

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ELETRICIDADE

**ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO RADIAIS: RECONFIGURAÇÃO
E ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Agnelo Coelho Neto

São Luís

2006

ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS: RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Por

Agnelo Coelho Neto

São Luís

2006

Coelho Neto, Agnelo

Análise da Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais:
Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída / Agnelo Coelho
Neto. - São Luís, 2006.

xf.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de
Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal
do Maranhão.

1. Energia Elétrica - distribuição. 2. Redes elétricas - reconfiguração.
3. Confiabilidade - sistema de potência. I. Título.

CDU 621.316

ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS: RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Agnelo Coelho Neto

DISSERTAÇÃO APROVADA EM //

Profa. Maria da Guia da Silva, Ph.D
(Orientadora)

Profa. Carmen Lucia Tancredo Borges, Dra.
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Agnelo Marotta Cassula, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)

Dedicatória

A minha família e em especial à minha mãe: Emília .

Agradecimentos

A Deus, por ter me iluminado durante todos os momentos difíceis ao longo desta jornada.

A professora Maria da Guia da Silva, pela orientação precisa e objetiva, e além de tudo pela amizade que tornou o desenvolvimento do trabalho estimulante.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo apoio financeiro para a realização deste projeto de pesquisa.

A Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) por disponibilizar os dados para a realização desta pesquisa.

As Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) pela infraestrutura laboratorial do Grupo de Sistema de Potência (GSP-DEE-UFMA), usada nesta pesquisa.

A todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade. Agradecimento especial ao professor Aristófanis pela sua colaboração no entendimento em banco de dados.

A todos os meus amigos do grupo de sistemas de potência da Universidade Federal do Maranhão (Júlio Cesar, Fábio, Aniceto, Alex e Ulisses) pelo companheirismo. Um agradecimento especial para meu amigo Anselmo, pela disponibilidade e apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus tios, principalmente Nizete, Eva, Luiz Wagner e Antônio Ulisses.

Aos meus avós Agnelo Coelho e Ester Queiroz pela atenção e carinho que contribuíram diretamente para a elaboração desta dissertação.

Aos meus irmãos Vinicius e Valéria, por estarem sempre a disposição para ajudar.

Um agradecimento especial a meus pais, Emilia Maria Câmara Coelho e Walber de Souza Queiroz, pelo amor, amizade e pelos esforços que fizeram em prol da educação dos seus filhos.

A minha namorada Cristina, pelo seu amor, carinho e respeito, e pelos momentos difíceis que sempre esteve ao meu lado proporcionando alegria.

A todos aqueles, que de alguma forma, contribuíram para que a realização deste trabalho de pesquisa fosse possível.

Resumo

As empresas de distribuição de energia elétrica devem satisfazer dois objetivos concorrentes durante o processo de planejamento da rede elétrica: minimizar os custos de investimento e satisfazer as metas de continuidade. Uma alternativa para satisfazer estes objetivos é incluir alternativas de projeto com baixo custo de investimento no processo de planejamento. Uma destas alternativas é a reconfiguração da rede de distribuição. A reconfiguração da rede de distribuição pode reduzir as perdas e balancear a carga do sistema apenas com a abertura e o fechamento de chaves sem nenhum custo de investimento adicional. Além da reconfiguração, uma outra alternativa de baixo custo de investimento é a alocação de Geração Distribuída (GD). Esta alternativa tornou-se factível devido aos recentes avanços tecnológicos na construção de turbinas que reduziram significativamente os custos de geração de energia. Desta forma, a GD é uma opção atrativa para atender o crescimento da demanda e minimizar os custos associados com: construção de novas subestações, reconduzimento de alimentadores e repotencialização de transformadores. Conseqüentemente, é oportuno desenvolver metodologias que incorporem a reconfiguração e a GD no processo de planejamento da rede de distribuição.

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de duas metodologias para planejamento de redes de distribuição: reconfiguração e alocação ótima de geração distribuída. A primeira parte do trabalho apresenta o desenvolvimento da metodologia para reconfiguração de redes. Geralmente, a reconfiguração é realizada com o objetivo de minimizar as perdas elétricas, melhorar perfil de tensão e para balancear cargas entre alimentadores. Neste trabalho, além destes objetivos, restrições de confiabilidade são incluídas na metodologia de reconfiguração. Esta metodologia se baseia na combinação das seguintes técnicas: algoritmo de fluxo de carga, baseado no método de Soma de Potências, para estimar o estado da rede, métodos analíticos para estimar os índices de confiabilidade e no algoritmo de Busca Tabu para identificar a topologia ótima.

A segunda parte do trabalho apresenta o desenvolvimento da metodologia para a alocação ótima de geração distribuída. Esta metodologia tem como objetivo atender um nível de demanda previsto sem violar restrições operacionais da rede (carregamento dos alimentadores e queda de tensão) e minimizar os custos de interrupção através da alocação de GD. Estes objetivos são satisfeitos minimizando-se a relação

custo/benefício entre os custos de instalação/operação da GD e os custos associados com: interrupções, energia não-faturada, compra de energia e perdas elétricas. A minimização da relação custo/benefício descrita acima foi realizada combinando-se as seguintes técnicas: métodos analíticos para estimar o impacto do GD nos índices de confiabilidade, algoritmo de fluxo de carga para estimar as perdas e violações nas restrições operacionais e algoritmos genéticos para minimizar a relação custo/benefício. O impacto da GD nos índices de confiabilidade foi considerado incluindo-se restrições de rede (queda de tensão e carregamento dos alimentadores) no modelo de confiabilidade preditivo.

Os modelos e técnicas propostos nesta dissertação para reconfiguração e alocação de GD foram validados e aplicados em duas subestações de grande porte da rede de distribuição da Companhia Energética do Maranhão - CEMAR. Os resultados obtidos com o algoritmo de reconfiguração demonstraram que a metodologia proposta foi capaz de reduzir as perdas nos alimentadores sem deteriorar a confiabilidade. Além disso, a aplicação da metodologia de alocação de GD no sistema teste resultou em uma relação custo/benefício menor que 1.0.

Palavras-Chaves: Confiabilidade, Reconfiguração, Busca Tabu, Geração Distribuída, Algoritmos Genéticos.

Abstract

The distribution utilities must satisfy two concurrent objectives during planning process of the electric network: minimization of the investment cost and the satisfaction of reliability targets. An alternative to satisfy these objectives is to include low cost alternatives in the planning process. One of these alternatives is the reconfiguration of the distribution network. The reconfiguration of the distribution network can reduce the loss and balance the loads in the system only with opening and closing of switches without additional investment cost. In addition to reconfiguration, another alternative of low cost is the Distributed Generation (DG) allocation. This alternative became feasible due to the recent technological advances in the building of turbines that reduced significantly the costs of energy generation. In this way, the DG is a attractive option to satisfy the demand growth and minimize the costs associated with: building of new substations, feeder reconductoring and transformer upgrading. Consequently, is opportune to develop methodologies that include the reconfiguration and the DG in the planning of the distribution network.

This dissertation presents the development of two methodologies for the planning of distribution networks: reconfiguration and optimal allocation of DG. The first part of the dissertation presents the development of the methodology for the network reconfiguration. Usually, the reconfiguration is carried out with the following objectives: minimization of the electric losses, voltage profile correction and load balancing between feeders. In this dissertation, in addition to these objectives, reliability constraints have been included in the reconfiguration methodology. This methodology is based on the combination of the following techniques: power flow algorithm, based on the Power Summation Method, to estimate the state of the network; analytic techniques to estimate the reliability indices and Tabu Search to identify the optimal topology.

The second part of the research work presents the development of the methodology for the allocation of DG. This methodology has as objective to attend a forecasted demand level without violating operational constraints of the network (feeders loading and voltage drops) and minimizing the interruption costs through the DG allocation. These objectives are satisfied minimizing the cost/worth ratio between the installation/operation costs of DG and the costs associated with: interruptions, non-commercialized, energy purchases and electric losses. The minimization of the cost/worth

ratio described above has been carried out by combining the following techniques: analytic approaches to estimate the impact of DG in the reliability indices, load flow algorithm to estimate the losses and violations in the operational constraints and genetic algorithms to maximize the cost worth ratio. The impact of the DG in the reliability indices has been considered including network constraints (voltage drop and feeder loading) in the predictive reliability model.

The models and techniques proposed in this dissertation for the reconfiguration and DG allocation have been validated and applied in two large scale substations belonging to distribution network of the Electricity Utility of Maranhão - CEMAR. The results obtained with the algorithm of reconfiguration demonstrated that the proposed methodology was capable of reducing the losses in the feeders without deteriorating the reliability. Furthermore, the application of the methodology of DG allocation in the test system resulted in a cost/worth ratio lower than one.

