformação química dos combustíveis, ou por meio de processos de combustão. De acordo com o método de combustão utilizado, as centrais termelétricas são classificadas como de combustão externa e combustão interna.

Figura 49 - Diagrama simplificado de um sistema de geração térmico.

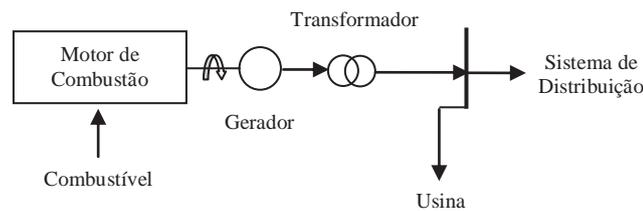


Fonte: Reis (2003).

A combustão externa é comumente empregada em centrais de vapor, onde um fluido de trabalho (geralmente água) é aquecido dentro de uma caldeira por meio da queima de

combustíveis (termelétricas), reações controladas de fusão nuclear (nucleares), ou pelo uso de fontes renováveis, como a incidência direta do calor do sol (termosolar), ou por fontes de vapor soterradas em estado natural (geotérmicas). Em nenhum dos casos, o combustível entra em contato direto com o fluido de trabalho. O vapor gerado na caldeira, que entra na turbina com uma pressão entre 0,12 até 4 MPa e a uma temperatura entre 200 a 300 graus centígrados, expande-se dentro da turbina, produzindo o trabalho mecânico que faz girar o eixo acoplado com o gerador elétrico, para gerar potência elétrica. Na combustão interna o fluido de trabalho se forma a partir da mistura de ar e combustível. Esse processo é usado em turbinas a gás e nas máquinas térmicas de pistão, como por exemplo, o motor diesel. Este tipo de geração de energia é amplamente usado em pontos isolados ou regiões sem outra fonte acessível de energia primária. Possui uma alta capacidade de resposta, mais limitações de potência, elevado índice de ruídos, e as vibrações mecânicas desestimulam sua aplicação.

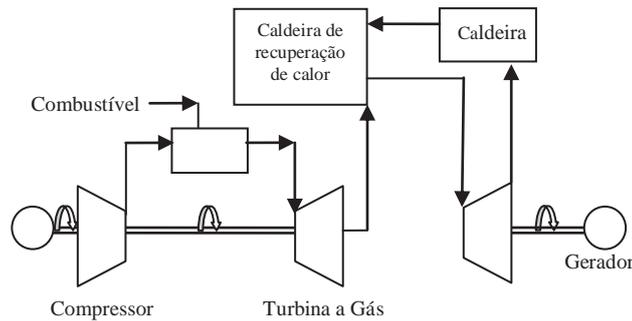
Figura 50 - Diagrama simplificado de geração usando combustão interna.



Fonte: Reis (2003).

Visando um aumento na eficiência e o melhor desempenho ambiental, frequentemente as centrais termelétricas instalam sistemas de ciclo combinado, que permite a geração simultânea de energia elétrica e térmica a partir de um único combustível. Um exemplo deste tipo de geração está ilustrado na Figura 51. Assim, a eficiência típica global deste tipo de arranjo de geração térmica pode atingir cerca de 70% (REIS, 2003). Geralmente, a potência elétrica é consumida internamente para fornecer as necessidades da mesma usina. No caso de aparecer um excedente de geração, ou carência da mesma, pode existir uma troca de potência entre a unidade geradora e o sistema de distribuição.

Figura 51 - Diagrama simples de cogeração de ciclo combinado.



Fonte: Reis (2003).

Da mesma forma, o fluido saindo da turbina, ainda quente, pode ser usado em outros processos térmicos da usina ou em aquecimento de espaços públicos, dentro, ou fora da usina. Os tipos de combustíveis mais usados em centrais termelétricas são os derivados do petróleo, o carvão mineral, o nuclear, o gás natural, a biomassa e a radiação solar. Dentre estes, o gás natural, a biomassa e a captação da radiação solar se destacam pelo baixo impacto ambiental. O gás natural, embora seja um combustível não renovável, apresenta benefícios ambientais na substituição do petróleo e do carvão mineral. Por exemplo, no Reino Unido é estimado que as centrais termelétricas instaladas com gás natural emanam 30% menos gases poluentes quando comparadas com aquelas que usam carvão mineral (JENKINS, 1999).

A biomassa é aproveitada energeticamente através do uso do etanol, bagaço de cana, carvão vegetal, óleo vegetal ou lenha. Tem como principal limitante o alto custo quando comparada com os combustíveis fósseis e a concorrência com a produção de alimentos, tanto física como economicamente. A captação da energia do sol é uma alternativa de geração que está aumentando a sua penetração nos sistemas elétricos.

Para um sistema térmico ideal, sem perdas, a potência extraível em kW pode ser calculada usando a equação (69), onde m é a massa de fluido passando pela transformação térmica, por unidade de tempo, h_1 é a entalpia de entrada na máquina, e h_2 a entalpia de saída na máquina. (REIS, 2003).

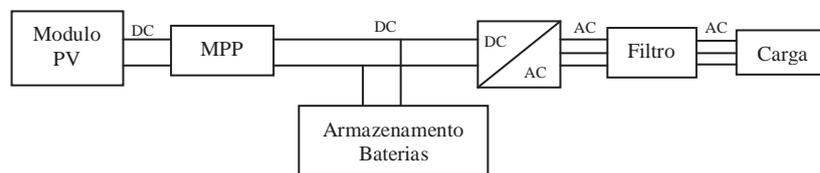
$$P = m(h_2 - h_1) \quad (69)$$

A.1. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico de produção de energia elétrica compreende o agrupamento de módulos de painéis fotovoltaicos e de equipamentos convencionais, que armazenam ou transformam a energia elétrica para ser enviada para o usuário. Os principais componentes, como se mostra na Figura 52, são: os módulos solares (PV), o regulador de tensão (MPP), um sistema para o armazenamento de energia, e um inversor DC/AC.

O bloco MPP (*Maximum Power Point*) na Figura 52, tem a função de encontrar o ponto de operação ótimo da curva, no qual, a potência gerada é máxima. Essa potência pode ser usada diretamente pelo usuário após ser transformada para o sistema AC por meio de conversores baseados na tecnologia de eletrônica de potência. Por outro lado, no caso de pouca demanda, parte da potência gerada pode ser usada no carregamento de sistemas de armazenamento de energia, que visam manter um suprimento constante sob condições de alta demanda.

Figura 52 - Esquema básico para a geração fotovoltaica.



Fonte: Freris e Infield (2008).

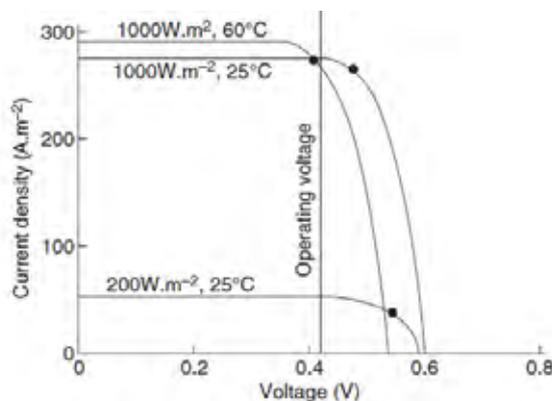
A potência gerada por um painel solar depende basicamente da radiação incidente no plano do coletor, e da potência instalada ligada com a área do painel e as suas características construtivas. A equação (70) define, em geral, a potência que pode ser extraída de um painel fotovoltaico.

$$P_g(t) = \eta A R_s(t) \quad (70)$$

Onde o rendimento total do sistema, η , é composto pelo rendimento do painel solar mais o rendimento do sistema de condicionamento de potência. A , é a área de incidência do painel, e $R_s(t)$ é a radiação solar incidente em função do tempo. Essa dependência da potência com a radiação solar é frequentemente apresentada em forma de curvas I - V , tal como se apresenta na

Figura 53. A luz incidente e a temperatura no painel solar mudam as características da curva, e, portanto, a quantidade de corrente e o nível de tensão de operação do painel fotovoltaico.

Figura 53 - Característica $I-V$ para células fotovoltaicas.

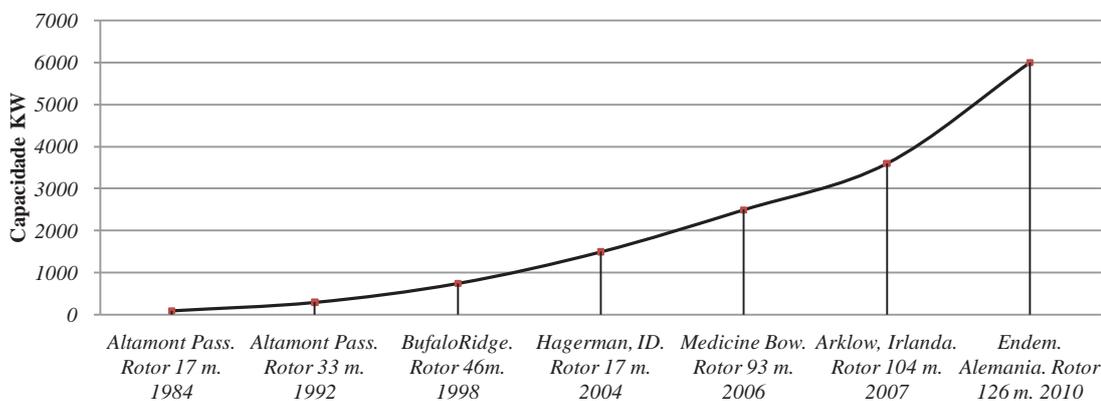


Fonte: Freris e Infield (2008, p. 39).

A.2. USINAS EÓLICAS

As modernas turbinas de vento, espalhadas pelo mundo, possuem três pás com diâmetros que oscilam entre 70 e 80 metros, alocadas no topo de uma torre com 60 a 80 metros de altura. Nos Estados Unidos, uma instalação típica pode produzir 1,5 MW por torre, mas as novas tecnologias podem produzir até 6,0 MW por torre. Na Figura 54, mostram-se os avanços tecnológicos na capacidade de produção de energia nos últimos 20 anos.

Figura 54 - Avanços tecnológicos na capacidade de produção das turbinas eólicas.



Fonte: Smith et al. (2009).

Para um gerador eólico a potência elétrica total que pode ser extraída de uma massa de ar com velocidade v , atravessando a área descrita por um rotor de raio R , é calculada pela equação (71), onde η representa a eficiência do gerador eólico e leva em consideração as perdas na transmissão mecânica e as perdas do gerador elétrico. O termo C_p , representa o coeficiente aerodinâmico de potência de rotor, usualmente de valor $C_p = 0,45$ (com valor máximo $C_p^{max} = 0,593$). O termo γ representa a massa específica do ar, que no nível do mar, e uma temperatura de 15°C , tem um valor $\gamma = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

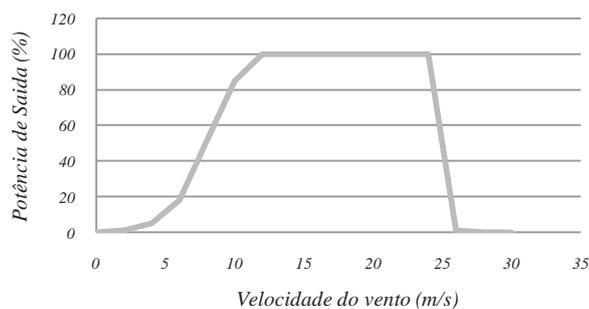
$$P = \frac{1}{2} \eta C_p \gamma (\pi R^2) v^3 \quad (71)$$

A velocidade angular do rotor da turbina, ω_R , em radianos por segundo, é inversamente proporcional com seu raio, R , e pode ser calculada, aproximadamente, pela equação (72). Nos projetos de turbinas de grande porte, a rotação é otimizada visando minimizar o impacto ambiental nas emissões de ruídos aerodinâmicos das pás, e o risco de colisão com aves migratórias.

$$\omega_R = \frac{\pi}{360} \left(6,90 + \frac{445}{R} \right) \quad (72)$$

O sistema de controle é constituído por uma série de sensores para o vento, rotação do rotor, carga das baterias, entre outros, para fornecerem dados que permitam o funcionamento seguro do sistema com o melhor aproveitamento do vento. Na Figura 55 mostra-se a curva típica de geração energética em função da velocidade do vento incidente nas pás para uma turbina de 1.5 MW.

Figura 55 - Porcentagem de potência elétrica gerada pelo vento.



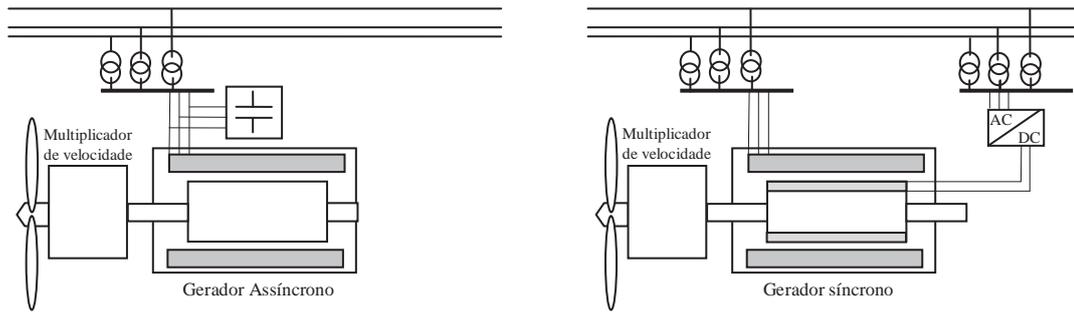
Fonte: Ipakchi e Albuyeh (2009).

A geração de energia elétrica inicia-se com velocidades da ordem de $v_0 = 2,5 \text{ m/s}$, já que para valores inferiores a este, o conteúdo energético do vento não justifica o seu aproveitamento. No instante em que a turbina atinge 100% da sua potência elétrica nominal é ativado um sistema de limitação automático de velocidade que impede o aumento da potência na turbina sob qualquer incremento na velocidade do vento, que possa colocar em risco a integridade do sistema mecânico. Esse controle pode ser feito ajustando o ângulo de ataque das pás, o qual gera um custo adicional, ou também por meio de uma calibração apropriada do estol aerodinâmico. Diversos tipos de geradores podem ser usados dependendo da aplicação: gerador de corrente contínua, usado com menor frequência; gerador síncrono e gerador assíncrono (indução). Para aplicações isoladas, é comum usar um gerador síncrono associado a um retificador, obtendo corrente contínua. Quando o sistema de geração opera conectado à rede, os geradores podem ser síncronos ou assíncronos. As configurações aplicadas atualmente estão ilustradas na Figura 56.

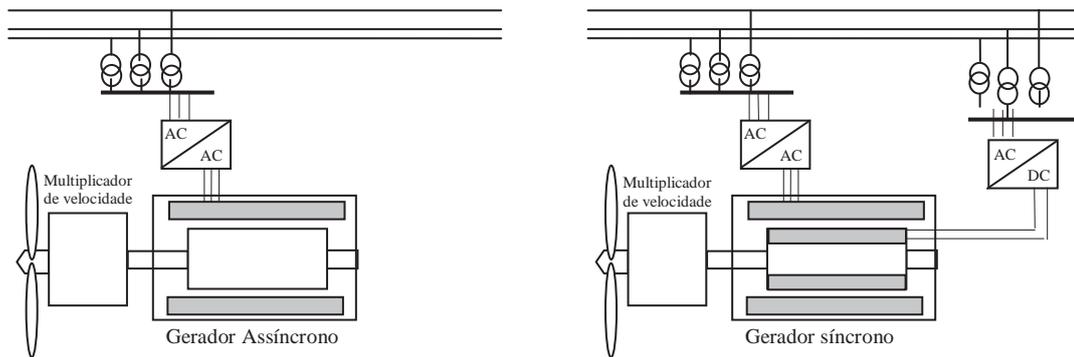
A característica variável do vento faz com que a rotação do eixo durante a operação normal não seja constante, sendo necessária a construção de um grupo eólico-elétrico capaz de tolerar velocidades de rotação diferentes da síncrona, e mesmo assim, gerar energia elétrica com frequência constante. Em todas as aplicações, encontra-se o uso de uma máquina síncrona ou assíncrona, girando com velocidades maiores que a velocidade de rotação da turbina, sendo necessário, na maioria dos casos, o acoplamento de um multiplicador de velocidade de vários estágios interfaceando a turbina e o gerador.