Keywords: Reliability, Network Reconfiguration, Tabu Search, Distributed Generation, Genetic Algorithm

Sumário

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvi
1 Introdução	1
1.1 Redes de Distribuição de Energia Elétrica	1
1.2 Reestruturação do Setor Elétrico	5
1.3 Planejamento de Redes de Distribuição em Ambiente Competitivo	6
1.3.1 Reconfiguração de Redes de Distribuição	7
1.3.2 Geração Distribuída	7
1.4 Revisão Bibliográfica	8
1.4.1 Reconfiguração de Redes	8
1.4.2 Alocação Ótima de Geração Distribuída	10
1.5 Motivação desta Pesquisa	11
1.6 Objetivos desta Dissertação	11
1.7 Estrutura da Dissertação	12
2 Fluxo de Carga	14
2.1 Introdução	14
2.2 Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Radiais	14
2.3 Método Soma de Potências	16
3 Modelagem das Restrições da Rede de Distribuição Durante o Processo de Restauração	20
3.1 Introdução	20
3.2 Modelagem das Restrições da Rede Usando o Modelo Exato	21

3.3	Modelagem das Restrições da Rede Usando a Técnica de Compensação . . .	23
3.4	Validação dos Modelos de Restrições Durante o Processo de Restauração . .	27
3.4.1	Avaliação da Precisão e do Desempenho Computacional do Modelo Proposto	29
4	Análise de Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais	31
4.1	Introdução	31
4.2	Índices de Confiabilidade	32
4.2.1	Índices Estatísticos	32
4.2.2	Índices Probabilísticos	34
4.3	Método Analítico de Enumeração de Estados - (MAEE)	37
4.4	Custos da Confiabilidade	39
5	Modelagem de Geração Distribuída no Cálculo de Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição	42
5.1	Introdução	42
5.2	Operação Ilhada e Interligada de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais	43
5.3	Validação dos Modelos de Operação da GD	45
6	Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída Considerando-se Aspectos de Confiabilidade	50
6.1	Introdução	50
6.2	Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica	50
6.2.1	Formulação do Problema	51
6.2.2	Metodologia de Solução: Busca Tabu	52
6.2.3	Geração dos Vizinhos no Problema de Reconfiguração	53
6.2.4	Avaliação dos Vizinhos	57
6.3	Alocação de Geração Distribuída	59
6.3.1	Metodologia de Solução: Algoritmos Genéticos	62
6.3.2	Codificação de Indivíduos	64
6.3.3	População Inicial de um Algoritmo Genético	65
6.3.4	Seleção dos Indivíduos	66
6.3.5	Cruzamento e Mutação	67

7	Resultados	69
7.1	Introdução	69
7.2	Reconfiguração de Redes de Distribuição Radiais	69
7.2.1	Análise das Perdas Considerando os Índices de Confiabilidade como Restrições	70
7.3	Alocação Ótima de Geração Distribuída	73
7.3.1	Análise de custo/benefício da instalação de Geração Distribuída	76
8	Conclusão	79
8.1	Introdução	79
8.2	Principais Realizações e Contribuições	79
8.3	Aplicações Práticas	81
8.4	Sugestões para Trabalhos Futuros	82
	Referências Bibliográficas	83

Lista de Figuras

1	Sistema de potência típico.	2
2	Principais configurações da rede de distribuição.	4
3	Estrutura pai-filho para um sistema de distribuição.	17
4	Circuito usado para a VPR	18
5	Fluxograma do método soma de potências.	19
6	Modificações na estrutura de dados após uma reconfiguração.	22
7	Sistema usado para demonstrar a técnica de compensação.	24
8	Distribuição dos fluxos para o estado de pós-restauração	25
9	Fluxograma do algoritmo proposto para avaliar os índices de confiabilidade com restrições da rede, onde N_c é o número de componentes	26
10	Diagrama unifilar do sistema teste.	28
11	Diagrama unifilar de um alimentador referente ao sistema teste.	28
12	Histograma de erro das tensões nodais.	30
13	Sequência de avaliação das contingências.	39
14	Curva dos custos de interrupção para os consumidores.	40
15	Sistema exemplo de uma rede de distribuição com GD.	43
16	Diagrama unifilar do sistema teste.	45
17	Indisponibilidade anual para operação ilhada da GD	47
18	Indisponibilidade anual para a operação interligada da GD	48
19	Fluxograma do Método de Busca Tabu.	54
20	Exemplo de um sistema de distribuição radial.	55
21	Exclusão de chaves NF.	57

22	Fator de sensibilidade das perdas elétricas.	62
23	Exemplo de uma estrutura de um algoritmo evolutivo.	63
24	Codificação de um indivíduo.	65
25	Geração da população inicial.	66
26	Processo de seleção por Roleta Russa.	66
27	Exemplo de um cruzamento de um ponto.	67
28	Exemplo de uma mutação simples.	67
29	Diagrama unifilar da subestação do Renascença - CEMAR.	70
30	Perda total do sistema da Figura 29 para os Casos de Estudo.	72
31	Índices de confiabilidade para o sistema teste da Figura 29.	72
32	Comparação entre os Casos de Estudo 1 e 2.	73
33	Diagrama unifilar da subestação do Maiobão - CEMAR.	74
34	Barras candidatas para alocação de geração distribuída.	76
35	Diagrama unifilar da subestação do Maiobão, com alocação ótima de GD.	78

Lista de Tabelas

1	Dados de carga do sistema teste.	29
2	Dados de impedância do sistema teste.	29
3	Diferença entre os tempos computacionais para os modelos de restauração.	29
4	Índices estatísticos associados com os erros relativos (em percentagem) das tensões nodais.	30
5	Características do sistema teste.	45
6	Dados de confiabilidade do sistema teste.	46
7	Índices de confiabilidade para operação ilhada da GD.	46
8	Índices de confiabilidade para a operação interligada da GD.	48
9	Lista de chaves NF (vizinhos) em relação a chave NA1 para otimização.	56
10	Conjunto de vizinhos para a otimização.	57
11	Características do sistema referente a subestação do Renascença - CEMAR.	69
12	Dados de Confiabilidade.	70
13	Perdas e índices de confiabilidade para os Casos de Estudo.	71
14	Características do sistema referente a subestação do Maiobão - CEMAR.	74
15	Custos de Interrupção (R\$/kW) das classes de consumidores.	75
16	Unidades de GD a Diesel disponíveis para alocação.	75
17	Parâmetros do algoritmo genético.	75
18	Valores de custos estimados.	77
19	Operação do sistema após a alocação ótima de GD.	78

1. Introdução

1.1 Redes de Distribuição de Energia Elétrica

As redes de energia elétrica são organismos complexos, integrados e de grande porte o que torna consideravelmente difícil fazer sua análise, de forma criteriosa, como uma única entidade. Entretanto, isso não constitui um problema, uma vez que o sistema pode ser dividido em subsistemas apropriados que podem ser analisados separadamente. Em geral os sistemas de potência são subdivididos em três segmentos: geração, transmissão (normalmente subdividida na rede de transmissão propriamente dita e em subestações) e distribuição. A Figura 1 mostra um sistema de potência típico subdividido conforme esses segmentos [1]. As redes de distribuição tipicamente partem de uma subestação de distribuição alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão [2]. Em alguns casos as subestações de distribuição são alimentadas diretamente de linhas de transmissão de acordo com as características técnicas e estratégicas das empresas de energia elétrica. Assim a função das redes de distribuição de energia elétrica é fornecer energia elétrica aos consumidores dentro de limites adequados de qualidade, segurança e confiabilidade, considerando eventuais taxas de crescimento de demanda. As redes de distribuição são formados pelos subsistemas abaixo:

- 1) **Rede de Distribuição Primária:** transporta energia elétrica a partir da subestação de distribuição para transformadores de distribuição. Geralmente, as redes de distribuição primárias operam em níveis de tensão de 4,16kV a 34,5 kV.
- 2) **Rede de Distribuição Secundária:** transporta energia elétrica a partir dos transformadores de distribuição para os pontos de medição dos consumidores individuais. Normalmente, as redes de distribuição secundárias operam com níveis de tensão de 120/240V monofásico, 277/480V trifásico e 220/380V trifásico.

As redes de distribuição são formadas por diversos componentes dentre os quais se destacam [3]: alimentadores aéreos e subterrâneos, transformadores, capacitores, reguladores de tensão, equipamentos de proteção (religadores, fusíveis, etc.) e dispositivos de seccionamento.

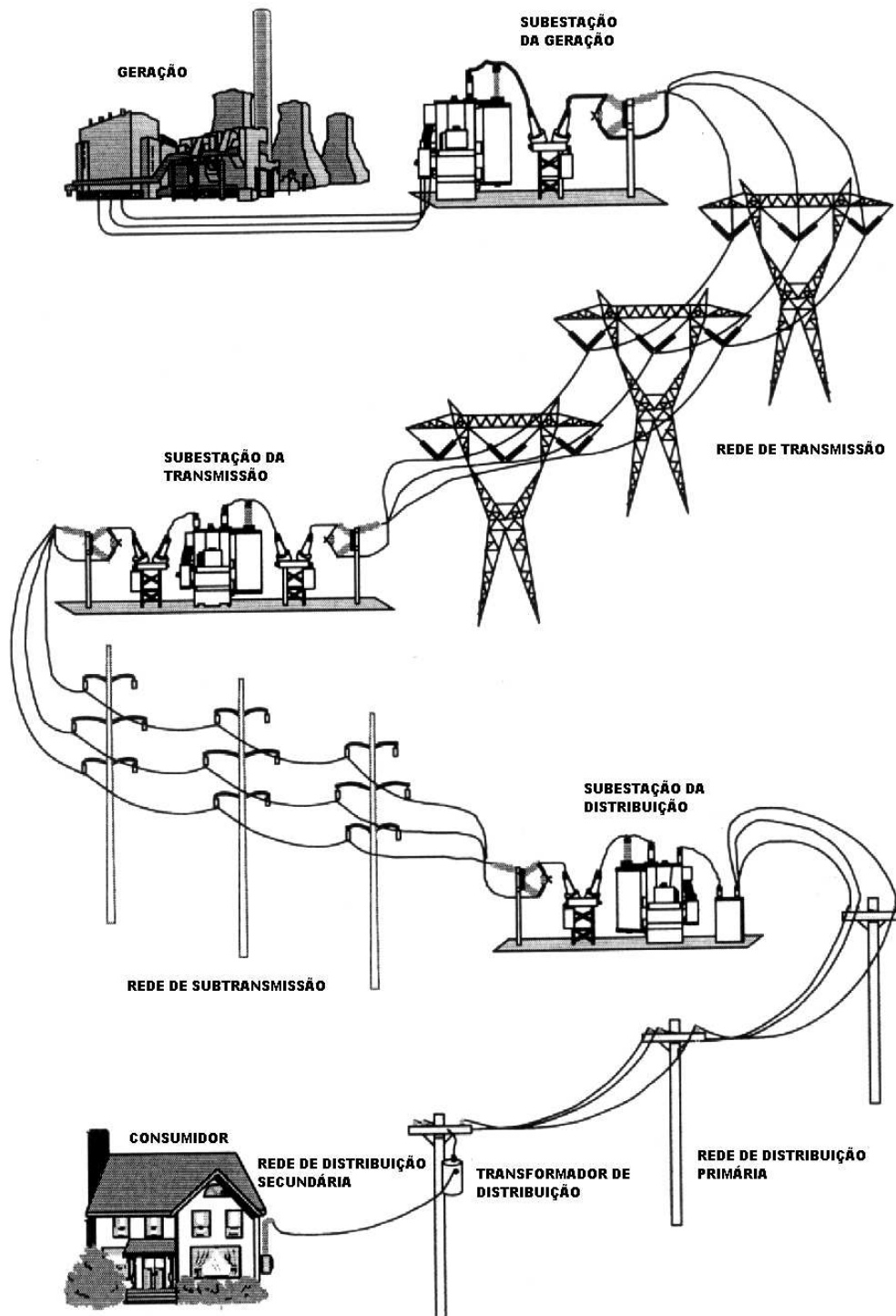


Figura 1: Sistema de potência típico.

As redes de distribuição são projetadas para atender áreas com características geográficas, densidades de carga e níveis de tensão diferentes. Em função disto existem diferentes configurações de redes que as empresas de distribuição utilizam para garantir o fornecimento de energia à áreas tão distintas. Dentre as configurações existentes se destacam [4], [5]:

- 1) **Configuração Radial:** possuem um único caminho entre o ponto de suprimento (subestação) e os consumidores. Como não têm interconexões com outros alimentadores, as redes de distribuição radiais são vulneráveis as interrupções de energia, uma vez que todos os consumidores que se encontram abaixo do dispositivo de isolamento acima da falta ficam indisponíveis até o reparo do componente interrompido. Esta configuração é geralmente usada em redes de distribuição rural com baixa densidade de carga nos quais as configurações mais complexas são financeiramente inaceitáveis.
- 2) **Configuração Radial com Recurso:** esse tipo de configuração se caracteriza pela conexão entre alimentadores por dispositivos de isolamento normalmente abertos (*NA*), permitindo que apenas os consumidores que se encontram entre a área isolada pelos dispositivos de isolamento acima e abaixo da falta fiquem interrompidos.
- 3) **Configuração Primário Seletivo:** em certas classes de consumidores os níveis de confiabilidade exigidos são mais altos do que das demais classes. Assim sendo, tais consumidores são atendidos por um alimentador principal e um alimentador alternativo, o qual é utilizado, através de dispositivos de chaveamento, no caso de uma falha no alimentador principal.
- 4) **Configuração Secundário Seletivo:** esse tipo de configuração tem resultados similares ao da configuração primário seletivo. Com essa configuração cada transformador de distribuição deve ser capaz de suprir toda a carga para garantir os níveis necessários de confiabilidade.
- 5) **Configuração Spot Networks:** é utilizada para os consumidores que necessitam de níveis mais elevados de confiabilidade. Nessa configuração dois ou mais transformadores são conectados em paralelo para energizar a barra secundária. Para prevenir o fluxo de potência reverso através dos transformadores, dispositivos de proteção especiais são utilizados. Assim esse tipo de configuração permite múltipla falha dos componentes sem nenhum impacto nos consumidores.

6) **Configuração em Anel:** é utilizada geralmente em redes de transmissão, todavia existem redes de distribuição que utilizam este tipo de configuração. Nessa configuração os circuitos são conectados entre uma ou mais subestações através de chaves seccionadoras normalmente fechadas. Este tipo de arranjo requer um número maior de equipamentos e um sistema de proteção mais sofisticado.

A Figura 2 ilustra as principais configurações adotadas pelas empresas em suas redes de distribuição de energia elétrica [6].

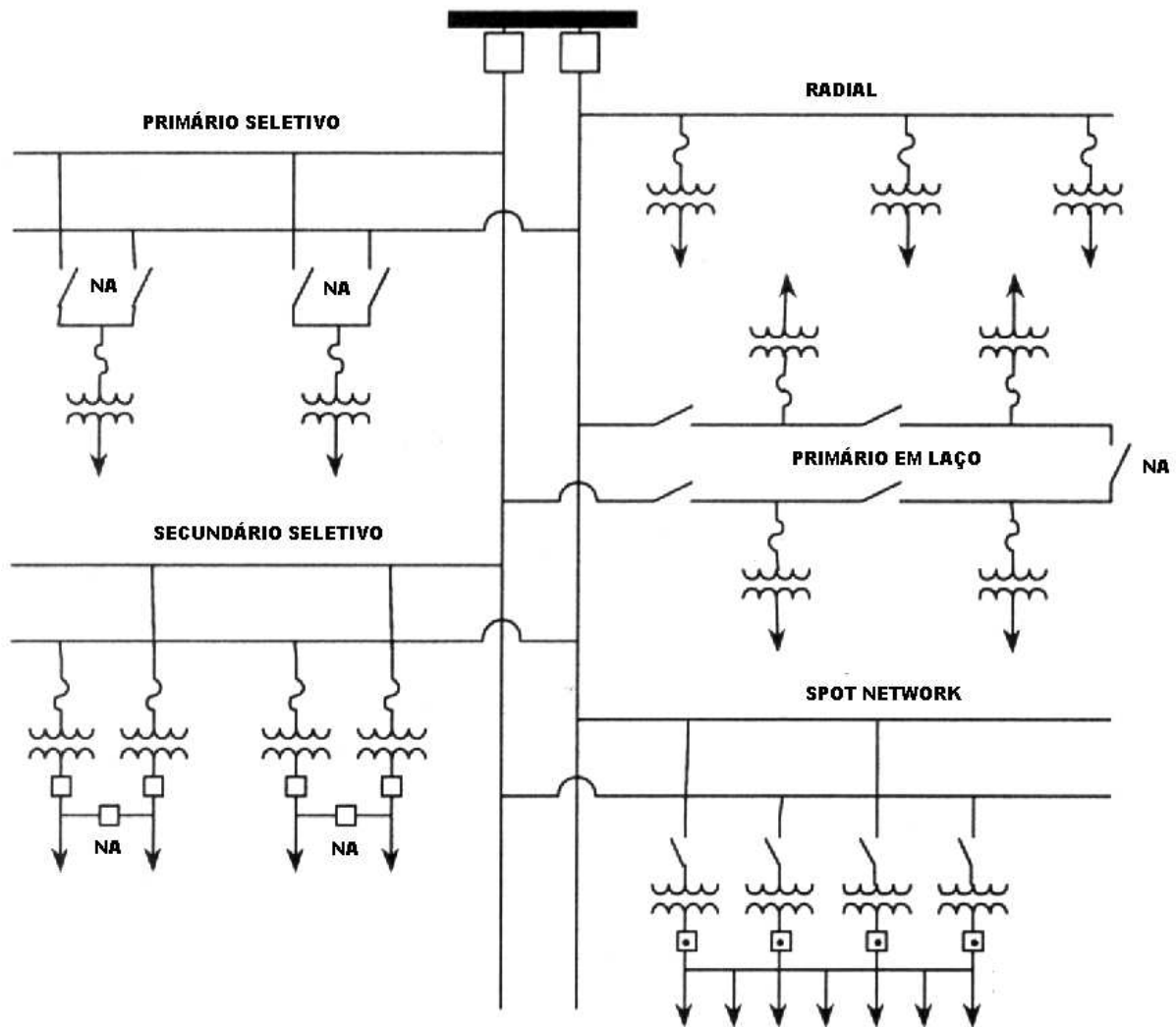


Figura 2: Principais configurações da rede de distribuição.

As configurações mostradas na Figura 2 são utilizadas na maioria das redes de distribuição existentes. Entretanto, a reestruturação do setor elétrico causou grandes mudanças na forma como as redes de distribuição são operadas e planejadas. A seguir é apresentada uma breve descrição do processo de reestruturação do setor elétrico e o seu impacto nas redes de distribuição.

1.2 Reestruturação do Setor Elétrico

Em países como os Estados Unidos e a Inglaterra, a reestruturação do setor elétrico tem sido estimulada pelos benefícios econômicos obtidos com a desregulamentação de outros setores tais como telecomunicações, linhas aéreas, transportes e gás natural. A tradicional estrutura monopolista do setor elétrico só é justificada em um ambiente no qual exista economia de escala e o tempo de desenvolvimento e o impacto de novas tecnologias permaneçam moderados e previsíveis. Como a aceitação social e a viabilidade financeira de grandes geradores tem diminuído e o surgimento de novas tecnologias nas áreas de engenharia elétrica (construção de unidades de geração térmicas menores e mais eficientes) e computação (INTERNET), tem aumentado, a monopolização continuada do setor elétrico tornou-se impraticável [7].

Atualmente, o setor elétrico mundial está passando por uma transformação radical de uma indústria essencialmente regulada e monopolista para um novo modelo caracterizado por competição na geração e acesso aberto a redes de transmissão. Na América do Sul, inclusive no Brasil, as principais transformações na estrutura do setor elétrico estão associadas com a privatização de empresas públicas estatais e a separação da empresa original em organizações privadas e independentes cujos proprietários são grupos de acionistas. As organizações resultantes destas privatizações podem ser empresas de geração, empresas de distribuição, que tem a responsabilidade de fornecer energia elétrica para os consumidores finais, e uma entidade de controle que é responsável pela segurança e pela operação do sistema. Estas transformações se baseiam no princípio de que a separação da energia elétrica - o produto - de sua transmissão e distribuição - serviços - é o melhor caminho para se obter eficiência econômica em todos os segmentos do setor de energia elétrica [7].

A reestruturação do setor elétrico tem motivado o envolvimento de entidades privadas de produção e de consumo de energia em mercados elétricos. Entidades privadas de produção são representadas por produtores independentes de energia, empresas de geração privatizadas e indústrias de grande porte que dispõem de vapor e/ou calor, resultantes de processos industriais, e podem gerar energia elétrica (cogeração) para venda no mercado com custos favoráveis. Por outro lado, entidades de consumo são representadas por empresas de distribuição privatizadas e indústrias de grande porte onde o custo da eletricidade é uma parcela significativa do seu custo de produção. Estas entidades de consumo esperam obter reduções nos seus custos de eletricidade através do

acesso a outros fornecedores de energia além do seu fornecedor local.