O gerador síncrono pode ser conectado diretamente na rede de distribuição, mas com o limitante de funcionar em regime permanente com rotação constante e sincronização à rede de distribuição em todo momento, isto torna o sistema eólico rígido e difícil de controlar. Por outro lado, o uso de um gerador síncrono permite o controle direto da potência ativa e reativa, devido as suas próprias características de funcionamento. O gerador assíncrono, em geral, é bem mais econômico e flexível à regulação de velocidade quando comparado com o gerador síncrono.

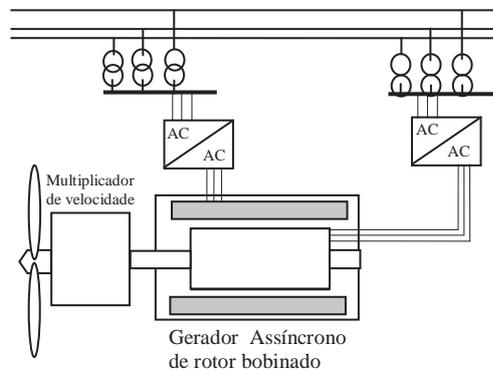
Figura 56 - Principais modos de conexão para turbinas eólicas.



a) Gerador conectado diretamente à rede.



b) Gerador conectado à rede por meio de fontes conversoras



c) Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).

Fonte: Ipakchi e Albuyeh (2009).

Dadas as suas características de funcionamento, permite variações em torno até de $\pm 30\%$ da velocidade síncrona. Porém, o gerador de indução precisa de um suporte de reativos fornecido pela rede de distribuição, ou por meio de um banco de capacitores. Uma interface com uma fonte conversora permite o controle tanto da potência ativa quanto da reativa, e ainda faz desnecessário o uso do banco de capacitores, mas os custos são largamente ampliados. Os sistemas que usam fontes conversoras baseadas em eletrônica de potência, embora com maior

custo por causa de empregar retificadores, inversores de potência e filtros harmônicos, permitem um aproveitamento da energia do vento em faixas maiores. No entanto, se os filtros não forem projetados corretamente, podem ser injetadas no sistema de distribuição formas de onda com poluição harmônica que deterioram a qualidade do serviço.

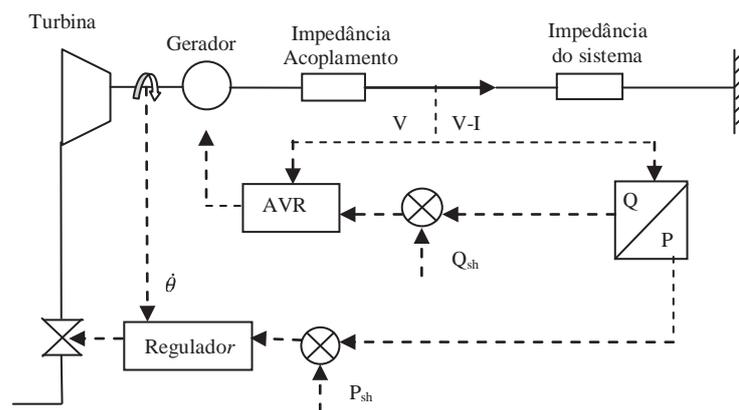
APÊNCICE B. MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Na geração distribuída são usadas máquinas elétricas convencionais para a geração da energia elétrica, ou seja, máquinas síncronas e assíncronas, e fontes conversoras baseadas nas tecnologias de eletrônica de potência. Porém, a operação e controle destes geradores quando conectados em redes de distribuição, é diferente quando comparado com o funcionamento dos mesmos instalados em grandes centrais de geração em redes de transmissão de energia elétrica.

B.1. MÁQUINAS SÍNCRONAS

Para o caso de máquinas síncronas funcionando em sistemas de transmissão, o controle do ângulo δ é feito pelo regulador de velocidade devido à forte ligação entre potência ativa e a frequência de operação, chamada de característica $P-f$. Por outro lado, o controle da corrente de campo é feito pelo regulador de tensão, AVR (*Automatic Voltage Regulator*), devido à relação entre a magnitude da tensão com a potência reativa.

Figura 57 - Diagrama de blocos para análise de curto-circuito.



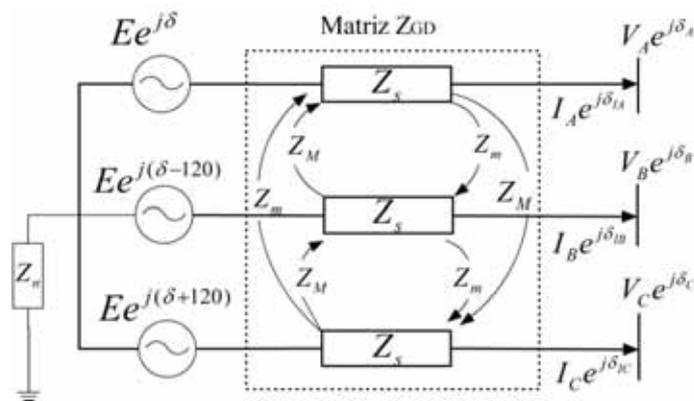
Fonte: Reis (2003).

Em sistemas de distribuição, esse tipo de controle não é adequado, devido à baixa capacidade do gerador com relação ao sistema interconectado, e a sua pouca influência na frequência de operação. Por causa disso, em geração distribuída, prefere-se o uso do esquema apresentado

na Figura 57, baseado na comparação com pontos de referência para a potência ativa, P_{sh} , e reativa, Q_{sh} . (REIS, 2003).

Portanto, um modelo simples, mas suficientemente completo para simular o comportamento da máquina síncrona, pode ser descrito, conforme ilustrado na Figura 58, por um conjunto de parâmetros concentrados, Z_s , Z_m e Z_M , representando a impedância própria de cada fase, e os acoplamentos mútuos em sequência ABC, e sequência CBA, respectivamente, que dependem da posição relativa do rotor com o campo magnético do estator (SIMÕES; FARRET, 2004). Adicionalmente, a força magneto-motriz induzida na armadura, devido a corrente de campo, é simulado por meio de um conjunto de fontes de tensão com igual módulo, E , e defasadas de 120° .

Figura 58 - Circuito Equivalente para a máquina síncrona



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para a máquina síncrona da Figura 58, operando como gerador, em regime senoidal permanente, e com velocidade síncrona, o sistema matricial (73) permite relacionar, as correntes das fases a , b e c , com os níveis de tensão nos terminais \dot{V}_a , \dot{V}_b e \dot{V}_c .

$$\begin{bmatrix} V_A e^{j\delta_{V_a}} \\ V_B e^{j\delta_{V_b}} \\ V_C e^{j\delta_{V_c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E e^{j\delta} \\ E e^{j(\delta-120)} \\ E e^{j(\delta+120)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_M \\ Z_M & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_M & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a e^{j\delta_{I_a}} \\ I_b e^{j\delta_{I_b}} \\ I_c e^{j\delta_{I_c}} \end{bmatrix} \quad (73)$$

O procedimento proposto se baseia no conhecimento das reatâncias de sequências zero, X_0 , positiva, X_1 , e negativa, X_2 , parâmetros amplamente usados nas análises dos sistemas de potência desbalanceados. Neste caso, a matriz de componentes por fase da matriz de impedâncias do gerador é calculada a partir das matrizes de transformação em componentes simétricas, tal como se apresenta na equação (74), onde são omitidas as componentes

resistivas dos enrolamentos, devido que, em geral, a impedância síncrona da máquina possui uma alta relação X/R, fazendo com que as perdas de potência ativa sejam desprezíveis quando comparada com a potência fornecida nos terminais da máquina.

$$[Z_{GD}] = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_M \\ Z_M & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_M & Z_s \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_0 & 0 & 0 \\ 0 & X_1 & 0 \\ 0 & 0 & X_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (74)$$

Resolvendo (74), tem-se que:

$$Z_s = j \frac{X_0 + X_1 + X_2}{3} \quad (75)$$

$$Z_m = -\frac{\sqrt{3}(X_1 - X_2)}{6} + j \frac{2X_0 - X_1 - X_2}{6} \quad (76)$$

$$Z_M = \frac{\sqrt{3}(X_1 - X_2)}{6} + j \frac{2X_0 - X_1 - X_2}{6} \quad (77)$$

Determinar o modelo matemático em componentes de fase a partir das impedâncias de sequência é uma técnica usada frequentemente na literatura, mostrando resultados satisfatórios quando aplicados na solução de sistemas elétricos em regime permanente. Por exemplo, no trabalho de Chen et al. (1990) o modelo fornecido por (73) é aplicado junto com um algoritmo híbrido de matrizes implícitas de Gauss, para resolver o problema de fluxo de potência em sistemas elétricos de transmissão. Abdel-akher, Mohamed e Abdul (2005) apresentam o sistema elétrico completamente decomposto através da técnica de componentes simétricas. Assim, o sistema de sequência positiva é resolvido pelo método de Newton-Raphson. As redes de sequência negativa e zero são resolvidas usando também a matriz de admitância de barra, Y_{bus} . Zhang, Ping ju e Handschin (2005), e Khushalani, Solanki e Schulz (2007), mostram que as impedâncias de sequência do gerador são usadas para determinar as equações, em componentes de fase, para os fluxos de potência ativa e reativa fluindo entre o ponto de conexão do gerador à rede de distribuição e a fonte de tensão interna do gerador. Neste caso o método preditor-corrector é usado para o cálculo do fluxo de potência. Recentemente, Kamh e Iravani (2010), apresentaram um fluxo de carga para redes de distribuição desbalanceadas com penetração de GD é apresentado, usando a mesma filosofia do algoritmo proposto por Abdel-Akaret et al. (2005), mas ainda se considerando o modelo para fontes de geração com uma interface eletrônica de potência. Neste caso, o GD é modelado na forma da equação (73). Em cada um destes trabalhos analisados se destaca a

necessidade de considerar o impacto das redes de sequência negativa e zero na interação entre a fonte de geração e o sistema elétrico. Desta forma, é mostrada a viabilidade de expressar o modelo matemático do gerador distribuído a partir de suas componentes de sequência, que é uma teoria válida para sistemas trifásicos equilibrados. O sistema real de distribuição em operação não pode ser generalizado como um sistema trifásico equilibrado, e para modelá-lo de forma mais realista, o algoritmo proposto neste trabalho para o cálculo de fluxo de carga leva em consideração a natureza assimétrica das redes de distribuição, e resolve o problema modelando a rede a partir de componentes de fase.

As equações para determinar as reatâncias de sequência podem ser calculadas a partir dos parâmetros internos da máquina (ANDERSON, 1998).

$$X_0 = \omega \cdot [L_s - 2M_s] \quad (78)$$

$$X_1 = \omega L_d = \omega \left[L_s + M_s + \frac{3}{2} L_M \right] \quad (79)$$

$$X_2 = \omega \frac{L_d'' + L_q''}{2} = \left[(X_d + X_q) - k^2 \left(\frac{(L_D M_F - M_D M_R)(L_F M_D - M_F M_R)}{L_F L_D - M_R^2} + \frac{M_Q^2}{L_Q} \right) \right] \quad (80)$$

Onde

- L_s: Componente constante da indutância própria do enrolamento de armadura.
- L_m: Componente da indutância da bobina de armadura, que é função do posicionamento do rotor.
- L_F: Indutância da bobina de campo.
- L_d: Indutância das bobinas de armadura referenciada ao eixo direto.
- L_q: Indutância das bobinas de armadura referenciada ao eixo quadratura.
- L_D: Indutância de enrolamento amortecedor no eixo direto.
- L_Q: Indutância de enrolamento amortecedor no eixo em quadratura.

Os acoplamentos magnéticos entre as estruturas da máquina são descritos como:

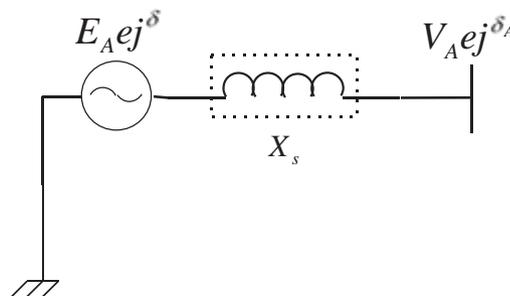
- M_s : Componente constante do acoplamento magnético entre as bobinas de armadura.
- M_F : Acoplamento magnético entre bobina de armadura e a bobina de campo.
- M_D : Acoplamento magnético entre bobina de campo e o enrolamento amortecedor no eixo direto.
- M_Q : Acoplamento magnético entre a bobina de campo e o enrolamento amortecedor no eixo em quadratura.

Na prática, os valores das componentes de sequência da máquina estão padronizados na sua base de referência, cujos dados podem ser facilmente encontrados na literatura, como, por exemplo, no trabalho de Anderson (1998, p. 202). Portanto, o modelo proposto é descrito matematicamente pela equação (81).

$$\dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{Z}}_{GD} \dot{\mathbf{I}}_{a,b,c} + \dot{\mathbf{V}}_{a,b,c} \quad (81)$$

No caso geral, a tensão interna ou de geração, $\dot{\mathbf{E}}$, é balanceada em módulo e fase, e depende tanto da corrente de excitação quanto do torque aplicado no eixo. Por outro lado, tanto a corrente, $\dot{\mathbf{I}}_{a,b,c}$, como o nível de tensão por fase, $\dot{\mathbf{V}}_{a,b,c}$, na armadura, estão relacionados com a natureza da carga, e, portanto, podem ser desbalanceados. Se a carga for balanceada, o gerador pode ser descrito simplesmente pelo equivalente monofásico da Figura 59. Neste caso, a impedância síncrona, \dot{Z}_s , é o parâmetro concentrado que descreve o efeito produzido pelos acoplamentos magnéticos entre a armadura e rotor. Por outro lado, as grandezas passam a ser referenciadas pela fase A.

Figura 59 - Circuito equivalente monofásico da operação da máquina síncrona.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Assim, a potência ativa, P , e a potência reativa, Q , geradas pela máquina, podem ser descritas, pelas equações (82) e (83), respectivamente.

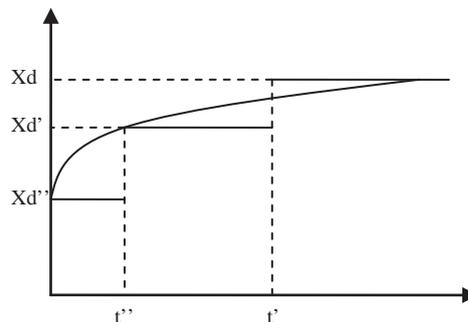
$$P = \frac{EV}{X_s} \sin(\delta_E - \delta_V) \quad (82)$$

$$Q = \frac{1}{X_s} (EV \cos(\delta_E - \delta_V) - V^2) \quad (83)$$

B.2. CURTO-CIRCUITO NA MÁQUINA SÍNCRONA

Quando ocorre um curto-circuito em um circuito elétrico, a corrente que circula é basicamente determinada pelas forças eletromotrizes internas das máquinas rotativas, por suas impedâncias internas e pelas impedâncias do circuito situado entre as máquinas e a falta. O valor da corrente que flui de uma máquina é consideravelmente diferente antes, imediatamente, e poucos ciclos após a ocorrência da falta, por causa do efeito da corrente de armadura no fluxo que gera a tensão nos geradores, sendo este efeito chamado de reação de armadura. O fluxo resultante no entreferro é devido à força magnetomotriz combinada da corrente circulando no enrolamento do rotor da máquina e da corrente na armadura. Com a diminuição do fluxo no entreferro a corrente de armadura decresce uma vez que a tensão gerada pelo fluxo no entreferro é que determina a corrente. Esta situação pode ser interpretada como uma reatância variável no tempo, $X_d(t)$, tal como se apresenta na Figura 60.