Neste novo ambiente, as empresas de energia têm que maximizar seus lucros para garantir a sobrevivência em um mercado competitivo. Uma alternativa para alcançar esses objetivos é adiar os investimentos em manutenção e expansão da rede elétrica. Conseqüentemente, a confiabilidade do sistema tende a se deteriorar. Em redes de distribuição esta situação é mais severa, visto que as redes de distribuição são monopólios naturais. Desta forma, os consumidores ficam sujeitos aos interesses das empresas de distribuição de energia elétrica. Devido a isto, os órgãos reguladores estão estabelecendo metas de continuidade e penalidades para empresas de distribuição com o objetivo de garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Neste contexto, as empresas de distribuição são obrigadas a identificar novas alternativas de planejamento para se manterem neste novo ambiente competitivo.

1.3 Planejamento de Redes de Distribuição em Ambiente Competitivo

A principal função de um sistema de potência é fornecer energia elétrica aos consumidores da forma mais econômica possível, com um nível aceitável de confiabilidade e respeitando certos padrões de qualidade. Todavia, esses objetivos são conflitantes, pois um alto nível de confiabilidade exige altos investimentos para realização de reforços e melhorias no sistema, que por sua vez podem resultar em um aumento no preço da eletricidade para os consumidores. Devido a isto, um dos objetivos do planejamento e da operação de sistemas de energia é obter a melhor combinação possível entre custo e confiabilidade [8]. O planejamento do sistema é essencial para assegurar que o crescimento da demanda por eletricidade possa ser satisfeito através de expansões da rede de distribuição de forma adequada e econômica.

Em um ambiente competitivo, o planejamento de redes de distribuição torna-se mais complexo, pois as empresas de distribuição têm que satisfazer os requisitos de confiabilidade e economia com limites de investimento e qualidade mais restritivos. Uma alternativa para satisfazer estes requisitos concorrentes é incluir alternativas de projeto com baixo custo de investimento no processo de planejamento. Atualmente, as principais opções de baixo custo para planejadores de redes de distribuição são a reconfiguração da rede e a alocação de Geração Distribuída (GD). As duas

subseções seguintes apresentam uma descrição dos principais aspectos associados com a reconfiguração e com a inserção de GD em redes de distribuição.

1.3.1 Reconfiguração de Redes de Distribuição

Entre as alternativas citadas anteriormente, a reconfiguração de redes de distribuição é a que apresenta um menor custo de implantação. A reconfiguração reduz as perdas nas redes de distribuição identificando alternativas de abertura e fechamento de chaves que levem aos caminhos de menor resistência para atendimento de um determinado perfil de demanda. Neste contexto, a reconfiguração de redes de distribuição, é uma alternativa atrativa para as empresas de distribuição, por satisfazer seus objetivos operacionais e não resultar em gastos adicionais para as empresas de distribuição.

A reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica consiste em determinar um conjunto de mudanças do estado de chaves (alteração da topologia da rede mantendo-se a radialidade), capaz de gerar uma nova configuração da rede que apresente menores perdas elétricas nos alimentadores de distribuição e que satisfaça a um conjunto de restrições tais como [6]: confiabilidade, perfil de tensão e carregamento máximo nos alimentadores. Além disso, a reconfiguração de redes de distribuição pode ser realizada com o objetivo de balancear a carga entre os alimentadores da rede de distribuição.

1.3.2 Geração Distribuída

Além da reconfiguração, uma outra alternativa de baixo custo de investimento é a alocação de Geração Distribuída (GD) na rede de distribuição. Esta alternativa tornou-se factível devido aos recentes avanços tecnológicos na construção de turbinas que reduziram significativamente os custos de geração de energia. Desta forma, a GD é uma opção atrativa para atender o crescimento da demanda e minimizar os custos associados com: construção de novas subestações, recondutoramento de alimentadores e repotencialização de transformadores. Adicionalmente, a GD tem grande impacto na confiabilidade da rede de distribuição. Por exemplo, uma GD conectada a um alimentador pode aumentar a capacidade de restauração de uma rede de distribuição. Ou seja, a GD pode ajudar a eliminar violações de tensão e carregamento durante uma ação de transferência de carga. Desta forma, é reduzido o tempo de restauração dos consumidores interrompidos por uma falta. Além disso, a GD pode suprir áreas de um alimentador, que foram isoladas da falta e permanecem desernegizadas, durante o reparo do componente

defeituoso [9].

Finalmente, deve ser observado que a alocação da GD pode resultar em uma redução considerável nos seguintes custos de operação do sistema:

- 1) Perdas Elétricas: são causadas pela redução no nível de carregamento dos alimentadores e pela localização da GD próxima aos pontos de carga;
- 2) Compra de Energia: é originada pela redução no carregamento total da subestação após a inserção de geração distribuída em um alimentador;
- 3) Perdas de Faturamento: são resultantes da oportunidade de faturamento que surge quando cargas que ficariam interrompidas por uma falta são supridas pela GD conectada a um alimentador;
- 4) Custos de Interrupção: são causados pela redução nos tempos de restauração da rede de distribuição quando a GD é usada para eliminar violações de tensão e carregamento em transferências de carga, ou alimentar áreas isoladas da falta que permanecem desernegizadas;

1.4 Revisão Bibliográfica

As reduções nos custos de expansão da rede de distribuição obtidas com a reconfiguração e com a adição de GD, motivaram a realização de diversos estudos sobre a modelagem destas alternativas de projeto no processo de planejamento da rede de distribuição. Nas subseções seguintes, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a inclusão de reconfiguração e geração distribuída no processo de planejamento de redes de distribuição. Atualmente, existem muitas publicações disponíveis associadas com estes dois tópicos. Entretanto, neste trabalho trata-se apenas dos artigos mais relevantes e que darão suporte as metodologias de reconfiguração e alocação de GD desenvolvidas nesta dissertação.

1.4.1 Reconfiguração de Redes

Um dos primeiros trabalhos publicados sobre redução de perdas em uma rede de distribuição foi apresentado por Merlin & Back [10]. Neste artigo, o problema de minimização de perdas é resolvido através de um modelo de otimização não-linear inteira-mista que é resolvido através do método de “branch-bound”. Entretanto, devido a

natureza combinatorial do problema, este método exige a avaliação de um grande número de configurações para obter a solução ótima em um sistema de grande porte.

Após o artigo de Merlin & Back, diversos artigos foram publicados sobre o problema de reconfiguração de redes de distribuição [11]-[16]. Estes artigos foram motivados principalmente pela dificuldade de resolver o problema de reconfiguração através de métodos de programação matemática, tais como o algoritmo de branch-bound. As técnicas mais utilizadas na solução do problema de reconfiguração são os algoritmos baseados em técnicas heurísticas e de inteligência artificial, dentre eles: “simulated annealing” [11], busca tabu [12] e algoritmos genéticos [13]. Além disso, a reconfiguração foi também estendida para otimizar outros aspectos operacionais, além das perdas, tais como: balanceamento de carga [14], estabilidade de tensão [15] e confiabilidade [16].

Uma metodologia para balanceamento de carga via reconfiguração da rede de distribuição é apresentada na referência [14]. Nesta referência, um método de busca heurística, baseado no método de intercâmbio de ramos [17], é combinado com um índice de balanceamento de carga para identificar o carregamento ótimo do sistema. Desta forma, alimentadores pesadamente carregados são transferidos para aqueles levemente carregados e condições de sobrecarga são minimizadas.

A referência [15] apresenta um novo algoritmo para melhorar a estabilidade de tensão através da reconfiguração da rede de distribuição. Neste algoritmo, a combinação de chaves que maximiza a estabilidade de tensão é identificada através da combinação de um algoritmo de busca heurística com o método de intercâmbio de ramos [17]. Desta forma, um melhoramento na estabilidade de tensão pode ser obtido sem qualquer custo adicional para a instalação de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão.

A maximização da confiabilidade de uma rede de distribuição, através do método de “Simulated Annealing”, é proposta na referência [16]. O algoritmo satisfaz restrições de tensão e carregamento usando fatores de penalidades para assegurar que, melhoramentos na confiabilidade não deterioram outras exigências operacionais do sistema.

Analisando as referências [14]-[16], pode-se observar que nenhum destes artigos considerou restrições de confiabilidade na solução do problema de reconfiguração. Desta forma, não é possível garantir que a configuração ótima, gerada pelos métodos propostos nestas referências, não deteriora os índices de confiabilidade com relação à topologia original.

1.4.2 Alocação Ótima de Geração Distribuída

Na referência [18], é proposta uma metodologia, que se baseia em algoritmos genéticos e teoria da decisão, para estabelecer os melhores locais de instalação de GD em uma rede de distribuição. Esta alocação considerou restrições técnicas tais como: capacidade dos alimentadores, queda de tensão e correntes de curto circuito.

Uma metodologia para avaliar o impacto da GD nos índices de confiabilidade, perfil de tensão e perdas é apresentada na referência [19]. Nesta referência, as perdas e as tensões são calculadas através de um algoritmo de fluxo de potência baseado no método de soma de potências [17] e os índices de confiabilidade são estimados usando-se o método de enumeração de estados.

Uma técnica heurística é proposta em [20] para planejamento da rede de distribuição. Este artigo apresenta uma análise de custo/benefício da capacidade da GD com o plano de expansão do sistema. Esta análise se baseia em uma nova heurística para satisfazer a previsão do pico de carga através da localização ótima da geração distribuída com restrições de viabilidade econômica.

Uma formulação multiobjetivo para determinar a localização e o tamanho de fontes de GD em redes de distribuição é realizada em [21]. A metodologia desenvolvida permite ao planejador selecionar o melhor compromisso entre: custo de recondutoramento da rede de distribuição, custo das perdas de energia, custo de interrupção e o custo de compra de energia. Os autores utilizam uma técnica baseada em algoritmos genéticos e no método ε -restrito para obter soluções globais.

Na referência [22], uma metodologia de alocação ótima de geradores distribuídos e de dispositivos de proteção é formulada para redes de distribuição considerando restrições de segurança e confiabilidade. A alocação ótima é determinada por uma análise de sensibilidade a partir das equações de fluxo de carga. Esta análise de sensibilidade permite que o método de otimização quantifique o número de GD que pode ser conectado na rede e que atenda as restrições de segurança.