Figura 60 - Variação no valor da reatância síncrona.



Fonte: Gers e Holmes (2004).

Porém, na prática, é possível considerar apenas três valores discretos para determinar os pontos críticos no valor da corrente de curto-circuito. Esses valores são chamados de corrente

subtransitória, transitória e de regime permanente. Analogamente, a reatância para cada uma dessas correntes é chamada de reatância subtransitória, X_d'' , transitória, X_d' , e de regime permanente, X_d . Embora os valores das reatâncias das máquinas síncronas não sejam constantes verdadeiras e dependem do grau de saturação do circuito magnético, seus valores permanecem geralmente dentro de certos limites e podem ser previstos para vários tipos de máquinas. A Tabela 11 fornece os valores típicos de reatâncias (GERS; HOLMES, 2004). Em geral, as reatâncias subtransitórias dos geradores e motores são usadas na determinação da corrente inicial que circula na ocorrência de um curto-circuito. Para a capacidade de interrupção dos disjuntores, utilizam-se as reatâncias subtransitórias para geradores e a reatância transitória para motores síncronos.

Tabela 11 - Valores típicos em pu de reatâncias para máquinas síncronas.

Tipo	X_d''	X_d'	X_d	X_2	X_0
Turbina 2pólos	0.09	0.15	1.20	0.09	0.05
Gerador 4pólos	0.14	0.22	1.70	0.64	0.07
Pólos Salientes com amortecedor	0.20	0.80	1.25	0.20	0.18
Gerador sem amortecedores	0.28	0.30	1.20	0.35	0.12

Fonte: Gers e Holmes (2004).

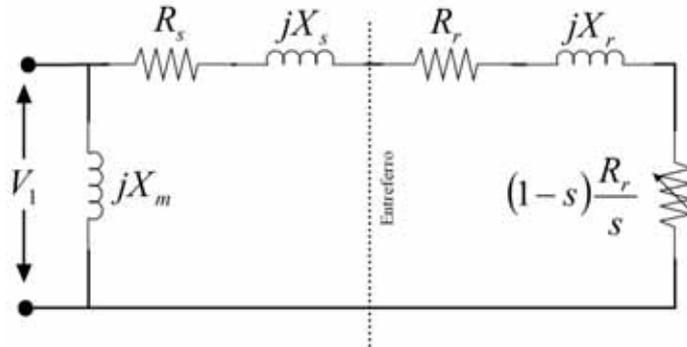
B.3. MÁQUINAS DE INDUÇÃO

A estrutura física de uma máquina de indução é basicamente similar à estrutura das máquinas síncronas, diferenciando-se apenas no rotor, no qual circulam correntes alternadas e ainda existe o mesmo número de pólos e de fases ativas que operam nos enrolamentos do estator. Comumente, os enrolamentos do rotor são projetados com a configuração de rotor em gaiola, sendo mais compactos, econômicos, e ainda, fazendo desnecessário o uso de anéis coletores no circuito do rotor, porém, esta configuração não permite o controle da potência por meio da variação da resistência do rotor.

Para a análise do comportamento da máquina de indução, operando em regime senoidal permanente e balanceado, o circuito equivalente mostrado na Figura 61 tem sido usado tradicionalmente (SIMÕES; FARRET, 2004), tanto para a máquina funcionando como motor, ou como gerador. Neste caso, o efeito das perdas nas chapas de aço é desprezado, o qual é

possível devido a alta qualidade dos materiais magnéticos usados atualmente. Os parâmetros concentrados do estator estão representados por R_s e X_s , respectivamente, e para o rotor representados por R_r e X_r . O parâmetro X_m representa a reatância de magnetização. Todos os parâmetros estão sendo referidos ao estator.

Figura 61 - Circuito equivalente monofásico para a máquina de indução.



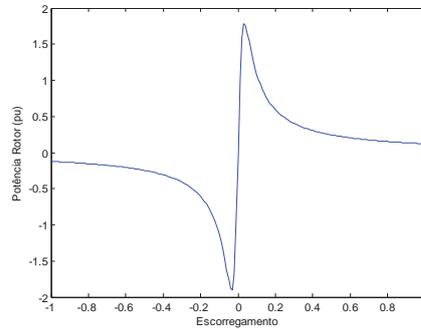
Fonte: Anderson (1998).

A potência mecânica aplicada no eixo da máquina de indução varia de forma inversamente proporcional, com o fator de escorregamento, s . No caso em que a velocidade de rotação do eixo for menor que a síncrona, o fator $(1-s)$ resulta positivo, e, portanto, a máquina supre potência mecânica. No caso contrário, com velocidades do rotor acima da síncrona, o fator $(1-s)$, resulta negativo, indicando que a máquina recebe potência mecânica e a corrente flui em sentido oposto ao mostrado na Figura 61.

$$P_{rotor} = \frac{V_s^2}{s \left(\left(R_s + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_s + X_r)^2 \right)} \quad (84)$$

A equação (84), que é obtida da análise do circuito da Figura 61, mostra a dependência da potência mecânica efetiva, P_{rotor} , com a tensão nos terminais da máquina, V_s , e com o fator de escorregamento, s . Na Figura 62 mostra-se o comportamento típico para o valor da potência mecânica do rotor para uma máquina de indução, quando se varia o fator de escorregamento, e se mantém fixo o valor da tensão nos terminais da máquina.

Figura 62 - Característica *potência vs. Velocidade* da máquina de indução.

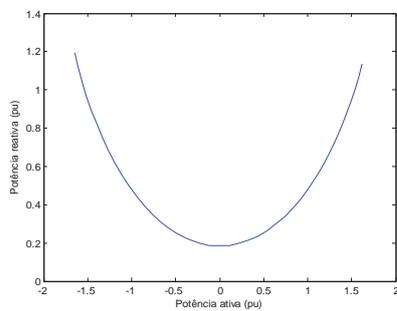


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Analisando-se a equação (84) e o comportamento descrito na Figura 62, podem ser obtidas as principais características do funcionamento das máquinas assíncronas:

- Se a máquina opera à velocidade síncrona, não existe conversão de energia no circuito do rotor.
- Em velocidades do eixo próximas à síncrona, a potência no rotor segue um comportamento quase linear, devido à componente altamente resistiva do circuito do rotor. Como resultado, o controle da potência elétrica gerada pela máquina assíncrona, desde sua operação sem carga, até a plena carga, pode ser governado linearmente com a velocidade no eixo.
- A operação da máquina depende de fontes de excitação externas para manter o nível de tensão nos terminais e gerar a corrente de magnetização, o que prejudica o fator de potência do sistema. Além disso, não é possível controlar a potência reativa despachada pelo gerador, e sua operação se limita aos pontos específicos sobre a curva de carga $P-Q$, tal como ilustrado na Figura 63.
- A operação da máquina assíncrona não representa uma contribuição significativa nas oscilações do sistema quando se apresenta um fenômeno transitório na rede com a qual está interconectado, já que não precisa operar em condição de sincronismo.

Figura 63 - Curva de carga típica para a máquina de indução.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

APÊNCICE C. FLUXO DE CARGA LEVEMENTE MALHADO

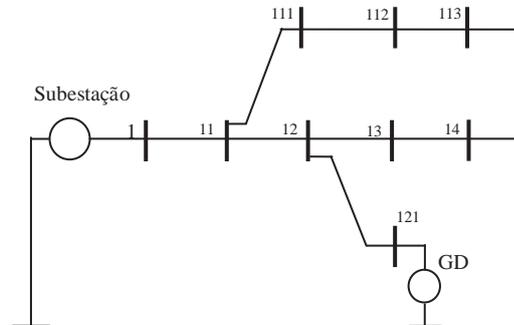
Tradicionalmente o método de Newton-Raphson é a ferramenta computacional usada para cálculo de fluxo de carga em sistemas de transmissão, mas devido às características das redes de distribuição, que são diferentes das características das redes de transmissão, pode tornar inadequado (lento ou ainda divergente) se aplicado nesse tipo de redes. Dentre as principais características das redes de distribuição, destacam-se:

- O número de barras, n , de um sistema de distribuição típico é relativamente alto. A montagem de matriz jacobiano possui dimensão dupla do número de barras do sistema, $2n$. Assim, o esforço computacional para avaliar cada elemento da matriz, e logo invertê-la, pode ser elevado, mesmo usando técnicas numéricas para matrizes esparsas.
- Normalmente, as linhas dos sistemas de distribuição possuem um valor de resistência comparável à reatância, o que impede o uso das versões desacopladas do algoritmo de Newton.
- O comprimento de cada trecho do sistema de distribuição é relativamente pequeno, ocasionando uma abertura angular próxima de zero entre as barras do sistema. Isto pode levar a um mau condicionamento do algoritmo de Newton e torná-lo divergente.
- Os alimentadores do sistema de distribuição são geralmente formados por trechos de linhas sem transposição, gerando desequilíbrios nos acoplamentos magnéticos entre as fases. Por outro lado, são comuns as conexões com laterais monofásicos e bifásicos.

Por esses motivos, a técnica de solução adotada para o cálculo de fluxo de carga é baseada no algoritmo de varredura à montante e à jusante, ou algoritmo de fluxo de potência radial, (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) que é robusto, eficiente, e fácil de programar. Além disso, permite representar diferentes modelos para os elementos conectados à rede de distribuição, e ainda, é desnecessário o uso de equações diferenciais, tal como é feito em algoritmos modificados do método de Newton-Raphson (GARCIA et al., 2000). Porém, para sua aplicação é preciso que o sistema seja completamente radial, e que as barras do sistema sejam ordenadas em camadas que orientem o algoritmo desde a barra de referência até as barras mais afastadas, para assim reduzir o esforço computacional do algoritmo. A seguir, descrevem-se cada passo do algoritmo, que por simplicidade, considera o caso de um gerador

distribuído e de um anel no circuito de distribuição. Para casos mais complexos o algoritmo se desenvolve com as mesmas diretrizes.

Figura 64 - Sistema de Distribuição levemente malhado.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

C.1. ALGORITMO PARA FLUXO DE CARGA LEVEMENTE MALHADO

C.1.1. Renumeração e seleção dos “pontos de quebra”.

Na Figura 64, mostra-se para fins de exemplo, um pequeno sistema de distribuição levemente malhado, que incorpora um gerador distribuído na barra 121, e um anel formado pelas linhas que ligam as barras 11-12-13-14-111-112-113. Para se aplicar a técnica de fluxo de potência radial, o sistema é transformado em um sistema equivalente radial através da abertura dos anéis, em pontos específicos da rede chamados de “*pontos de quebra*”, e a substituição por fontes equivalentes de corrente, conforme ilustrado na Figura 65. Por outro lado, mostra-se também, que as barras do sistema são renumeradas, com vistas a dividir o sistema em camadas, o que permite direcionar os cálculos do algoritmo sequencialmente para as barras vizinhas, seja na operação *backward* como na operação *forward*. Técnicas computacionais eficientes para renumerar as barras do sistema e determinar os pontos de quebra podem ser encontradas em Shirmohammadi et al. (1988) e Luo e Semlyen (1990). De acordo com Shirmohammadi e Cheng (1995), a seleção do ponto de quebra dentro do anel, não afeta sensivelmente a convergência global do algoritmo. No caso do exemplo, escolheu-se a linha que liga as barras renumeradas 8-9, criando-se a barra fictícia 9'. Para o caso do GD, prefere-se que o ponto de quebra seja a barra que serve de ponto de conexão entre o gerador e o sistema de distribuição.

C.1.2. Cálculo das correntes nas linhas.

Neste passo, chamado de varredura à montante, a *primeira lei de Kirchhoff* é aplicada em todas as barras do sistema de distribuição, supondo conhecidos os perfis de tensão em cada barra. O processo de varredura deve ser iniciado nas barras pertencentes às camadas mais afastadas da subestação e avançar, uma camada por vez, até chegar à subestação. Então, em cada iteração, k , do algoritmo, a equação (86) é aplicada para cada barra, i , do sistema.

$$\begin{bmatrix} j_{i_a} \\ j_{i_b} \\ j_{i_c} \end{bmatrix}^k = - \begin{bmatrix} i_{i_a} \\ i_{i_b} \\ i_{i_c} \end{bmatrix}^k + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} j_{m_a} \\ j_{m_b} \\ j_{m_c} \end{bmatrix}^k \quad (86)$$

Onde, $J_{i_{a,b,c}}^k$, são as correntes trifásicas fluindo pela linha que conecta a barra atual, i , com outra barra em uma camada inferior. O conjunto de linhas, M , contém todas as linhas que ligam a barra atual, i , com outra barra, m , localizada em uma camada superior. A corrente injetada pela carga, $I_{i_{a,b,c}}^k$, é calculada pela equação(87).

$$\begin{bmatrix} i_{i_a} \\ i_{i_b} \\ i_{i_c} \end{bmatrix}^k = \left[\left(\frac{S_{i_a} \cdot |\dot{V}_{i_a}|^n}{\dot{V}_{i_a}^k} \right)^* \quad \left(\frac{S_{i_b} \cdot |\dot{V}_{i_b}|^n}{\dot{V}_{i_b}^k} \right)^* \quad \left(\frac{S_{i_c} \cdot |\dot{V}_{i_c}|^n}{\dot{V}_{i_c}^k} \right)^* \right]^t \quad (87)$$

Onde $S_{i_{a,b,c}}^k$ é o valor da potência da carga por fase conectada na barra i , sendo n o número inteiro que permite simular a dependência da carga com as variações no módulo da tensão. Para potência constante, $n=0$, corrente constante, $n=1$, e impedância constante, $n=2$. Esta modelagem é válida só para cargas conectadas em estrela solidamente aterradas, mas configurações em delta podem ser também incluídas no algoritmo por meio da alteração da equação (87). No caso de existir uma fonte de corrente, $j_{g,b_{a,b,c}}^k$, conectada à barra i , derivada de um ponto de quebra selecionado no primeiro passo, a equação (88) é aplicada.

$$i_{i_{a,b,c}}^k = i_{i_{a,b,c}}^k + j_{g,b_{a,b,c}}^k \quad (88)$$

C.1.3. Atualização dos níveis de tensão.

Neste passo, chamado de varredura à jusante, a *segunda lei de Kirchhoff* é aplicada. O processo de varredura deve ser inicializado na subestação, onde a tensão é conhecida e constante, tanto em módulo quanto em fase. O algoritmo avança sequencialmente entre as camadas da rede até analisar todas as barras. Assim, em cada iteração, k , do algoritmo, a equação (89) é aplicada em cada linha do sistema de distribuição, onde se usa uma modelagem matricial de dimensão 3x3, $[\dot{Z}]_{ji}$, para a linha que liga as barras j e i . Neste caso, a barra i deve estar em uma camada acima da barra j .

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{i_a} \\ \dot{V}_{i_b} \\ \dot{V}_{i_c} \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \dot{V}_{j_a} \\ \dot{V}_{j_b} \\ \dot{V}_{j_c} \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \dot{Z}_a & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_b & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_c \end{bmatrix}_{ji} \begin{bmatrix} \dot{J}_{i_a} \\ \dot{J}_{i_b} \\ \dot{J}_{i_c} \end{bmatrix}^k \quad (89)$$

C.1.4. Critério de convergência.

Neste passo, avaliam-se as perdas de potência ativa em cada linha do sistema de distribuição, $P_{loss\,ji}^k$, para serem comparadas com os valores calculados na iteração anterior, $P_{loss\,ji}^{k-1}$. No caso em que não exista nenhuma linha com diferença entre os cálculos, $\Delta P_{loss\,ji}$, maior a uma tolerância determinada, tol , o algoritmo continua no *passo v*. Caso contrário, incrementa-se o contador de iterações do fluxo de potência radial, k , e retorna-se para o passo *ii*.