A referência [23] apresenta um modelo para auxiliar no planejamento de redes de distribuição. Neste trabalho os autores integram a alocação de GD com alternativas de projetos convencionais (recondutoramento, repotencialização de transformadores) no modelo de planejamento da expansão da rede distribuição. Os resultados obtidos com a metodologia proposta demonstraram que a alocação de GD causou uma redução significativa nos custos de expansão da rede de distribuição.

A comparação entre as opções de planejamento convencionais e a alocação de GD, demonstrou que a GD é uma alternativa atrativa para a expansão da rede de distribuição.

Analisando-se as referências [18]-[23], pode-se observar que alguns métodos de alocação de geração distribuída modelam de forma aproximada aspectos tais como: cálculo das perdas, estimação de quedas de tensão e impacto da GD nos índices de confiabilidade. Geralmente, estas aproximações são introduzidas com o objetivo de reduzir os custos computacionais para a obtenção da solução ótima. Entretanto, estes modelos aproximados podem subestimar ou sobreestimar o impacto da GD no desempenho da rede de distribuição.

1.5 Motivação desta Pesquisa

A partir da revisão bibliográfica realizada na subseção 1.4.1 pode-se observar que tradicionalmente a reconfiguração de redes de distribuição vem sendo realizada com o objetivo de minimizar as perdas nos alimentadores, melhorar o perfil de tensão e balancear as cargas entre alimentadores. No entanto, as metodologias propostas para atender a estes objetivos não incluem o impacto da reconfiguração nos índices de confiabilidade do sistema. Deste modo, é oportuno desenvolver metodologias que possam incorporar restrições de confiabilidade na reconfiguração de redes de distribuição.

Além disso pode-se observar na subseção 1.4.2 que as metodologias existentes para alocação ótima de geração distribuída, na sua grande maioria, utilizam metodologias aproximadas para o cálculo das perdas e do custo de interrupção. Deste modo, é oportuno desenvolver algoritmos para alocação de geração distribuída que considerem modelos exatos do custo de interrupção e perdas elétricas. Além disso, é de grande importância a modelagem de restrições da rede (carregamento e queda de tensão) para identificar o impacto da geração distribuída operando de maneira interligada na rede de distribuição. Adicionalmente, a GD pode suprir áreas de um alimentador, que foram isoladas devido a uma falta e permanecem desernegizadas, durante a indisponibilidade da alimentação principal.

1.6 Objetivos desta Dissertação

Esta dissertação tem como objetivo desenvolver uma metodologia que avalie o impacto da alocação ótima de GD e da reconfiguração de redes de distribuição de energia

elétrica nos índices de confiabilidade das redes de distribuição com configuração radial. Esta avaliação é realizada considerando-se os seguintes aspectos:

- 1) Alocação de geração distribuída
 - 1.1) Custos de Interrupção: foram calculados considerando-se o impacto de restrições de rede (carregamento e queda de tensão);
 - 1.2) Custos das perdas elétricas: foram calculadas através do Método Soma de Potência;
 - 1.3) Custos de compra de energia;
 - 1.4) Custos de energia não faturada: foram calculados através do Método Análítico de Enumeração de Estados;
- 2) Reconfiguração da rede de distribuição
 - 2.1) Restrições de confiabilidade: foram modeladas através do Método Análítico de Enumeração de Estados;
 - 2.2) Sobrecarga nos alimentadores: foi verificada através das correntes nos circuitos;
 - 2.3) Perfil de tensão: foi verificado a partir das tensões nas barras, calculadas através do Método Soma de Potência;
 - 2.4) Radialidade da rede de distribuição;

Os problemas de alocação de geração distribuída e de reconfiguração de redes foram resolvidos utilizando os Métodos de Algoritmos Genéticos e de Busca Tabu, respectivamente. O método de Busca Tabu foi utilizado para a solução do problema de reconfiguração de redes devido ao fato de que este não gera um grande número de configurações ineficazes (redes malhadas e componentes isolados) durante o processo de busca. Ou seja, o algoritmo de Busca Tabu preserva a restrição de radialidade durante o processo de otimização. Esta restrição limita à aplicação de outros métodos de otimização, tais como algoritmos genéticos, estratégias evolutivas, etc., na solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição.

1.7 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é dividida em oito capítulos:

- Capítulo 1:** Contém uma introdução geral e a revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados com a reconfiguração de redes e a alocação ótima de geração distribuída.
- Capítulo 2:** Apresenta uma abordagem dos métodos de fluxo de carga para redes de distribuição de energia elétrica e o algoritmo do fluxo de carga utilizado para obter os resultados com a metodologia proposta.
- Capítulo 3:** Apresenta a modelagem das restrições da rede durante o processo de restauração.
- Capítulo 4:** Descreve o Método Analítico de Enumeração de Estados utilizado nesta dissertação para o cálculo dos índices de confiabilidade, e descreve como obter o custo de interrupção.
- Capítulo 5:** Descreve a modelagem da geração distribuída no cálculo da confiabilidade de redes de distribuição.
- Capítulo 6:** Apresenta a formulação dos problemas de reconfiguração e alocação de GD, com suas respectivas metodologias de solução.
- Capítulo 7:** Apresenta os resultados obtidos com os modelos propostos, usando dois sistemas da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR).
- Capítulo 8:** Apresenta a conclusão do trabalho desenvolvido e sugestões para trabalhos futuros.

2. Fluxo de Carga

2.1 Introdução

O estudo de fluxo de carga consiste na solução de regime permanente de uma rede elétrica de potência para uma dada condição de carga e geração, em outras palavras, consiste essencialmente na determinação do estado (tensões complexas nas barras), da distribuição dos fluxos (potências ativas e reativas que fluem nas linhas e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse, tais como: ajustes de taps de transformadores, injeções de potência ativa em barras de geração e aberturas angulares em transformadores defasadores [24]. Esse tipo de estudo é muito importante para a representação de condições limites na operação da rede, como por exemplo: análise de contingências (perda de um ou mais componentes do sistema), a operação em carga máxima, carga mínima, etc.

Por se tratar de uma solução em regime permanente, o problema de fluxo de potência é modelado por um conjunto de equações e inequações algébricas. Essas equações e inequações são não-lineares pelo fato da geração e cargas serem, em parte, modeladas como fontes de potência constante em funções das tensões nodais.

2.2 Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Radiais

Estudos de fluxo de carga através de computador digital para planejamento e operação de sistemas de potência são práticas largamente utilizadas já faz bastante tempo, em planejamento e operação de sistemas de energia elétrica. Porém, os estudos de fluxo de carga em redes de distribuição, mais especificamente, o desenvolvimento de fluxo de carga para sistemas radiais de distribuição é assunto de grande interesse. Este interesse é devido ao fato de que em redes de distribuição radiais é possível desenvolver algoritmos especializados para explorar a topologia destes sistemas.

Os métodos mais utilizados na literatura para o cálculo de fluxo de carga

em redes de transmissão, tais como os métodos de Newton Raphson e Desacoplado Rápido [25], não apresentam desempenho adequado em estudos de redes de distribuição radiais. Esse fato resulta das características particulares das redes de distribuição tais como: a baixa relação reatância/resistência dos parâmetros dos alimentadores e trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves e “jumpers”). Essas características podem resultar nos seguintes problemas de convergência para os métodos de Newton e Desacoplado Rápido: número elevado de iterações para estimar a solução ou divergência do processo iterativo, ou seja, crescimento excessivo dos resíduos de potência. Além disso, o esforço computacional associado com estes métodos devem ser evitados para redes de distribuição (esforço associado com a fatoração de matrizes, solução de sistemas de equações, etc.).

Métodos considerados eficientes para a solução do problema de fluxo de carga em redes de distribuição radiais estão disponíveis na literatura especializada [26], esses métodos estão divididos em duas grandes categorias:

- Métodos de Varredura Progressiva-Regressiva (VPR);
- Métodos baseados na fatoração da matriz admitância nodal.

Os primeiros são recomendados, principalmente, para sistemas puramente radiais embora possam ser utilizados em redes com poucas malhas (fracamente malhados). Nestes métodos, a rede é representada por uma árvore orientada, onde sua raiz corresponde à subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos da árvore estão associados com as laterais que partem do tronco. Os métodos de VPR consistem basicamente de dois passos: estimação dos fluxos de corrente ou potência nos ramos e o cálculo das tensões. Inicialmente, os fluxos de corrente ou potência nos ramos são calculados partindo-se dos nós extremos em direção ao nó raiz, e usando uma estimativa inicial de tensões nodais. Este procedimento é denominado Varredura Regressiva (VR). A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz e do valor conhecido da tensão nessa barra, recalculam-se os valores de tensão das barras da rede partindo-se do nó raiz em direção aos nós extremos. Este procedimento é denominado Varredura Progressiva (VP). A VPR é repetida até que não hajam variações significativas nas magnitudes das tensões nodais entre duas iterações consecutivas. As principais versões do método de VPR são:

- Método de Soma de Correntes. A VP é em função dos fluxos de correntes [27];
- Método de Soma de Potências. A VP é em função dos fluxos de potência [17, 28, 29];

- Método de Soma de Admitâncias. A VP é baseada em admitâncias equivalentes de Norton [30].

Os métodos baseados na fatoração da admitância nodal [31] utilizam uma formulação mais adequada para sistemas malhados. Baseiam-se na formação da matriz de admitância nodal (Y) e injeções de correntes equivalentes (I^{eq}) para modelar a rede elétrica. As tensões nodais (E) são estimadas usando-se os fatores triangulares da matriz admitância para resolver os sistema de equações $YE = I^{eq}$. Nos métodos baseados na fatoração da matriz Y , o efeito da fonte e das cargas é representado separadamente por superposição.

Nesta dissertação, o método de Soma de Potências foi utilizado em todas as análises de fluxo de carga. Este método foi selecionado devido as seguintes vantagens:

- 1) Características de convergência mais robustas que os métodos de Soma de Corrente e Soma de Admitâncias;
- 2) Modelagem mais precisa de geradores distribuídos (injeção negativa de potência);
- 3) Facilidade de implementação do método;

Uma descrição mais detalhada do método de soma de potências é apresentada na seção seguinte.

2.3 Método Soma de Potências

Nesta seção apresenta-se o método de fluxo de potência utilizado para a análise de sistemas de distribuição primários. Este método em sua implementação utiliza uma abordagem orientada a ramos para melhorar o desempenho numérico. Neste contexto, o método soma de potência também é chamado fluxo de carga orientado a ramos. Este método estima as tensões nodais e fluxos de potências nos ramos, de forma iterativa, usando o procedimento de VPR. Inicialmente, os fluxos de potência nos circuitos são calculados usando o procedimento de VR. Em seguida as tensões nodais são estimadas usando-se o procedimento de VP. As VPR são realizadas usando-se a informação pai-filho associada com uma dada configuração do sistema. Esta informação é ilustrada na Figura 3, onde as linhas sólidas estão associadas com os pais dos componentes e as linhas tracejadas com os filhos. Nesta figura, o parente de um componente é definido como o primeiro componente à jusante do componente em questão, considerando-se o fluxo no

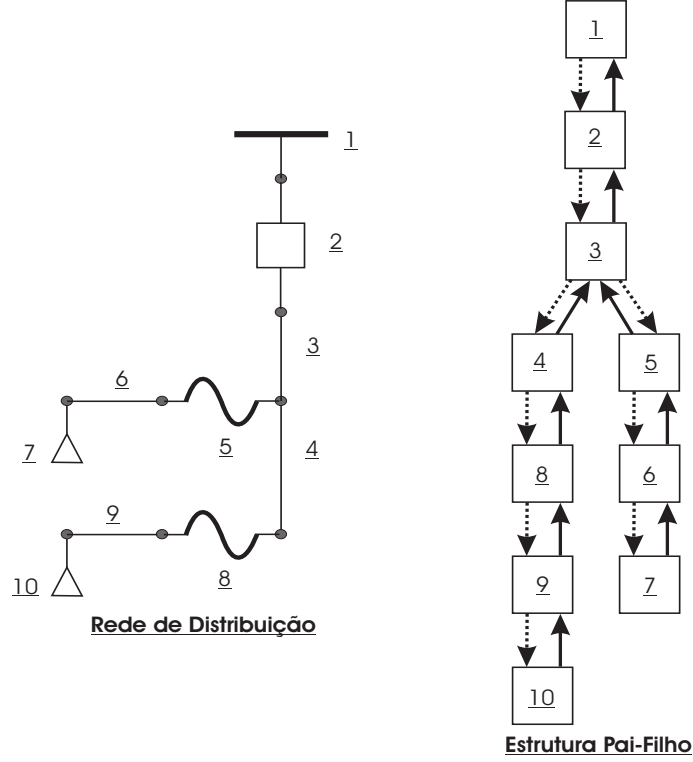


Figura 3: Estrutura pai-filho para um sistema de distribuição.

sentido fonte-carga. Por outro lado, os filhos de um componente são definidos como os primeiros componentes à jusante do componente em questão, considerando-se também o fluxo no sentido da fonte-carga.

O cálculo dos fluxos nos ramos se baseia nas seguintes equações recursivas [17, 29]:

1) Varredura Regressiva

$$P_{i,k} = P_k^{eq} + r_{i,k} \times \frac{P_k^{eq^2} + Q_k^{eq^2}}{V_k^2} \quad (2.1)$$

$$Q_{i,k} = Q_k^{eq} + x_{i,k} \times \frac{P_k^{eq^2} + Q_k^{eq^2}}{V_k^2} \quad (2.2)$$

2) Varredura Progressiva

$$V_k^2 = V_i^2 - 2(P_{i,k}r_{i,k} + Q_{i,k}x_{i,k}) + (P_{i,k}^2 + Q_{i,k}^2) \frac{(r_{i,k}^2 + x_{i,k}^2)}{V_i^k} \quad (2.3)$$

Onde as variáveis usadas acima nas equações são mostradas na Figura 4:

$$P_k^{eq} = \sum_{l \in \Omega_k} P_{k,l} + P_k^d \quad (2.4)$$

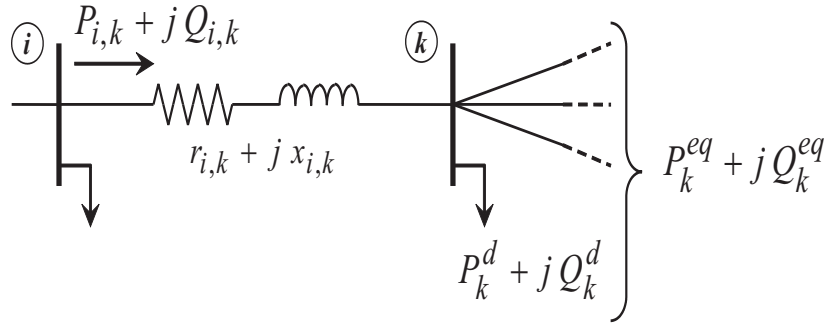


Figura 4: Circuito usado para a VPR

$$Q_k^{eq} = \sum_{l \in \Omega_k} Q_{k,l} + Q_k^d \quad (2.5)$$

P_i^d é a carga ativa conectada à barra i ;

Q_i^d é a carga reativa conectada à barra i ;

$P_{i,k}$ é o fluxo de potência ativa no ramo entre a barra i e a k ;

$Q_{i,k}$ é o fluxo de potência reativa no ramo entre a barra i e a k ;

Ω_k é o conjunto de nós à jusante do nó k ;

$r_{i,k}$ e $x_{i,k}$ é a resistência e a reatância associada com o ramo entre os nós i e k respectivamente;

Para melhor ilustrar o processo iterativo do método soma de potência, a Figura 5 apresenta os passos descritos anteriormente.

Os métodos de VPR têm custos computacionais menores que os métodos de fluxo de carga baseados em formulações matriciais (Newton, Desacoplado Rápido e métodos baseados na fatoração da matriz Y). Esta vantagem é devido ao fato de que os métodos VPR exploram a estrutura radial da rede de distribuição. Apesar disso, estes métodos podem resultar em elevados custos computacionais em aplicações que exigem a solução de grande número de estudos de fluxo de carga, como por exemplo: a minimização das perdas e a análise de contingências em estudos de confiabilidade. Nestes casos, o elevado custo computacional está associado com o cálculo iterativo das tensões e fluxos na rede de distribuição. Este custo computacional pode ser reduzido utilizando-se versões aproximadas do método de VPR. Nos métodos de VPR aproximados, as tensões e fluxos na rede de distribuição são estimadas com uma única VPR. Nesta dissertação, os métodos de VPR aproximados foram utilizados na análise de contingências em estudos de confiabilidade. Na versão aproximada do método de VPR, usada nesta dissertação, os fluxos de potência nos circuitos e as tensões nodais são calculados através das seguintes

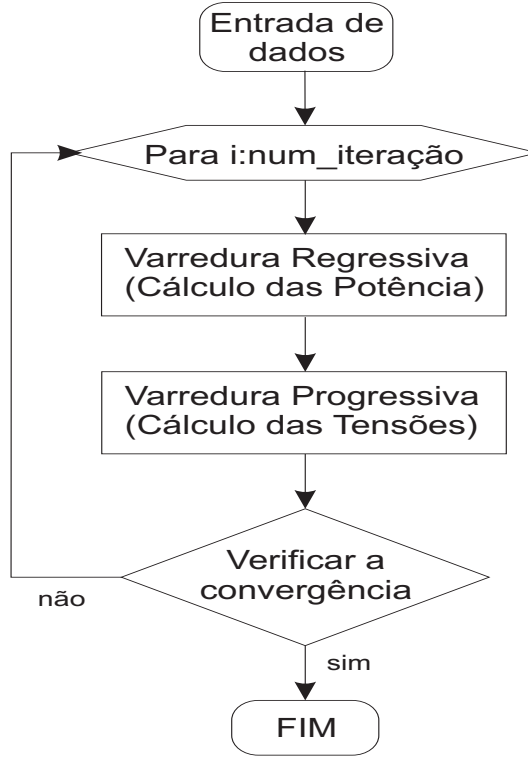


Figura 5: Fluxograma do método soma de potências.

expressões:

- Varredura Regressiva

$$P_{i,k} \approx \sum_{l \in \Gamma_k} P_l^d + P_k^d \quad (2.6)$$

$$Q_{i,k} \approx \sum_{l \in \Gamma_k} Q_l^d + Q_k^d \quad (2.7)$$

- Varredura Progressiva

$$V_k^2 \approx V_i^2 - 2 \times (P_{i,k} \times r_{i,k} + Q_{i,k} \times x_{i,k}) \quad (2.8)$$

Onde Γ_k é o conjunto de nós à jusante do nó k ;

As equações simplificadas (2.6)-(2.8) foram obtidas desconsiderando-se o termo de segunda ordem associado com $P_{i,k}$ e $Q_{i,k}$ das equações (2.1)-(2.3), respectivamente. Desta forma, P_k^{eq} (Q_k^{eq}) das equações (2.1)-(2.3), são os somatórios da potência ativa (reativa) das cargas à jusante do nó k , incluindo as potências P_k^d (Q_k^d).