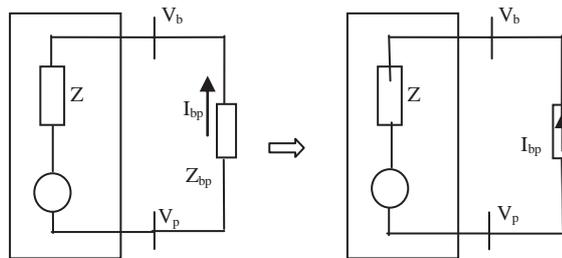
$$P_{loss\,ji}^{k-1} - P_{loss\,ji}^k = \Delta P_{loss\,ji} < tol \quad (90)$$

C.1.5. Recalcular as correntes nos pontos de quebra.

Neste passo, o teorema da superposição é usado para recalculer os valores das fontes trifásicas de corrente nos pontos de quebra que resultaram da abertura de anéis durante o *passo i* do algoritmo. A ideia básica do funcionamento do teorema da compensação está ilustrada na Figura 66, (TINNEY, 1971), segundo o qual um elemento do sistema de distribuição, \dot{Z}_{bp} , conectado entre as barras b e p , pode ser substituído por uma fonte de corrente de valor \dot{I}_{bp} , se

as grandezas na barra b e p , permanecerem inalteradas. Para o caso sob estudo, o elemento a ser substituído é a linha fechando um anel, ou o gerador distribuído, considerado como ponto de quebra.

Figura 66 - Teorema da compensação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Assim, a equação (91) é aplicada, que também pode ser expressa de forma compacta de acordo com a equação (92), onde $\Delta j_{g,b}^h$ é a corrente trifásica que deve ser acrescentada nos pontos de quebra para garantir um $\Delta \dot{V}_{g,b}^h$ nulo.

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_g & \dot{Z}_{bg} \\ \dot{Z}_{bg} & \dot{Z}_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta j_{g,b}^h \\ \Delta j_b^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_g^h \\ \Delta \dot{V}_b^h \end{bmatrix} \quad (91)$$

$$[\dot{Z}] [\Delta j_{g,b}^h] = [\Delta \dot{V}_{g,b}^h] \quad (92)$$

O vetor $\Delta \dot{V}_{g,b}^h$ é calculado comparando o nível de tensão calculado pelo fluxo de carga radial em cada ponto de quebra, $\dot{V}_{g,b}^k$, com um valor de referência conhecido, que depende da natureza do ponto analisado. Isto é, para um ponto de quebra derivado de um gerador distribuído com controle da tensão, a referência é um fasor com módulo igual à tensão V_{sh} , desejada nos terminais do gerador distribuído, e fase igual à calculada pelo fluxo de carga radial para a barra na qual se conecta o gerador. Isto porque não é possível estabelecer um ângulo de referência para uma barra tipo PV . Assim, o erro na tensão para o ponto de quebra dos geradores distribuídos pode ser calculado por meio da equação (93).

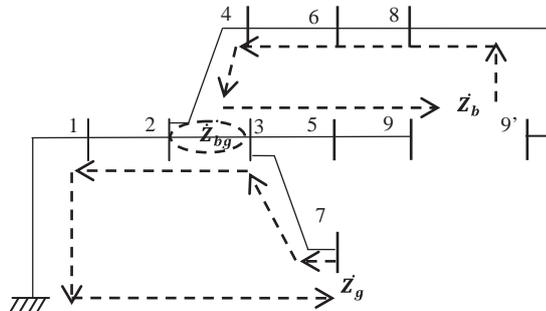
$$\Delta \dot{V}_g^h_{a,b,c} = (V_{sh} - |\dot{V}_{g,a,b,c}^k|) e^{j\delta g_{a,b,c}^k} \quad (93)$$

Por outro lado, para o caso de pontos de quebra derivados de anéis formados exclusivamente por linhas do sistema de distribuição, o erro $\Delta \dot{V}_b^h$, é a diferença entre o nível de tensão entre a barra fictícia, b' , gerada no *passo* i do algoritmo, com a barra que originalmente recebia o ramo que fechava o anel, b . Assim, o erro da tensão para esse caso pode ser calculado por meio da equação (94).

$$\Delta \dot{V}_b^h_{a,b,c} = \dot{V}_{b',a,b,c}^h - \dot{V}_b^h_{a,b,c} \quad (94)$$

A matriz de impedâncias de Thévenin, \dot{Z} , também chamada de matriz de sensibilidade dos pontos de quebra, é calculada no início do algoritmo, e permanece constante durante toda a execução do algoritmo. De forma geral, os elementos da diagonal da matriz são formados pelo somatório das impedâncias de linha dos trechos do sistema original que formam um anel, desconsiderando o elemento designado como ponto de quebra. Por outro lado, os elementos fora da diagonal são formados pelas impedâncias dos trechos de linha que são compartilhados por dois anéis diferentes.

Figura 67 - Formação da matriz de sensibilidade.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 67 mostra-se, por exemplo, por meio de setas, os caminhos percorridos para calcular os elementos da matriz de sensibilidade do sistema de distribuição da Figura 65. O algoritmo completo e detalhado para a formação dessa matriz pode ser encontrado no trabalho de Shirmohammadi e Cheng (1995). Se a corrente $\Delta \dot{J}_{g,b,a,b,c}^h$ for menor que um valor de tolerância preestabelecido, o algoritmo encontrou a convergência. Caso contrário, a equação

(95) é aplicada, incrementa-se o contador h , e o algoritmo retorna para o *passo ii*, para calcular uma nova iteração do fluxo de potência.

$$\dot{I}_{g,b}^{h+1} = \dot{I}_{g,b}^h + \Delta \dot{I}_{g,b}^h \quad (95)$$

No caso de pontos de quebra referentes aos GDs com controle da tensão, a corrente resultante da equação (95) deve ser avaliada para garantir a operação do GD dentro dos limites técnicos, com relação à quantidade de potência reativa que pode ser suprida ou absorvida. Em Shirmohammadi e Cheng (1995), propõe-se (96) para se resolver este problema e calcular a potência reativa trifásica para ser comparada com os valores trifásicos nominais do gerador.

$$Q_{gd}^{3\phi} = \text{Im}(\dot{V}_{g_a}^k \cdot \dot{I}_{g_a}^{h*}) + \text{Im}(\dot{V}_{g_b}^k \cdot \dot{I}_{g_b}^{h*}) + \text{Im}(\dot{V}_{g_c}^k \cdot \dot{I}_{g_c}^{h*}) \leq Q_{Lim} \quad (96)$$

Se a potência reativa calculada por (96) ultrapassa os limites da capacidade do gerador, o valor da geração de reativos é fixado no valor limite excedido e o controle do gerador se torna de potência constante. A partir daí o gerador passa a ser modelado como uma carga negativa de potência constante, sendo assim desnecessário o cálculo da corrente de compensação, para esse gerador distribuído, durante as próximas iterações. Em todo caso, o valor da corrente do gerador injetada por fase, é calculado pelas equações (97) até (99), onde δ_{V_a} , δ_{V_b} e δ_{V_c} são os ângulos de fase da tensão, na barra do gerador, para a fase a , b e c , respectivamente. O módulo da corrente gerada por fase, I_q , é a componente de sequência positiva do vetor de correntes de fase, $\dot{I}_{g_{a,b,c}}^h$.

$$I_{g_a}^h = |I_q| e^{j(90+\delta_{V_a})} \quad (97)$$

$$I_{g_b}^h = |I_q| e^{j(90+\delta_{V_b})} \quad (98)$$

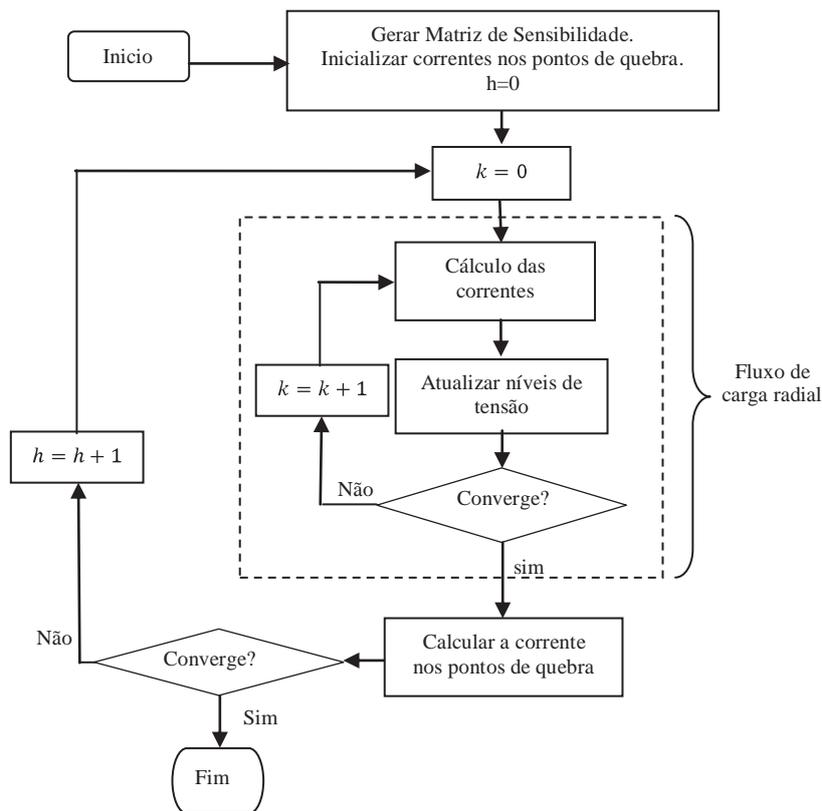
$$I_{g_c}^h = |I_q| e^{j(90+\delta_{V_c})} \quad (99)$$

C.2. DIAGRAMA DE BLOCOS DO ALGORITMO

Na Figura 68 apresenta-se o diagrama de blocos para o método proposto por Zhang et al. (1995) onde se verifica que é necessário o desenvolvimento de um fluxo de carga radial, com k iterações, para cada iteração, h , necessária para atualizar as correntes nos pontos de quebra. De forma geral, pode-se afirmar que o número total de varreduras necessárias sobre o sistema

de distribuição, para encontrar a convergência global é, aproximadamente, h vezes k . Sob determinadas condições de carga e topologia do sistema, o produto, $h \times k$, pode implicar num alto consumo de tempo computacional, sendo então comparável, e às vezes superado, por outras metodologias baseadas no algoritmo de Newton-Raphson apresentadas na literatura. (GARCIA et al., 2000).

Figura 68 - Fluxograma para fluxo de carga levemente malhado.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O aumento no esforço computacional do algoritmo de fluxo de carga radial baseado em compensação, devido diferentes fatores tais como: o número de malhas, conexão de GDs e cargas desbalanceadas (LUO; SEMLYEN, 1990; RAJICIC; ACKOVSKI; TALESKI, 1994; ZHU; TOMSOVIC, 2002).

Penuela, Granada e Mantovani (2010), verificaram que a atualização das correntes nos pontos de quebra pode ser feita logo após a atualização dos níveis de tensão, sendo desnecessário realizar todo o processo iterativo até a convergência do algoritmo de fluxo de carga radial, conforme o fluxograma na Figura 8. No caso, o critério de convergência usado é a finalização do fluxo de carga radial. Os testes efetuados usando ambos os esquemas apresentados

mostraram que o procedimento proposto na Figura 8 pode reduzir substancialmente o número de varreduras do algoritmo sobre o sistema de distribuição. Por outro lado, o esquema proposto pode acarretar num elevado número de recálculos da corrente nos pontos de quebra, mas o esforço computacional necessário nesta tarefa é sempre menor, do que o esforço de um processo à montante e à jusante do fluxo de carga radial, resultando, portanto, em um o algoritmo mais eficiente.

APÊNCICE D. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO ATRAVÉS DO MÉTODO DE COMPENSAÇÃO

Tradicionalmente, para os propósitos de estudo de curto-circuito em sistemas de distribuição, tem sido aplicado o método das componentes simétricas (SELVAN; SWARUP, 2008) basicamente, por ser eficiente e fácil de programar. Nesta metodologia, o circuito de distribuição é transformado em três circuitos equivalentes desacoplados, um de sequência negativa, um de sequência positiva, e um de sequência zero (ANDERSON, 1995). Para efetuar essa decomposição, é necessário transformar todas as grandezas do sistema de distribuição para o sistema de sequências, além de encontrar as impedâncias de sequência para todos os elementos do sistema, tais como linhas, geradores e transformadores. A relação entre o sistema de impedâncias de sequência, \dot{Z}_{012} , e o sistema com representação em fase, \dot{Z}_{abc} , é dado pela equação (100).

$$[\dot{Z}_{012}] = [A]^{-1}[\dot{Z}_{abc}][A] \quad (100)$$

Onde:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1e^{-j\frac{2\pi}{3}} & 1e^{j\frac{2\pi}{3}} \\ 1 & 1e^{j\frac{2\pi}{3}} & 1e^{-j\frac{2\pi}{3}} \end{bmatrix} \quad (101)$$

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1e^{j\frac{2\pi}{3}} & 1e^{-j\frac{2\pi}{3}} \\ 1 & 1e^{-j\frac{2\pi}{3}} & 1e^{j\frac{2\pi}{3}} \end{bmatrix} \quad (102)$$

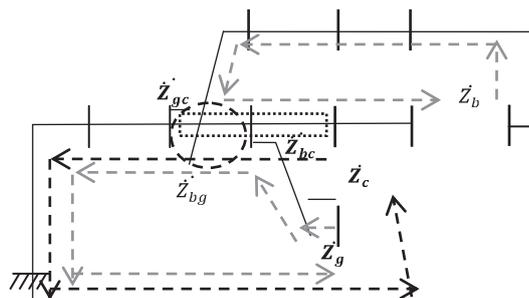
O objetivo da transformação é gerar três circuitos monofásicos completamente independentes para serem analisados separadamente e obter o estado do sistema de forma mais simples. Isto é, efetivamente verdadeiro no caso de sistemas elétricos balanceados, em que são desnecessárias as análises dos circuitos de sequência negativa e sequência zero, e, portanto, sendo avaliado só o circuito de sequência positiva. Mas, para um caso geral, a principal característica que deve apresentar o sistema para se conseguir aplicar o método das redes de sequência, seria considerar que os acoplamentos mútuos entre as redes de sequência do sistema (100) sejam nulos. Caso contrário, o sistema resultante seria tão complexo de ser analisado, como o circuito original.

Tipicamente, os sistemas de distribuição são formados por linhas não transpostas, o que gera acoplamentos magnéticos desiguais entre as fases do sistema, e, por conseguinte, também se criam acoplamentos entre as redes de sequência. Além disso, é comum encontrar nos sistemas de distribuição ramais laterais monofásicos, ou com duas fases, acrescentando assim o problema de desigualdade de acoplamentos entre as fases. De acordo com estes aspectos, a solução de redes de distribuição pelo método das redes de sequência seria inadequada, e aplicada apenas em casos bem particulares nos quais a natureza do sistema for estritamente, ou pelo menos próxima, do comportamento balanceado, tal como é feito nos sistemas de transmissão. Devido às dificuldades expostas, recentes pesquisas para cálculo das correntes de curto-circuito em redes de distribuição são direcionadas à análise usando a representação em fase, aplicando os métodos baseados na Y_{bus} (CHEN et al., 1992) ou na Z_{bus} (BERMAN; XU, 1998). Desta forma, a metodologia da compensação tem atraído especial interesse, logo depois que Zhang et al. (1995) apresentaram as vantagens computacionais e a simplicidade desta técnica. Segundo o proposto por Zhang et al. (1995), para calcular o estado do sistema de distribuição durante o período pós-falta basta aplicar o algoritmo de fluxo de carga radial baseado na compensação, considerando a presença da falta como um anel dentro do sistema de distribuição. Portanto, logo após da ocorrência da falta, a equação (91) deve ser acrescentado para considerar a presença de mais um anel dentro do circuito de distribuição, adotando assim a forma apresentada em (103).