3. Modelagem das Restrições da Rede de Distribuição Durante o Processo de Restauração

3.1 Introdução

Os dispositivos de proteção e isolamento existentes no sistema elétrico têm por objetivo restringir o impacto de um evento de falha sobre os demais componentes e consumidores. Geralmente, a atuação dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição radiais, causa a interrupção do fornecimento de energia nos pontos de carga à jusante da proteção. Estes pontos de carga podem ser restaurados através da abertura de dispositivos de isolamento à montante e à jusante da falta. A abertura do dispositivo de isolamento à montante da falta permite que a proteção, que operou para eliminar a falta, seja religada. Este procedimento restaura o fornecimento de energia para os pontos de carga entre a proteção e a chave à montante da falta. Por outro lado, a abertura do dispositivo de seccionamento à jusante da falta permite que os pontos de carga à jusante deste dispositivo sejam restaurados através de uma transferência de carga. Esta transferência de carga pode ser realizada quando existe uma chave NA que conecta o trecho à jusante do dispositivo abaixo da falta a um alimentador adjacente. As transferências de carga durante o processo de restauração podem causar violações de tensão ou sobrecargas nos alimentadores. Desta forma, é importante modelar as restrições da rede no cálculo dos índices de confiabilidade. Atualmente, a maioria das metodologias de avaliação da confiabilidade em redes de distribuição considera apenas as restrições de carregamento dos alimentadores [32, 33]. Todavia, durante o processo de restauração os pontos de carga podem experimentar severas quedas de tensão comprometendo a qualidade do fornecimento bem como o funcionamento adequado dos equipamentos ligados à rede. Para

se determinar corretamente todos os limites técnicos, é necessário uma análise do fluxo de potência para todas as possíveis contingências do sistema, o que pode ser inviável computacionalmente. Entretanto, este trabalho traz uma modelagem aproximada das restrições de carregamento e dos níveis de tensão, com razoável precisão, contribuindo para uma avaliação mais realista da confiabilidade em sistemas de distribuição uma vez que, os aspectos de operação destes sistemas são representados de forma mais exata [34]. As seções seguintes apresentam a modelagem das restrições da rede, no cálculo de índices de confiabilidade, utilizada nesta dissertação. Esta modelagem é baseada na combinação de métodos de VPR aproximados com técnicas de compensação. Além disso, a metodologia proposta é comparada com modelos exatos de restrições da rede com o objetivo de demonstrar a precisão e a eficiência computacional da metodologia proposta.

3.2 Modelagem das Restrições da Rede Usando o Modelo Exato

A identificação das violações de tensão e sobrecargas no estado pós-restauração exige uma modificação da estrutura de dados usada pelo algoritmo de fluxo de potência apresentado na Seção 2.3. Esta modificação consiste basicamente em gerar os pais e os filhos dos componentes para a nova configuração do sistema. Entretanto, este procedimento tem um alto custo computacional. Este custo computacional pode ser reduzido observando-se que, apenas as informações pai/filho dos componentes entre a chave normalmente aberta (NA) e a chave normalmente fechada (NF) à jusante da falta serão modificadas [6].

A modificação na estrutura de dados após a reconfiguração da rede é ilustrada na Figura 6. Antes da reconfiguração, os fluxos de potência fluem da chave S1 para a chave S2. Após a reconfiguração ser realizada, os fluxos nos ramos são invertidos, ou seja, os fluxos de potência fluem da chave S2 para a chave S1. Este fato exige uma modificação na estrutura de dados em dois conjuntos de componentes:

- 1) $P=L3,L2,L1$ é o conjunto de componentes no caminho entre S1 e S2 e P_i é o elemento i do conjunto P;
- 2) $D=L4,L5,L6$ é o conjunto de componente conectados em P;

As modificações na estrutura de dados para os componentes dos conjuntos

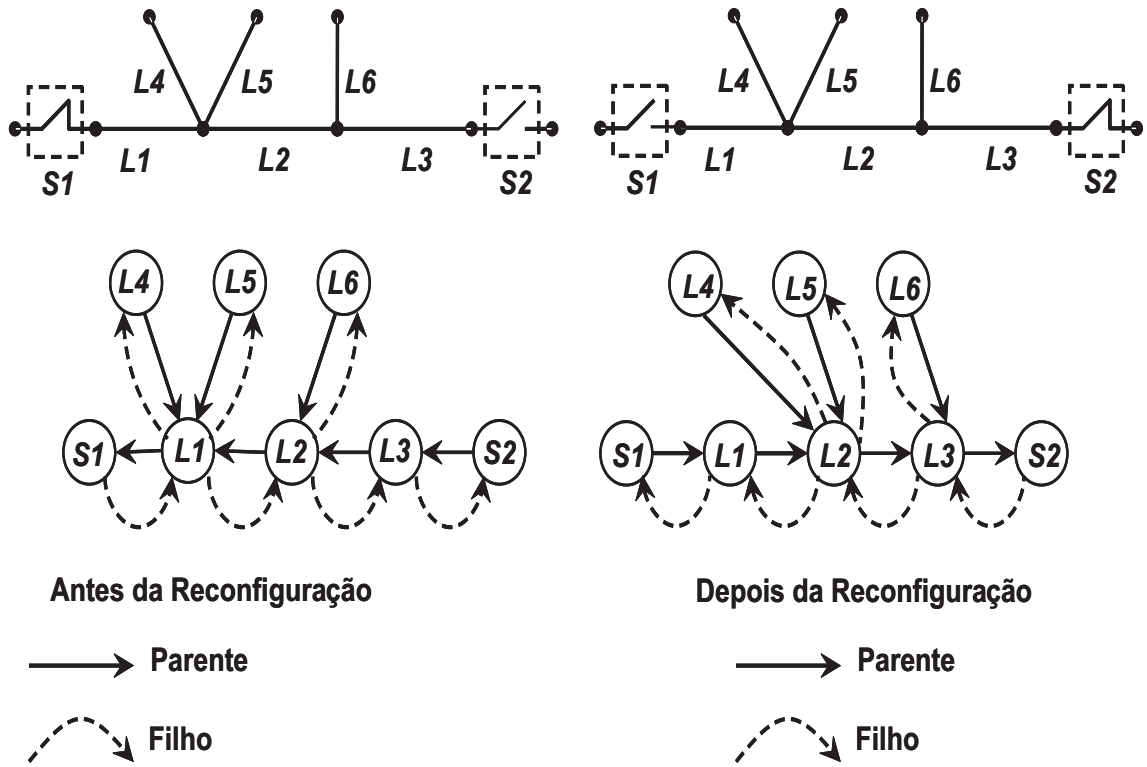


Figura 6: Modificações na estrutura de dados após uma reconfiguração.

P e D são feitos da seguinte forma:

- 1) Defina o pai do primeiro componente de P como sendo igual a chave NA que será fechada:

$$Pai(P_1) = S_2, \text{ onde } Pai(P_1) \text{ é o pai do componente } P_1.$$

- 2) Defina os filhos da chave NA que será fechada:

Execute os passos 2.1 e 2.2 para $i = 1, \dots, Nfilho(P_1)$, onde $Nfilho(P_1)$ é o número de filhos do componente P_1 .

2.1) $Filho(S_2, i) = Filho(P_1, i)$, onde $Filho(S_2, i)$ é o filho i do componente S_2

2.2) Adicione o componente P_1 na lista de filhos da chave S_2

- 3) Execute os passos 3.1 – 3.6 para $i = 2 : |P|$, onde $|P|$ é número de componentes do conjunto P

3.1) $Pai(P_i) = P_{i-1}$

3.2) Execute os passos 3.3 – 3.5 para $j = 1 : Nfilho(P_i)$

3.3) $k = filho(P_{i-1})$

$$3.4) \text{ Filho}(P_{i-1}, 1) = k$$

$$3.5) \text{ Pai}(k) = P_{i-1}$$

3.6) Adicione o componente P_i na lista de filhos do componente P_{i-1}

Após implementadas as modificações descritas acima o estado de pós restauração pode ser obtido usando o fluxo de potência apresentado na Seção 2.3 [17], usando a versão aproximada ou a versão exata para o cálculo do estado da rede.

3.3 Modelagem das Restrições da Rede Usando a Técnica de Compensação

Neste trabalho, a modelagem de restrições de queda de tensão durante o processo de restauração baseia-se em uma versão aproximada do método de soma de potências calculado através das equações (2.6)-(2.8) da seção 2.3. Estas equações reduzem o custo computacional do processo iterativo do método soma de potências. Além disso, fica excluída a necessidade de se fazer uma atualização na estrutura de dados para uma VPR no sistema reconfigurado. Este passo é o principal componente do custo computacional associado com a técnica de atualização da árvore. Esta desvantagem da técnica de atualização da árvore pode ser contornada usando-se a técnica de compensação. A técnica de compensação é usada para estimar os fluxos de potência em sistemas reconfigurados. Após serem feitos a estimação destes fluxos, as tensões nodais podem ser calculadas usando-se uma única VP com a mesma estrutura da condição do caso base. Isto é, para se obter o estado de pós restauração não é necessário modificar a estrutura de dados e executar uma VR. Os procedimentos da técnica de compensação usados neste trabalho são demonstrados através de um sistema exemplo ilustrado na Figura 7.

Esta figura apresenta uma falta em um ramo entre os nós 4 e 5. Esta falta é isolada pela abertura das chaves NF1 e NF2. Após a falta ter sido isolada, a transferência de carga para o alimentador 2 pode ser realizada através do fechamento da chave NA1. Quando a transferência de carga estiver concluída, os fluxos nos circuitos são estimados da seguinte forma:

a) Calcular o fluxo nos circuitos nas seções entre o dispositivo de seccionamento localizado à montante da falta e o ponto de suprimento: (Fluxo do caso base) - (Fluxo no dispositivo de isolamento, chave NF1, à montante da falta), onde o Fluxo do caso base é o fluxo