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_g & \dot{Z}_{bg} & \dot{Z}_{bg} \\ \dot{Z}_{bg} & \dot{Z}_b & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{bg} & \dot{Z}_{bc} & \dot{Z}_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta j_{a,b,c}^g \\ \Delta j_{a,b,c}^b \\ \Delta j_{a,b,c}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_{a,b,c}^g \\ \Delta \dot{V}_{a,b,c}^b \\ \Delta \dot{V}_{a,b,c}^c \end{bmatrix} \quad (103)$$

O procedimento para formação desta matriz de sensibilidade é esquematizado na Figura 69.

Figura 69 - Elementos da matriz de sensibilidade considerando uma falta.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Portanto, a atualização das correntes nos pontos de quebra obedece à equação (104).

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{GD}^{k+1} \\ j_{anel}^{k+1} \\ j_{falta}^{k+1} \end{bmatrix}_{a,b,c} = \begin{bmatrix} \dot{i}_{GD}^k \\ j_{anel}^k \\ j_{falta}^k \end{bmatrix}_{a,b,c} + \begin{bmatrix} \dot{\Delta}J_{GD}^k \\ \dot{\Delta}J_{anel}^k \\ \dot{\Delta}J_{falta}^k \end{bmatrix}_{a,b,c} \quad (104)$$

De forma geral, durante as análises de curto-circuito no presente trabalho, as fontes de geração distribuída passam a ser modeladas de forma similar à apresentada na Figura 58. Neste caso, o valor da fonte de tensão trifásica é constante e depende do instante em que se determina a falta, isto é, sendo calcula através da equação (105) para o regime subtransitório, ou a equação (106) para o regime transitório (ANDERSON, 1998). Nota-se que o valor da tensão de geração depende, em ambos os casos, da tensão em terminais do GD, $V_{a,b,c}$, e da sua corrente gerada, $I_{a,b,c}$, durante o estado pré-falta.

$$[E''_{a,bc}] = [V_{a,b,c}] + [Z''_{gd}][I_{a,b,c}] \quad (105)$$

$$[E'_{a,bc}] = [V_{a,b,c}] + [Z'_{gd}][I_{a,b,c}] \quad (106)$$

Por outro lado, tanto Z''_{gd} , quanto Z'_{gd} , são calculadas a partir da equação (74), modificando-se em cada caso o valor da componente de reatância positiva, X_1 , para se considerar o seu valor durante o estado subtransitório, X''_1 , ou transitório, X'_1 , respectivamente. Essa mudança nos valores das reatâncias deve ser igualmente considerada na submatriz $[\dot{Z}_g]$ da equação (103). Porém, no estado transitório a impedância de sequência positiva das máquinas assíncronas é assumida como sendo infinita, visando simular a perda de excitação nos terminais do GD assíncrono. Isto equivale a eliminar as filas e as colunas do sistema matricial (103) que correspondem aos GDs assíncronos. Situação similar pode ser considerada para GDs com interface eletrônica, onde o controle dos chaveamentos do VSC permite desligar a fonte poucos ciclos após da ocorrência da falta (BOUTSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008). É importante destacar que tanto as cargas conectadas no sistema de distribuição são modeladas supondo um comportamento de impedância constante ao nível de tensão pré-falta.

D.1. VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O modelo matemático proposto foi implementado no algoritmo para o cálculo de curto-circuito em componentes de fase descrito na seção 2.4, e ainda testado usando o sistema IEEE 13 barras (KERSTING, 1991). Da mesma forma, e visando validar os resultados obtidos, o demo do software Neplam 5.2.4 foi usado. A análise foi efetuada para uma falta monofásica na fase A da barra 680. Em ambos os casos supõe-se uma potência de curto-circuito base da subestação de 100 MVA. Os resultados das correntes de curto-circuito são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Correntes assimétricas (kA) de curto-circuito monofásico na fase A da barra 680 IEEE13 barras.

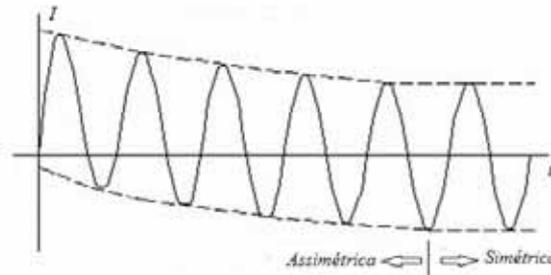
	$Z_n=0$ ohm	$Z_n=20$ ohm	$Z_n=40$ ohm
Algoritmo Proposto	2,054	0,117	0,059
Neplam	2,000	0,110	0,056

Fonte: Elaboração do próprio autor.

D.2. CALCULO DA COMPONENTE ASSIMÉTRICA DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

A escolha do disjuntor para um circuito do sistema elétrico depende da corrente que flui através dele em condições normais, da máxima corrente de curto-circuito que ele deve suportar momentaneamente e da corrente que possa interromper sem diminuir a sua vida útil. Esses valores, normalmente, são diferentes, devido o comportamento tipicamente assimétrico e amortecido do valor instantâneo da corrente de curto circuito, tal como ilustrado na Figura 70. Verifica-se que a corrente de curto-circuito é formada por duas componentes, uma componente DC (I_{DC}) que decresce rapidamente no tempo, e uma componente alternada de regime permanente ($I_{rms,sim}$), considerada como o valor da corrente quando se extingue a componente DC (entre 6 a 30 ciclos após o início da falta).

Figura 70 - Comportamento típica das correntes de curto-circuito.



Fonte: Anderson (1998).

A magnitude da componente contínua depende do instante de ocorrência do curto-circuito, variando de zero até o valor de pico da componente alternada pré-falta. Devido à inexistência de fontes DC no sistema, antes ou depois da falta, esta componente é dissipada nas resistências próprias dos elementos de rede, com uma taxa de amortecimento que depende da relação X/R no ponto de falta. O valor da componente alternada da corrente de curto-circuito é calculado através de metodologias amplamente conhecidas na literatura: componentes simétricas, compensação, ou métodos baseados na matriz de impedância de barras, Z_{barra} . Por outro lado, a componente DC é difícil de quantificar por causa de sua estrita ligação com o valor da tensão instantânea pré-falta. Porém, esse valor pode ser estimado a partir da componente de regime permanente por meio da equação (107), (GERS; HOLMES, 2004). Na prática são utilizados os fatores de peso que dependem da relação X/R e do tempo de duração do curto (GIGUER, 1988).

$$I_{DC} = \sqrt{2} I_{rms,sim} e^{-\frac{R}{L}t} \quad (107)$$

Assim, o valor eficaz da corrente assimétrica em qualquer instante de tempo pode ser calculado usando a equação (108).

$$I_{rms,assim} = \sqrt{I_{DC}^2 + I_{rms,sim}^2} \quad (108)$$

Baseando-se nestas características, nas normas técnicas **ANSI/IEEE C37** e **IEC 60909** (IEEE STD 551-2006, 2006) são definidos diferentes intervalos para a corrente de curto-circuito que permitem avaliar os parâmetros de projeto dos equipamentos de proteção:

- Corrente de Interrupção: é o valor da corrente no momento da abertura do equipamento, que é tipicamente calculado no intervalo de quatro (4) a seis (6) ciclos após o início da falta. Esse valor é, normalmente, usado para o ajuste do tempo das unidades temporizadas dos equipamentos de proteção. O valor eficaz da corrente assimétrica de interrupção é calculado através da equação.

$$I_{rms,assim,int} = I_{rms,sim} \sqrt{2e^{-\frac{R}{L}t} + 1} \quad (109)$$

- Primeiro ciclo: é o valor da corrente presente no sistema elétrico depois de um ciclo e meio do início da falta.

$$I_{rms,assim,pc} = 1.56I_{rms,sim} \quad (110)$$

- Valor de pico:

$$I_{max} = 2.55I_{rms,sim} \quad (111)$$

APÊNCICE E. MODELO MATEMÁTICO PARA O ALGORITMO PROBABILÍSTICO

O cálculo das variáveis de estado para o sistema elétrico de potência, em regime permanente, é obtido através de métodos tradicionais de fluxo de carga. A partir desse ponto de operação é fácil determinar o valor de outras variáveis de interesse, Z , como, por exemplo, fluxos de corrente fluindo pelas linhas, perdas de potências ativa e reativa, entre outras. Porém, os parâmetros de entrada no fluxo de carga, W , são caracterizados, para o caso mais próximo da realidade, por comportamentos aleatórios em m elementos. Assim, cada parâmetro de W tem associado uma função de densidade de probabilidade $f(w)$, um valor esperado, μ_w , e um desvio padrão, σ_w . Portanto, o resultado do fluxo de carga, Z , torna-se uma quantidade aleatória que depende de W , isto é, $Z=h(W)$. Devido às características próprias dos sistemas elétricos, a função $h(W)$ mostra um comportamento não linear que deve ser aproximado através da série de Taylor no ponto de interesse, μ_w .

$$h(W) = h(\mu_w) + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{1}{i!} h^i(\mu_w)(W - \mu_w) \quad (112)$$

Cada distribuição associada às variáveis de Z é definida através de suas posições w_j e da probabilidade de ocorrência p_j , com $j=1,2,\dots,m$. Assim, o valor aproximado para o valor médio, μ_z , usando m distribuições de probabilidades, é determinada usando a equação (113).

$$\mu_z \cong \sum_{j=1}^m p_j h(w_j) \quad (113)$$

A posição w_j é calculada por meio da equação (114), onde ε_j é um parâmetro a determinar.

$$w_j = \mu_w + \varepsilon_j \sigma_w \quad (114)$$

Para o cálculo das variáveis, w_j e p_j , de cada distribuição, m , o procedimento consiste em se obter o momento estatístico, μ_z , usando dois tipos diferentes de aproximações. O primeiro, assume o valor esperado de $h(W)$, $E(h(w))$, usando a equação (115).

$$\mu_Z = E(h(W)) = \int_{-\infty}^{\infty} h(W) f(W) dW \quad (115)$$

Usando as equações (112) e (115), obtêm-se o seguinte sistema:

$$\mu_Z = h(\mu_W) + \sum_{i=1}^{\infty} h^i(\mu_W) M_i(W) \quad (116)$$

Onde $M_i(W)$ é o momento central de W , definido como:

$$M_i(W) = \int_{-\infty}^{\infty} (w - \mu_W)^i f_w(w) dw \quad (117)$$

A razão $\lambda_{wi} = M_i(W) / \sigma_w^i$, com $i=3$, determina o coeficiente de assimetria (*skewness*), assim como $i=4$ determina o coeficiente de *kurtosis* (*peakedness/flatness*), fatores amplamente usados dentro das análises probabilísticas de variáveis aleatórias. Usando essa definição, a equação (116) pode ser reescrita em função desses fatores, tal como se efetua na equação (118), onde $\lambda_{w,1}=0$ é o valor médio, $\lambda_{w,2}=1$ é o desvio padrão, $\lambda_{w,3}$ é o coeficiente de *skewness*, e $\lambda_{w,4}$ se refere ao coeficiente de *Kurtosis*. Assim, a equação (118) permite encontrar os $m \times n$ momentos não cruzados de cada variável aleatória W .

$$\mu_Z = h(\mu_W) + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{1}{i!} h^i(\mu_W) \cdot \lambda_{w,i} \cdot \sigma_w^i \quad (118)$$

A segunda aproximação consiste em calcular μ_Z a partir da equação (113), onde se podem calcular os primeiros $m \times n$ momentos de cada variável aleatória W . Substituindo (112) e (114) em (113), obtêm-se a equação (119).

$$\begin{aligned} & p_1 h(w_1) + \dots + p_m h(w_m) \\ &= h(\mu_w)(p_1 + \dots + p_m) + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{1}{i!} h^i(\mu_w)(p_1 \varepsilon_1^i + \dots + p_m \varepsilon_m^i) \end{aligned} \quad (119)$$

Se os termos da equação (118) e (119) são comparados, obtêm-se:

$$\sum_{j=1}^m p_j (\varepsilon_j)^i = \lambda_{w,i} \quad i=1,2,\dots,n \quad (120)$$

Para o algoritmo de dois-pontos ($n=2$), o sistema (120) é reduzido para um conjunto de quatro equações com quatro incógnitas, $(p_1, p_2, \varepsilon_1, \varepsilon_2)$. As posições das concentrações, w_1 e w_2 , são determinadas através da equação (114), entretanto, a aproximação do momento estatístico é realizada com a equação (113). No caso do método dois-pontos, a aproximação é de terceira ordem, e, portanto, a solução resulta exata quando $h(W)$ é uma função polinomial de terceira ordem.

Por fim, considerando a existência de inúmeras variáveis aleatórias, W_k , sem correlação alguma, dentro de um espaço n -dimensional, caracterizadas por um desvio padrão, σ_k , e um valor esperado μ_k , a equação (119) pode ser expressa como:

$$\sum_{k=1}^n p_{k,i} (\varepsilon_{k,i})^i = \lambda_{k,i} \quad (121)$$

Devido que o somatório de todas as concentrações deve ser igual a 1 (um), tem-se:

$$\sum_{k=1}^m p_{k,i} = \frac{1}{m} \quad (122)$$

Os sistemas (121) e (122) formam um conjunto de equações com $2m$ incógnitas para cada variável aleatória. Logo, com $n=2$, o sistema de equações fica determinado por:

$$\varepsilon_{k,i} = \frac{\lambda_{k,3}}{2} + (-1)^{3-i} \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{k,3}}{2}\right)^2} \quad (123)$$

$$p_{k,i} = \frac{1}{m} (-1)^i \frac{\varepsilon_{k,3-i}}{\alpha_k} \quad (124)$$

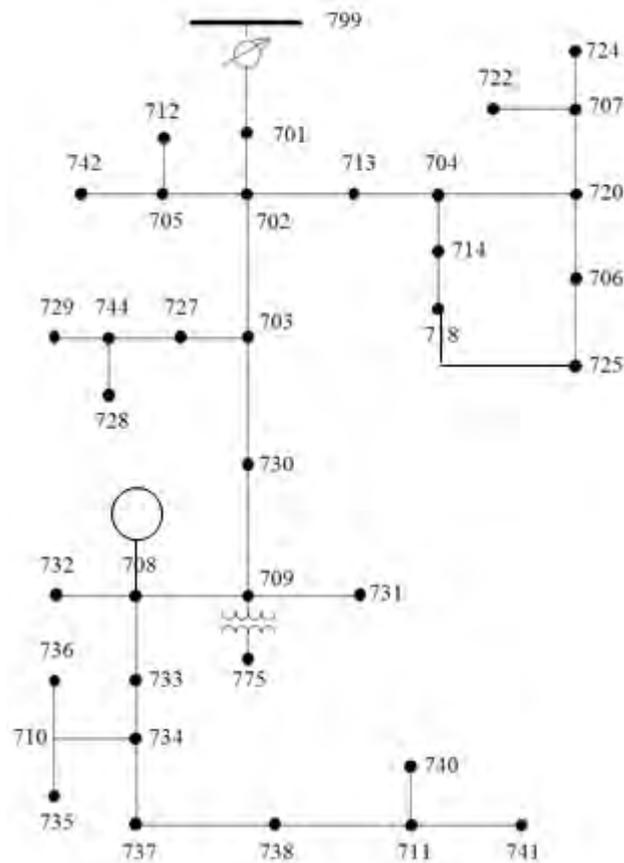
Onde $i=1,2$; $k=1,2,\dots,m$; e

$$\alpha_k = 2 \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{k,3}}{2}\right)^2} \quad (125)$$

Para mostrar a eficiência da metodologia de cálculo de fluxo de potência probabilístico este algoritmo foi implementado e aplicado no sistema IEEE 37 barras. O algoritmo foi totalmente implementado em Delphi 7.0 usando um computador Dell i7 com 3000 MHz. A topologia do sistema original é levemente modificada visando evidenciar as características do algoritmo.

Portanto, considera-se a retirada do regulador de tensão e a incorporação do gerador distribuído cujos parâmetros estão descritos na Tabela 13, assim como adicionar uma linha entre as barras 718 e 725, com características construtivas similares à linha existente entre as barras 706 e 725, criando-se um anel no circuito de distribuição.

Figura 71 - Sistema modificado IEEE 37 barras.



Fonte: Kersting (1991).

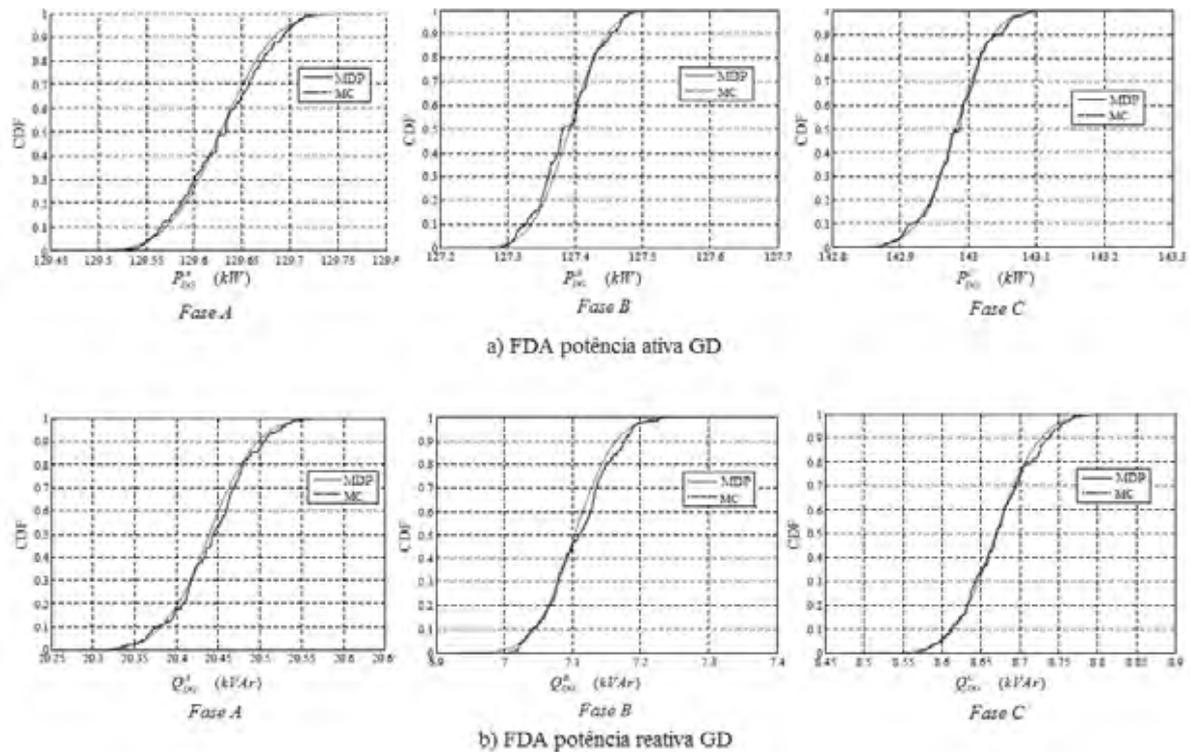
Tabela 13 - Dados para o Gerador Distribuído.

Barra	P [kW]		Q [kvar]		Reatância [pu]		
	Nominal	Min.	Nominal	Min.	X_0	X_1	X_2
708	400	100	100	-50	0,04	1,20	0,12

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para cada barra de carga do sistema é suposta incerteza no valor da demanda, considerando-se um comportamento estatístico tanto na potência ativa quanto na reativa, cujos valores médios correspondem aos dados fornecidos no sistema original. Além de isso, determina-se uma função de distribuição normal de probabilidade com desvio padrão dado por um valor aleatório dentro do intervalo 2 a 5%. As potências ativas e reativas no ponto de conexão do GD são marcadas como variável de interesse, mas, no geral, qualquer variável do sistema poderia ser considerada. As funções de distribuição acumulada, FDAs, por fase, resultado da aplicação do método proposto, e ainda usando SMC, são apresentadas na Figura 72. No caso do SMC, foram construídas 9000 amostras, dando como resultado o padrão de solução a ser encontrado. Assim, destaca-se o alto grau de precisão alcançado pelo MDP dentro do algoritmo, atingindo tanto o valor médio quanto o valor do desvio padrão da variável analisada.

Figura 72 - Resultado do fluxo de carga probabilístico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

APÊNDICE F. CONCEITOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O objetivo desta seção é apresentar uma visão geral dos elementos tipicamente instalados nos sistemas proteção das redes elétricas, para assim efetuar nas hipóteses que permitiram considerar o efeito sobre os dispositivos de proteção no modelo matemático para a instalação de GDs nos sistemas elétricos de distribuição.

F.1. REQUISITOS BÁSICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

A finalidade de um sistema de proteção pode ser resumida como o procedimento para isolar a menor parte possível da região ou grupo de cargas do sistema atingido por um defeito ou devido à ocorrência de uma falta que coloque em risco a operação do sistema. Para atingir esse objetivo o sistema de proteção deve atender os seguintes requisitos:

- **Confiabilidade:** Na incidência de uma falta dentro de uma zona específica da rede de distribuição, o sistema de proteção deve operar de acordo com as especificações projetadas, e, portanto, devem atuar somente os dispositivos encarregados da proteção dessa zona.
- **Rapidez:** O sistema de proteção deve atuar e isolar a falta no menor tempo possível, isto com o objetivo de reduzir os efeitos negativos devido à circulação de altos níveis de correntes através dos elementos da rede de distribuição.
- **Seletividade:** O sistema de proteção deve atuar para isolar uma falta causando o desligamento do menor número de elementos da rede, e garantir assim a continuidade no fornecimento de energia elétrica no maior número de usuários. Portanto, os equipamentos destinados à proteção de uma determinada zona devem ser sensíveis, o suficiente, para detectar e isolar um defeito dentro de sua zona, e, além disso, devem ser ajustados para atuar como proteção de retaguarda para defeitos fora de sua área de atuação.
- **Custo:** O sistema de proteção, atendendo as características já mencionadas, deve ser projetado buscando-se o melhor compromisso entre o nível de proteção desejado e o investimento necessário na compra e manutenção dos equipamentos.

Um sistema de proteção bem projetado e ajustado às necessidades de cada empresa apresenta menores danos aos materiais e equipamentos da rede, além de diminuir os custos de manutenção e reposição.

F.2. ZONA DE PROTEÇÃO

A zona de proteção define os elementos do sistema elétrico a serem protegidos por um determinado equipamento. Este, portanto, deve ser calibrado para ser sensibilizado para atuar ante a ocorrência do defeito com o menor valor de grandeza que possa ocorrer dentro da sua zona de proteção durante a operação do sistema. Assim que a zona de atuação é definida, o equipamento pode operar como:

- Proteção primária: quando atua para isolar um defeito dentro de sua zona de proteção, ou,
- Proteção de retaguarda, quando atua para isolar uma falta dentro de uma zona de proteção adjacente como resultado de uma falha na proteção primária dessa zona.

F.3. PROTEÇÃO DIRECIONAL

Os equipamentos de proteção direcional possuem a capacidade de identificar e determinar a direção do fluxo de potência e desabilitar a atuação do equipamento quando a corrente de curto-circuito flui em direção oposta para a qual foi calibrado. Este tipo de operação é muito útil em sistemas elétricos onde a corrente de falta pode circular em diferentes direções dependendo do tipo e origem da falta (circuitos malhados), ou, em sistemas dotados de múltiplas fontes de geração. O equipamento de proteção comumente usado é o relé de sobrecorrente, construído a partir de uma unidade de sobrecorrente normal sobre a qual se adiciona uma unidade para inspecionar a direção do fluxo de potência. O sinal de referência comumente usado é o ângulo da tensão, mas a corrente pode também ser usada (GERS; HOLMES, 2004).

F.4. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os equipamentos usados com maior frequência nos sistemas de proteção e controle das redes de distribuição são: elos fusíveis, relés de sobrecorrentes, religadores e seccionadores. A

proteção direcional não tem sido aplicada frequentemente em sistemas de distribuição, porque o fluxo de potência sob qualquer condição de operação é único em sistemas com topologia radial, típica desses sistemas elétricos. A busca para melhorar os índices de confiabilidade tem transformado a topologia das redes de distribuição mais complexas, criando anéis que incrementam a confiabilidade ao redor de centros com alta densidade de carga, ou também pela penetração de fontes de geração distribuída. Neste contexto a proteção direcional passa a ser considerada uma alternativa promissora para a proteção de redes de distribuição. A seguir, apresenta-se uma descrição resumida do funcionamento dos equipamentos de proteção mais utilizados.

F.4.1. Elos-Fusíveis

É um dispositivo de interrupção súbita e deve ser manualmente repostado para restaurar a operacionalidade do circuito. O fusível se caracteriza por exercer a sua própria função de sensor e interruptor para atuar na ocorrência de uma falta, enquanto os disjuntores geralmente utilizam um relé e um transformador de corrente para detectar as correntes anormais e gerar o sinal de operação.

A grande maioria dos dispositivos deste tipo, usados em sistemas de distribuição, opera por meio da fusão de um elo, confinado dentro de um tubo protetor de fibra isolante, seguida pela geração de gases desionizantes que facilitam a extinção do arco. Desta forma, os gases formados proporcionam elevação da rigidez dielétrica dentro do tubo o que impede uma nova ignição do arco uma vez que a corrente passe pelo valor zero. O tempo necessário para a fusão do arco depende dos seguintes fatores:

- Nível de corrente que passa através do fusível, tanto sob operação normal, quanto sob condições de curto-circuito.
- Nível de tensão.
- Propriedades físicas do material que forma o elemento fusível.
- Material envolvente, ou seja, o revestimento do tubo que abriga o elemento fusível.
- Temperatura ambiente.
- Grau de envelhecimento do material do tubo e do elemento fusível.

Os fusíveis são dispositivos monofásicos, e, portanto, a sua operação pode acarretar na operação monofásica de sistemas trifásicos, danificando possíveis cargas trifásicas conectadas

nessas áreas, como, por exemplo, motores. Por outro lado, em sistemas de distribuição, entre 80-95% das faltas são de natureza temporária com ação durante poucos ciclos. Em muitos desses casos, o fusível ocasiona interrupções prolongadas e desnecessárias, porque é incapaz de diferenciar entre uma falta permanente e uma falta transitória. A coordenação com outros dispositivos, tais como religadores, atuando em operação de salvamento de fusível, é uma estratégia comumente aplicada para contornar esse problema. Outras características de operação dos elos-fusíveis são:

- Operação simples e de baixo custo.
- Não têm capacidade para efetuar manobras.
- Devem ser trocados após cada operação.
- Na faixa de correntes elevadas operam mais rápidos do que os disjuntores, mas são mais lentos em sobrecargas.
- Oferecem pouca flexibilidade na escolha da característica tempo/corrente.

F.4.2. Religadores

O religador é um dispositivo com capacidade para detectar e interromper momentaneamente as condições de sobrecorrentes de fase e de fase-terra, para após um predeterminado tempo religar automaticamente os contatos e reenergizar o circuito. Se a condição de sobrecorrente persiste, o dispositivo é programado para repetir a mesma sequência de operações durante um número preestabelecido de vezes, sendo cada operação do religador caracterizada por diferentes intervalos de tempo. Tipicamente, os religadores são programados para atuar com no máximo 4 sequências de operações, a partir de três curvas de características tempo/corrente, sendo 2 delas de ação rápida, e 2 lentas. Geralmente, os religadores são classificados de acordo com:

- O número de fases: monofásicos ou trifásicos.
- Mecanismo de operação: elétrico ou mecânico.
- Extinção do arco: ar, óleo ou SF₆.

Religadores são normalmente usados nos seguintes pontos do sistema de distribuição:

- Subestação.
- Alimentador principal.
- No início de ramais com alta densidade de carga.

Para especificar a capacidade de um religador dentro da rede de distribuição é necessário considerar os seguintes fatores:

- Nível de tensão.
- Nível de curto-circuito.
- Máxima corrente de carga.
- Mínimo valor de curto-circuito dentro da sua zona de operação.
- Coordenação com os dispositivos alocados tanto à sua montante quanto à sua jusante.

F.4.3. Seccionalizador

Os seccionalizadores são dispositivos que provocam a abertura automática de trechos da rede sob efeitos de um curto-circuito. Não possuem características de operação tempo/corrente, e, portanto, são projetados para operar em conjunto com religadores instalados às suas montantes. O seccionalizador não interrompe correntes de defeito, mas conta o número de vezes que o religador atua em função dessa corrente e desliga a secção a jusante da falta antes da operação lenta ou da abertura definitiva do religador.

Os fatores a serem considerados para dimensionar o dispositivo seccionador são:

- Nível de tensão.
- Máxima corrente de curto-circuito.
- Máxima corrente durante a operação normal.

As vantagens do seccionalizador podem ser resumidas em:

- Simplifica os estudos de operação das proteções desde que não requer estudos de curvas.
- Facilidade de rearmar o dispositivo após a operação definitiva.
- Coordenação efetiva em toda a faixa de operação do religador de retaguarda.
- Pode ser usado como interface de dois religadores com características estritas de operação.
- Pode ser operado como chave de manobras para uma operação mais flexível do sistema.

F.4.4. Relés de Sobrecorrentes

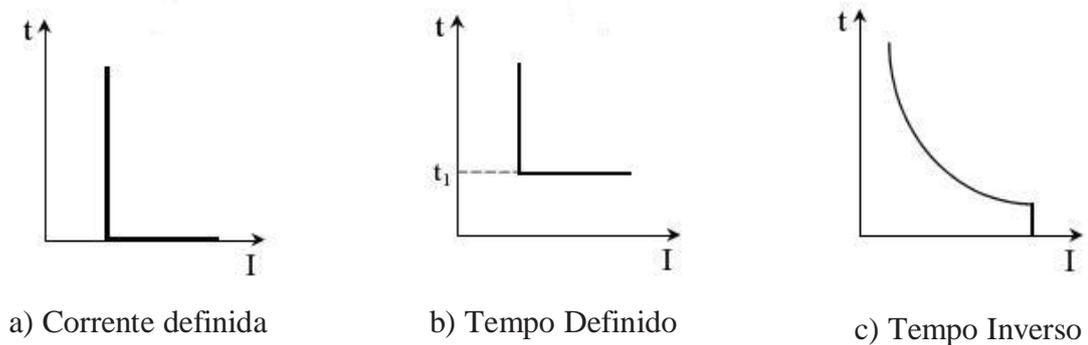
Os relés de sobrecorrentes são dispositivos amplamente usados em sistemas industriais e alimentadores do sistema de distribuição. A operação destes relés pode ser dos tipos

temporizado, instantâneo, ou uma combinação de ambas as características. Os relés de sobrecorrentes podem ser eletromecânicos, eletrônicos (estado sólido) ou digitais (GERS; HOLMES, 2004). Os relés digitais têm um elevado potencial de integração nos sistemas de proteção devido sua maior confiabilidade, a quantidade de informação que os relés digitais conseguem armazenar e facilidade de coordenação com outros dispositivos.

Os relés com operação instantânea incluem um retardo não intencional e podem operar em razão de poucos ciclos, enquanto que os relés temporizados possuem um retardo intencional, geralmente ajustável, que pode girar em torno de 0.1 segundos, estendendo-se, dependendo do tipo de operação, para vários segundos. Em geral, a operação instantânea se ajusta para operar na presença de correntes de curto-circuito dentro da zona de operação, enquanto a operação temporizada se relaciona com as correntes de sobrecargas e a proteção de retaguarda para faltas fora da sua zona de proteção primária. Segundo a norma *IEC 255-3*, (GERS; HOLMES, 2004), existem os seguintes tipos de relés de sobrecorrentes:

- Relé de corrente definida: Possui sua curva de operação como a representada na Figura 73.a. Este tipo de relé opera instantaneamente quando a corrente atinge um valor predeterminado. Apresenta baixa seletividade para altos valores de corrente de curto-circuito e dificuldade em distinguir corrente de falta entre dois pontos quando a impedância entre eles é pequena se comparada à impedância da fonte.
- Relé de tempo definido: A curva característica de operação deste tipo de relé é apresentada na Figura 73.b. O ajuste desse relé é variado, pois trata com diferentes níveis de correntes, usando diferentes tempos de operação. Nesse caso, o disjuntor mais próximo do defeito é acionado no tempo mais curto, sendo os disjuntores restantes acionados sucessivamente, com atrasos maiores em direção à fonte. A desvantagem desse relé é que faltas próximas à fonte são isoladas em tempos relativamente longos.
- Relé de tempo inverso: A sua curva característica de operação é como a mostrada na Figura 73.c. Este tipo de relé opera em tempo inversamente proporcional à corrente de falta. Esta é uma de suas vantagens, já que tem tempos de acionamentos menores mesmo com correntes muito elevadas e sem risco de perda de seletividade. São classificados de acordo com sua curva característica, que indica a velocidade de operação, como: Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa.

Figura 73 - Características de operação tempo/corrente.

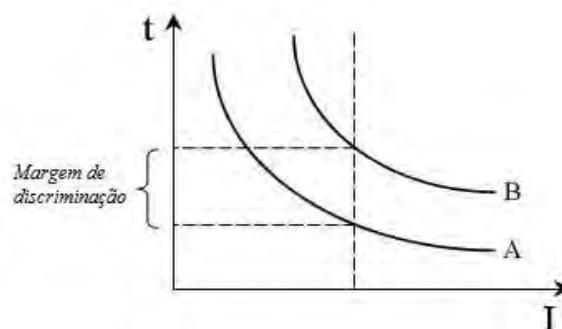


Fonte: Anderson (1995).

O ajuste nas unidades instantâneas é mais eficaz quando as impedâncias dos elementos protegidos são maiores que a impedância da fonte. Com isso, têm-se as vantagens de reduzir o tempo de operação para faltas severas no sistema e evitar a perda de seletividade quando há relés com características diferentes. O critério de ajuste vai depender do elemento a ser protegido (GIGUER, 1988) considerando-se:

- Linhas entre subestações: deve-se considerar 125% da corrente simétrica para nível de falta máximo na próxima subestação.
- Linha de distribuição: deve-se considerar 50% da corrente máxima de curto-circuito no ponto do relé ou entre 6 e 10 vezes o valor máximo.
- Transformadores: a unidade instantânea no primário do transformador deve ser ajustada entre 125 e 150% da corrente de curto-circuito no lado de baixa tensão referida ao lado de alta. Esse valor elevado se deve ao fato de se evitar a perda de coordenação com outros dispositivos de proteção, devido às altas correntes de *inrush* (energização).

Figura 74 - Margem de segurança para seletividade.



Fonte: Anderson (1995).

Nos ajustes das unidades de tempo dos relés de sobrecorrentes, o tempo de operação entre relés deve ser atrasado para garantir seletividade. Sendo assim, deve-se introduzir uma margem de tempo entre a operação do relé de proteção primária, A , e o tempo de operação do relé de retaguarda, B , como se observa na Figura 74. No ajuste dos parâmetros, o *dial* representa o atraso de tempo que ocorre antes do relé operar. Com a redução do valor do *dial*, pode-se minimizar o tempo de disparo. O *tap* define a corrente de sensibilização do relé, permitindo uma margem de sobrecarga sobre a corrente nominal dada pela equação que segue (GERS; HOLMES, 2004).

$$TAP \geq \frac{1,5 \cdot I_{nom}}{RTC} \quad (126)$$

Onde o fator 1,5 pode variar até 2,0 dependendo da aplicação, e RTC representa a relação de transformação do corrente do transformador. Um método analítico para a obtenção das curvas de tempo inverso é utilizar a equação (127), onde t é o tempo de operação do relé (em segundos), k é o *dial* ou ajuste multiplicador de tempo, I é a corrente de falta (A), e I_p é o TAP ou corrente de *pickup* selecionada. A especificação dos valores de α , β e L dos relés de sobrecorrentes padronizados, pode ser obtida da Tabela 14.

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^k - 1} + L \quad (127)$$

Tabela 14 - Valores padronizados para obtenção das curvas de tempo inverso.

Descrição da Curva	Padrão	α	β	L
Moderadamente inversa	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Muito Inversa	IEEE	2.00	19.61	0.491
Extremamente inversa	IEEE	2.00	28.20	0.1217
Inversa	CO8	2.00	5.95	0.1800
Inversa de curto tempo	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Inverso padrão	IEC	0.02	0.14	0
Muito inversa	IEC	1.0	13.5	0
Extremamente inversa	IEC	2.0	80.0	0
Inversa de tempo longo	UK	1.0	120.0	0

Fonte: Gers e Holmes (2004).

F.5. CRITÉRIOS PARA COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS SEM GDS

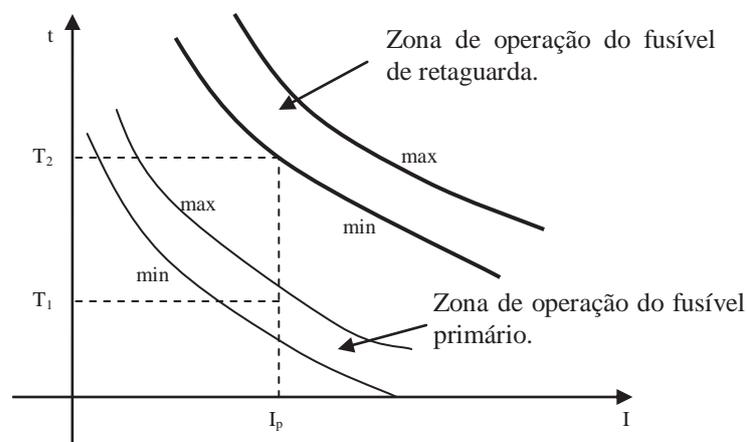
Para se determinar os ajustes necessários nos equipamentos de proteção, deve-se procurar atender, além dos objetivos expostos no Apêndice F.1. , os seguintes itens:

- A proteção primária ou principal deve atuar diante de faltas permanentes ou temporárias dentro de sua zona de proteção antes da operação da proteção de retaguarda. Porém, se a proteção primária é um elo-fusível e a proteção de retaguarda é um religador, considera-se aceitável coordenar ambos os dispositivos de forma que as curvas de atuação rápida do religador atuem antes da queima do fusível.
- O nível de potência não fornecida, devido à atuação dos equipamentos de proteção para o isolamento de uma falta permanente, deve ser o menor valor possível e permanecer durante o menor intervalo de tempo possível.

F.5.1. Coordenação Entre elos- fusíveis

O máximo tempo de operação para o elo-fusível alocado na zona de proteção primária, não deve exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elemento designado como retaguarda. Essa regra garante seletividade ao permitir a fusão do elemento primário diante de uma falta que pode sensibilizar igualmente o elemento de retaguarda.

Figura 75 - Coordenação entre elos-fusíveis.



Fonte: Silva (2005).

F.5.2. Coordenação relé – elo fusível

A característica de operação dos disjuntores não permite que os mesmos tenham uma sequência de operação de maneira a evitar a queima do elo fusível, mesmo para faltas de natureza transitória. Desta forma, deve ser efetuada a seletividade entre o relé e o elo fusível. Para haver seletividade entre o relé do alimentador e o elo fusível é necessário que o elo fusível interrompa a corrente de defeito antes que o relé opere. Para garantir que isso aconteça, o tempo de interrupção máximo do elo fusível deverá ser no máximo 75% do tempo de atuação da unidade temporizada do relé para as correntes no trecho comum. Para a verificação da seletividade com a unidade instantânea, considera-se que o tempo de interrupção do disjuntor é igual a 8 ciclos (0,133s), independente do valor da corrente. Portanto, para haver seletividade, o fusível deverá fundir-se com tempos inferiores a 0,133s para correntes acima da corrente de *pick-up* da unidade instantânea, caso contrário haverá a atuação do disjuntor e não a queima do elo.

F.5.3. Coordenação religador – fusível

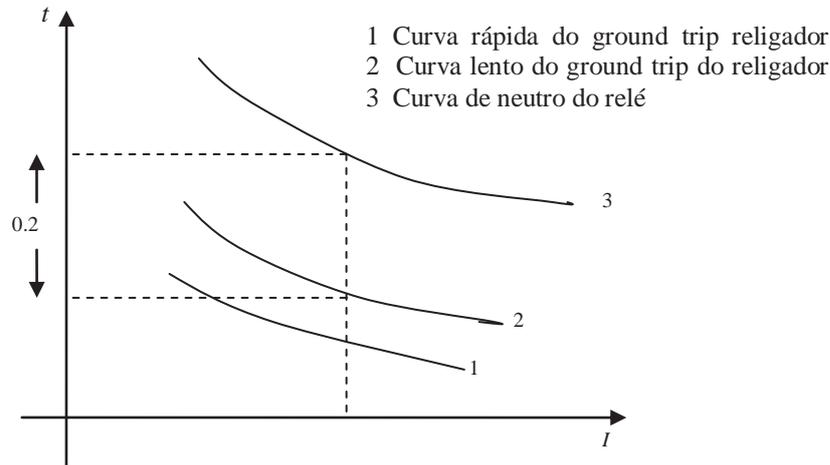
A coordenação entre um religador e um elo fusível é satisfatória quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas fundir durante a primeira operação temporizada do religador. Logicamente, o religador deve estar ajustado para operar na curva rápida e a seguir na curva temporizada. Caso o fusível estiver alocado à montante do religador, o tempo mínimo de fusão para o elo-fusível deve ser maior do que o tempo considerado para todas as operações do religador.

F.5.4. Coordenação relé – religador

Quando um religador de linha está instalado dentro da zona de proteção de um disjuntor, como na Figura 76, deve-se garantir que os relés de fase ou terra que comandam o disjuntor não venham a operar enquanto o religador realiza a sua sequência de operações, até que a falta seja extinta ou até que o religador a bloqueie. A coordenação é assegurada quando a soma relativa dos avanços do relé com os rearmes for inferior ao avanço total para operação do relé.

Portanto, a corrente de disparo das bobinas série e de disparo de terra deve estar afastada das curvas dos relés de fase e de neutro em no mínimo 0.2 segundos.

Figura 76 - Coordenação entre as curvas do relé e o religador.



Fonte: Silva (2005).

F.6. PROTEÇÃO CONTRA ILHAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O projeto da proteção da rede de distribuição é que sofre o maior impacto com a instalação de fontes de geração distribuída devido, principalmente, à alteração na direção e intensidade nos fluxos de corrente tanto no estado permanente quanto na condição de curto-circuito. Entre os impactos negativos que podem ser encontrados devido a alocação dos GDs no sistema destacam-se os seguintes:

- Perda de seletividade e má coordenação entre os dispositivos de proteção.
- Diferentes níveis de corrente de curto-circuito para um mesmo elemento, devido à conexão e desconexão das unidades de geração distribuída.
- Ilhamento indesejado de cargas e religamentos inadequados com perda de sincronismo na rede isolada.

De forma geral, as concessionárias não possuem um controle das unidades de geração distribuída, portanto, visando contornar os problemas técnicos no sistema de proteções, as concessionárias atendem as recomendações feitas por normas internacionais, como, por exemplo, no **IEEE-1547**, onde se recomenda o desligamento automático das unidades de geração distribuída em no máximo meio segundo após a ocorrência de qualquer tipo de falta

no sistema de distribuição. Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009) expõem diversos mecanismos para detectar a operação isolada nos sistemas de distribuição. O método mais direto consiste em um sistema de supervisão dos contatos de todos os dispositivos de proteção alocados entre a subestação e a fonte de geração distribuída. Porém, a estratégia se torna complicada com o aumento no número de dispositivos envolvidos. Por outro lado, existe o problema da interligação entre os dispositivos, onde é necessária toda uma infraestrutura em redes e equipamentos de comunicação que reduzem a relação custo/benefício.

No entanto, existem estratégias baseadas em medições feitas no local de instalação do GD a partir de dispositivos que monitoram o nível de tensão e/ou da frequência no ponto de conexão com a rede de distribuição (VIEIRA et al., 2008; WANG; FREITAS; XU, 2011). Essas estratégias ainda podem ser classificadas como sendo ativas ou passivas, dependendo do grau de atuação sobre as grandezas monitoradas.

F.6.1. Técnicas Passivas para operação ilhada

Os GD com potência nominal inferior a 250 kVA são normalmente equipados com dispositivos de atuação rápida, no caso de operação ilhada, baseados em técnicas passivas. Essas técnicas detectam a operação ilhada da GD através do monitoramento das mudanças nas grandezas de interesse, isto é, no nível de tensão, no fluxo de corrente ou na frequência, sem gerar alguma ação diferente da desconexão da unidade de geração distribuída. As principais técnicas passivas se classificam a seguir:

F.6.1.1. Níveis de tensão ou frequência fora dos limites aceitáveis.

Basicamente monitora que o nível da grandeza de interesse esteja dentro dos limites aceitáveis de operação, sendo adequado no caso de redes com baixa penetração de unidades de geração. Caso contrário podem-se criar níveis aceitáveis de operação, mesmo com a perda da referência da rede.

F.6.1.2. Taxa de variação na frequência

Esta técnica baseia-se nas constantes dinâmicas dos geradores para definir o intervalo de tempo adequado em que é aceitável uma mudança na frequência de operação do GD. Desta forma, a operação do dispositivo de proteção pode ser sensibilizada para perturbações derivadas da perda da referência, e não por flutuações derivadas do balanço de potência. Porém, sistemas com repetidas variações da frequência podem dificultar o estabelecimento do padrão do valor ótimo da frequência para diferenciar entre um estado ou outro.

F.6.1.3. Taxa de Variação na Potência

Esta técnica supervisiona a potência instantânea nos terminais de cada fase do gerador, e determina com base nas constantes de inércia da máquina o máximo valor de tolerância, k_g , para uma mudança no valor da potência, ΔP , entre dois intervalos de medição, n . Tal como se expressa na equação (128), o algoritmo monitora o valor da potência instantânea do gerador durante uma janela de tempo com um determinado número de intervalos, t . O valor da medição ainda passa por um integrador para eliminar perturbações transitórias ou harmônicas de segunda ordem derivadas do desequilíbrio da tensão nos terminais do gerador. Redfern, Barret e Usta (1995) recomendam que o tamanho adequado da janela de tempo deve ser limitado para atuação do dispositivo em no máximo seis ciclos.

$$\sum_{n=-t}^0 \Delta P \cdot n > k \quad (128)$$

F.6.2. Técnicas Ativas Para Operação Ilhada

As técnicas ativas para operação ilhada executam medições no local de instalação e ainda geram sinais para o GD que visam restabelecer a grandeza monitorada para o valor de referência preestabelecido. No caso de se ultrapassar os limites de geração, o dispositivo deve ser capaz de abrir os contatos que ligam o GD com a rede de distribuição. A grandeza de monitoramento está relacionada com a potência reativa injetada nos terminais do GD, que por sua vez depende do nível de tensão. A operação de abertura do dispositivo de proteção

acontece quando não é possível atingir o valor na variável de referência em um tempo preestabelecido, que pode variar entre dois e cinco segundos (CHOWDHURY et al., 2009). Técnicas deste tipo são usadas normalmente nos dispositivos de proteção que servem de interface entre a rede de distribuição e um GD com potência maior do que 250 kVA, onde o controle de tensão próprio dos geradores dessa capacidade faz com que seja necessária a implementação de dispositivos especiais.

F.7. ESQUEMAS DE OPERAÇÃO COM ILHAMENTO

Nas concessionárias existem critérios, normalmente, aceitos para o planejamento dos sistemas de proteção de sistemas de distribuição com presença de GD. Esses critérios podem ser resumidos em:

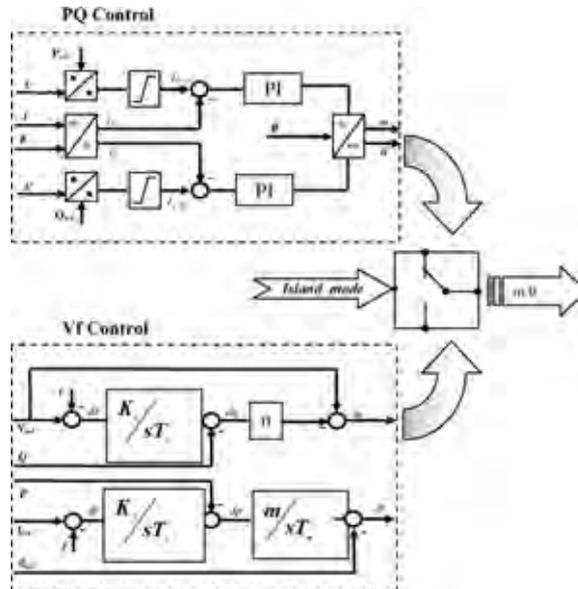
- Não alocar elos-fusíveis à montante do GD.
- Desligamento das fontes de geração distribuídas em no máximo 0,5 segundos após a falta.

Em redes de distribuição com alta penetração na geração distribuída, o desligamento dos GDs após a ocorrência de uma falta impacta significativamente nos benefícios que se podia esperar se eles se mantivessem conectados, como, por exemplo, o aumento nos níveis de qualidade e confiabilidade. Por tal motivo, diversos grupos de pesquisa têm focado seus projetos no desenvolvimento de estratégias que permitam a operação do sistema de proteção sem precisar do desligamento das fontes de geração distribuída.

Muitas das unidades de geração distribuída possuem um controle de frequência limitado, e, portanto a operação ilhada dessas unidades é ineficaz. Para contornar essa limitação, Caldon et al. (2008) propõem um mecanismo para considerar a operação ilhada de fontes de geração distribuída com interface eletrônica a partir de um controle adaptativo de acordo com o tipo de conexão à rede. Para a operação em paralelo utiliza-se um controle do fator de potência constante, e para operação ilhada utilizam-se os controles da frequência e do nível de tensão nos terminais do gerador. Além disso, é acrescentado um dispositivo para detectar a operação ilhada do GD que avalia a condição de operação e determina o tipo de controle, tal como se apresenta na Figura 77. Se várias fontes de geração instaladas dentro uma determinada zona do sistema de distribuição possuem capacidade de geração superior à demanda local, e ainda são equipadas com o tipo de controle apresentado na Figura 77, é factível a sua operação

ilhada. Portanto, o sistema de distribuição pode ser dividido em zonas equipadas com capacidade de operação ilhada.

Figura 77 - Esquema de controle para o GD.



Fonte: Caldon et al. (2008).

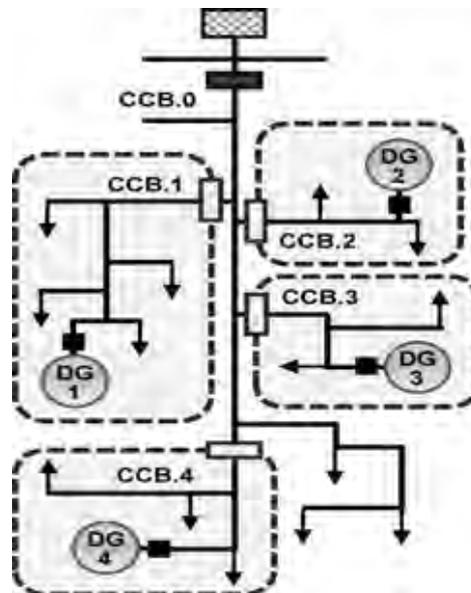
Por outro lado, para se determinar as zonas que podem operar de forma ilhada após a ocorrência de uma falta é necessário implementar um esquema de proteção que atenda as seguintes características:

- Determinar o ponto de alocação da falta, assim como a zona que deve ser isolada junto com o desligamento das fontes de geração alocadas nessa zona.
- Determinar as zonas do sistema de distribuição restante que podem ainda continuar operando de forma ilhada.
- Possuir a capacidade de religamento sincronizado da seção isolada após a eliminação da falta.

Na Figura 78 apresenta-se o sistema de proteção proposto por Brahma e Adly (2004), baseado em dispositivos de abertura e religamentos sincronizados, CCB_i , com $i=1,2,3,4$, e ainda com capacidade de medição e transferência de dados em tempo real, comunicando-se em todo momento com um operador de controle centralizado, CCB_0 , que determina o esquema de restauração mais adequado para qualquer tipo de falta incidente no sistema de distribuição,

em função das medições feitas e de uma base de dados que armazena valores para o fluxo de carga e de curto-circuito efetuados *off-line* para cada cenário possível de operação. A desvantagem de operar o sistema de proteção com um esquema como o apresentado na Figura 78 é a impossibilidade de aplicar um esquema de salvamento de fusível, e qualquer tipo de falta dentro de uma zona de operação deriva em uma falta que afeta todos os usuários dessa zona, isto é, não existem critérios de seletividade dentro da zona supervisionada pelo elemento de controle CCB_i .

Figura 78 - Esquema de proteção considerando ilhamento.



Fonte: Brahma e Adly (2004).

APÊNCICE G. REVISÃO DE CONCEITOS DE CONFIABILIDADE

Em mercados competitivos a qualidade do serviço aparece com destaque como fator de incidência para a entrada e permanência dos usuários de uma determinada concessionária. Para conseguir um alto padrão de desempenho são necessários investimentos na aquisição e manutenção de equipamentos que reforcem a segurança da rede. Portanto, é necessário o desenvolvimento de estudos para encontrar o ponto de equilíbrio que apresente o melhor compromisso entre o benefício para melhorar os índices de qualidade com os custos de investimentos necessários para alcançá-lo.

O custo da confiabilidade está ligado ao fornecimento de energia dentro dos padrões estabelecidos pelos órgãos reguladores, e, o não atendimento destes padrões incide, portanto, em sanções para as concessionárias. Os serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil são regulamentados pela agência nacional de energia elétrica (ANEEL, 2000), através da resolução N° 24, de 27 de janeiro de 2000. Compete à ANEEL estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade. A ANEEL estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência. A continuidade do fornecimento pode ser medida através de índices de continuidade individuais ou através de índices de continuidade de conjunto (TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SUBCOMITTEE OF THE IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, 2001).

G.1. ÍNDICES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

Esses índices de qualidade refletem, unicamente, a qualidade do fornecimento sob o ponto de vista de um usuário em particular, independente da qualidade do serviço dos clientes na sua vizinhança. Internacionalmente os índices de continuidade individuais mais comumente utilizados, considerando uma janela de tempo preestabelecida, são os seguintes:

- Número de interrupções.
- Duração média de interrupções.
- Duração total das interrupções.
- Energia não suprida.

No Brasil os índices de continuidade individuais mais utilizados são os seguintes:

- Frequência de interrupção por unidade Consumidora (*FIC*), que quantifica o número de interrupções da unidade consumidora durante o período de apuração.
- Duração de Interrupção por unidade Consumidora (*DIC*), que quantifica o tempo que a unidade consumidora carece do fornecimento de energia.
- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (*DMIC*) que é o tempo da interrupção mais prolongada durante o período de estudo.

G.2. ÍNDICES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO

Estes índices são uma média ponderada dos índices individuais dos clientes alocados dentro uma zona afetada por faltas no sistema. Geralmente, da mesma forma que para os índices de continuidade individuais, é usado um índice para medir o número de interrupções, e outro para medir a duração das interrupções. É importante destacar que estes índices não refletem a qualidade da energia fornecida para cada consumidor, mas são medidas do estado médio da qualidade de fornecimento da zona considerada. Portanto, pode haver clientes dentro da zona com bons índices de confiabilidade, enquanto existem outros mais afetados repetidamente por contínua carência no fornecimento de energia.

Para o cálculo dos índices são necessários registros das incidências das interrupções, o número de clientes atendidos e atingidos, a potência conectada e potência afetada pelas interrupções. Internacionalmente os índices de continuidade de conjunto são classificados de acordo com os elementos físicos do sistema usados para ponderar os dados relativos à interrupção do fornecimento. Na incidência de faltas em grupos de consumidores, definidos como conjuntos, estes índices podem ser classificados como:

- Índices baseados em clientes.
- Índices baseados em potência.
- Índices baseados em energia.

G.2.1. Índices Baseados em Clientes

Estes índices são obtidos através de ponderações, durante um período de observação preestabelecido, da quantidade de consumidores, número de consumidores atingidos e do

tempo de interrupção dos consumidores do conjunto. Os índices internacionalmente mais usuais são:

- Índice de frequência média das interrupções (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\text{Número Consumidores Interrompidos}}{\text{Número Consumidores Servidos}} \quad (129)$$

- Índice de Duração média das interrupções (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{(\text{Número Consumidores Interrompidos}) \times (\text{tempo da interrupção})}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (130)$$

No Brasil os principais índices de continuidade de conjunto são baseados em clientes, e são calculados para tempos preestabelecidos de apuração (ANEEL, 2000, 2001), e são chamados de DEC e FEC, sendo análogos aos índices SAIDI e SAIFI, respectivamente.

G.2.2. Índices Baseados em Potência

Os índices baseados em potência utilizam algumas ponderações da potência total do conjunto de consumidores, da potência dos consumidores atingidos pelas interrupções e do tempo de interrupção dos consumidores do conjunto durante os períodos de observação preestabelecidos. Desta forma definem-se:

- Average System Interruption Duration Index (ASAI DI)

$$ASAI DI = \frac{\text{kVa conectado por minuto Interrompido}}{\text{KV a Total Conectado}} \quad (131)$$

- Average System Interruption Frequency Index (ASIFI)

$$ASIFI = \frac{\text{kVa conectado Interrompido}}{\text{KV a Total Conectado}} \quad (132)$$

G.2.3. Índices Baseados em Energia

O modelo de função objetivo proposto neste trabalho considera a minimização da energia não suprida (ENS) pelo sistema de distribuição operando sob condições de contingências. Neste modelo considera-se a redução das cargas desligadas na incidência de faltas permanentes e temporárias no alimentador. De forma geral, para uma janela de tempo determinada, o índice de energia não suprida devido à incidência de faltas pode ser calculado pela equação (133).

$$ENS = \sum_{i=1}^{nl} L_i \cdot [(\gamma_i \cdot E_i^\gamma) + (\lambda_i \cdot E_i^\lambda)] \quad (133)$$

Onde:

- nl Número de seções que compõem o alimentador analisado.
- L_i Comprimento da seção i do alimentador.
- γ_i, λ_i Índices de faltas temporárias e permanentes, respectivamente, incidentes na seção i , durante o período de tempo analisado.
- E_i^γ, E_i^λ Energia não fornecida devido à incidência, na seção i , de faltas temporárias e permanentes, respectivamente. Estes valores estão intimamente ligados com a alocação dos dispositivos de proteção. Tal como se descreve na seção 3.2.2.

G.3. ÍNDICE DE FALTAS

Para qualquer índice que utilize históricos de faltas é necessário estabelecer procedimentos de registros sistemáticos das incidências de contingências, assim como dispor da base de dados necessária para determinar os clientes atingidos e a demanda interrompida para cada uma das faltas, durante o período de observação.

O conceito de maior relevância para o cálculo estatístico dos elementos do sistema é o índice de faltas. Para a sua avaliação é necessário conhecer o número total de unidades observadas, N , assim como o tempo total da janela de tempo, T , e o número de faltas incidentes, nf . Desta forma:

$$IF = \frac{nf}{T \cdot N} \quad (134)$$

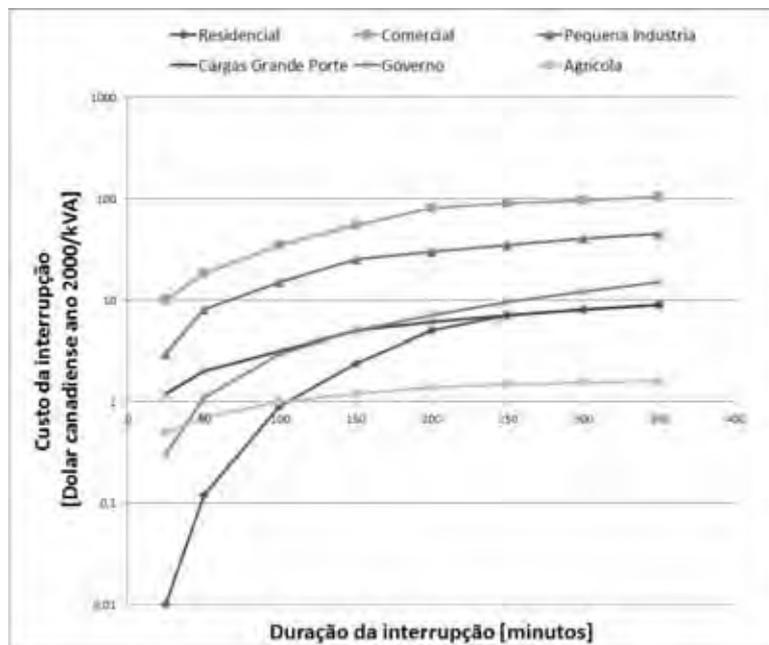
Nos estudos de confiabilidade em sistemas de distribuição consideram-se as linhas aéreas como sendo os elementos da rede mais propensos às faltas. Esta hipótese deve-se ao fato das linhas aéreas estarem expostas às condições externas que afetam sua operação normal, como, por exemplo, a queda de galhos, presença de animais ou descargas atmosféricas. A partir da origem da falta, a sua consequência direta é a atuação do sistema de proteção e a suspensão do serviço de fornecimento de energia elétrica na zona afetada durante um tempo determinado, que depende das ações necessárias para isolar a falta, reparar os elementos danificados e retomar a operação da rede ao estado normal. A sistematização do histórico de dados permite classificar as faltas de acordo com o tempo em que a rede foi retirada de seu estado de operação normal e passou a operar no estado restaurativo. Normalmente se destacam dois tipos de faltas: temporárias, γ , e permanentes, λ .

Os índices de faltas permanentes e temporárias utilizados no modelo matemático para alocação de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição são os índices históricos de confiabilidade de conjunto, baseados no *FEC*.

G.4. CUSTOS DE INTERRUPÇÃO

O custo da confiabilidade está diretamente ligado com o custo da interrupção, o qual, por sua vez, está relacionado com a percepção que cada cliente da concessionária tem em relação ao nível de confiabilidade que estaria disposto a pagar (CHOWDHURY; KOVAL, 2004). Esse valor é diferente para cada tipo de usuário, já que as necessidades variam em razão do uso produtivo da energia elétrica por cada segmento de usuários. Coletando e sistematizando essa informação é possível gerar curvas que quantifiquem, e classifiquem para cada usuário na zona do conjunto analisado, o prejuízo acarretado pela concessionária durante o intervalo de tempo em que se mantiver a cessação do serviço, como, por exemplo, se apresenta na Figura 79. Estabelecendo um valor monetário para vários níveis de confiabilidade se torna possível encontrar o ponto de equilíbrio entre o investimento e o serviço de confiabilidade oferecido aos usuários do sistema. Nesse ponto, teoricamente, consegue-se satisfazer as necessidades da maioria dos clientes da concessionária.

Figura 79 - Custo de interrupção por tipo de consumidor.



Fonte: Chowdhury e Koval (2004).