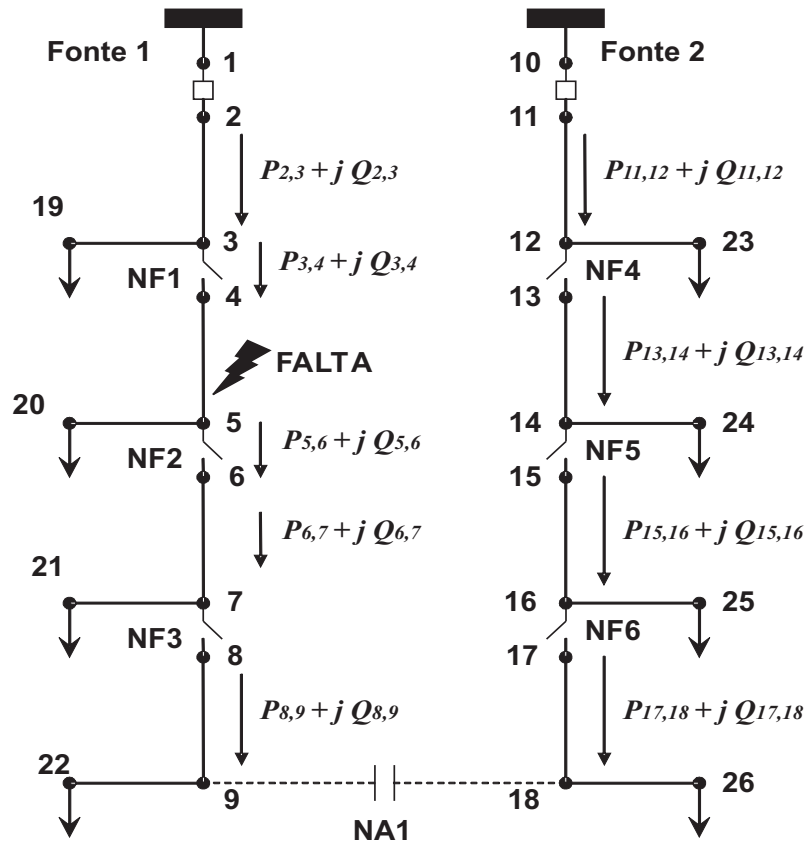


Figura 7: Sistema usado para demonstrar a técnica de compensação.

estimado na configuração original;

b) Calcular o fluxo nos circuitos nas seções entre o nó terminal energizado (nó 18) da chave NA1 e o ponto de suprimento (fonte 2): (Fluxo do caso base) + (Fluxo no dispositivo de isolamento à jusante da falta);

c) Calcular o fluxo nos circuitos nas seções entre o dispositivo de chaveamento à jusante da falta (chave NF2) e o nó terminal desenergizado (nó 9) da chave NA1 (Fluxo no dispositivo de isolamento à jusante da falta) - (Fluxo do caso base);

A Figura 8 mostra a distribuição dos fluxos para os procedimentos descritos acima. É importante notar que os fluxos nos ramos permanecem inalterados, visto que o modelo de fluxo de carga simplificado é apenas em função da carga total suprida por estes ramos, ou seja, as perdas não são consideradas. Após ser realizada a técnica de compensação, as tensões nos nós são calculadas usando-se os seguintes procedimentos:

- 1) Calcular as tensões nos nós entre o ponto de suprimento (fonte 1) e o dispositivo de isolamento à montante da falta (chave NF1), usando a busca à jusante, onde esta busca à jusante é realizada partindo-se do nó raiz (fonte 1 ou fonte 2) em direção aos nós extremos (nós que se encontram no fim de um alimentador);

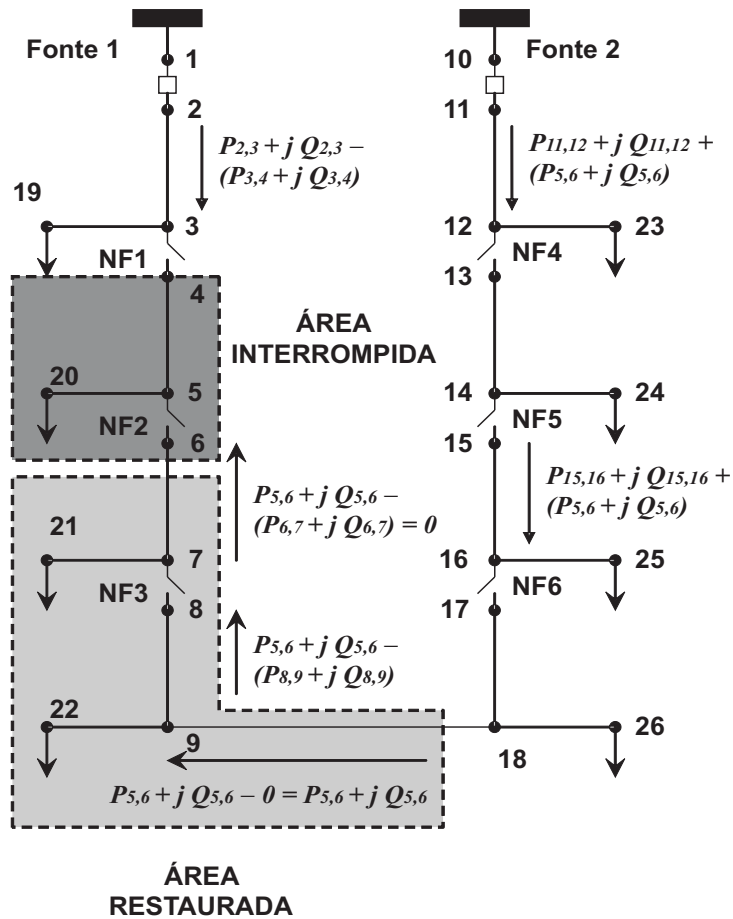


Figura 8: Distribuição dos fluxos para o estado de pós-restauração

- 2) Calcular as tensões nos nós na área entre o nó terminal desenergizado da chave NA1 (nó 9) e o dispositivo de isolamento à jusante da falta (chave NF2), usando a busca à montante, onde esta busca é realizada partindo-se de um componente da rede de distribuição especificado em direção ao nó raiz;
- 3) Calcular as tensões nos nós, através da busca à jusante, iniciando-se do dispositivo de isolamento à jusante da falta (chave NF2) até a chave NA1 (área restaurada). Neste passo, as tensões nos nós associados com os componentes visitados no passo 2 não serão calculados;
- 4) Calcular as tensões nos nós do alimentador usado como suprimento alternativo, considerando a busca à jusante;

Para estimar as tensões nos nós, as buscas à montante e à jusante usam a estrutura de dados associada com a condição do caso base. Em outras palavras, não é necessário modificar a informação pai/filho para estimar o estado do sistema reconfigurado. Após ter calculado as tensões nodais, as correntes de carga dos circuitos

podem ser estimadas da seguinte maneira:

$$I_{i,k} = \frac{(P_{i,k}^2 + Q_{i,k}^2)^{1/2}}{V_i} \quad (3.1)$$

Onde $I_{i,k}$ é a corrente no ramo entre os nós i e k . O passo principal da técnica proposta para avaliar os índices de confiabilidade com restrições da rede são descritos na Figura 9.

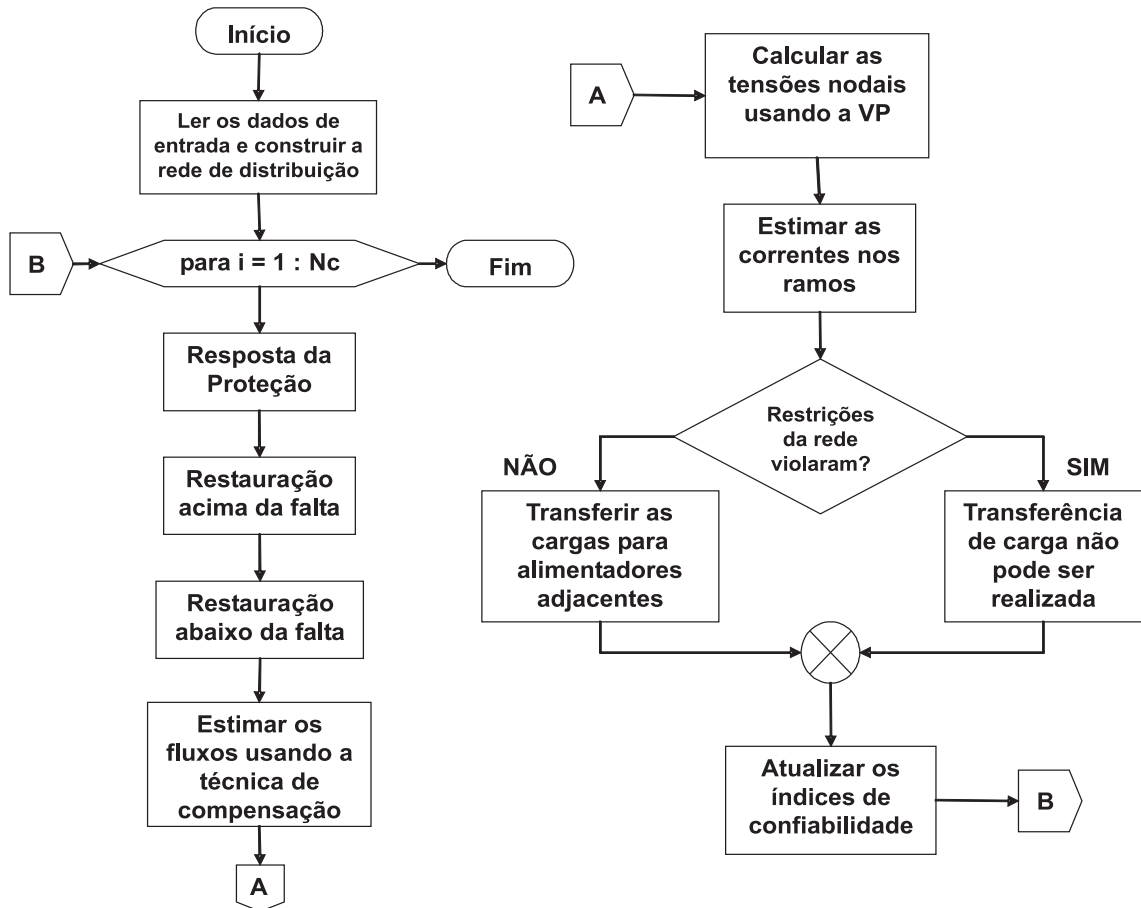


Figura 9: Fluxograma do algoritmo proposto para avaliar os índices de confiabilidade com restrições da rede, onde N_c é o número de componentes

O algoritmo descrito na Figura 9, tenta restaurar a máxima quantidade de carga possível. Entretanto, é possível eliminar restrições da rede restaurando-se quantidade de carga menores. Por exemplo, pode-se realizar transferências de carga abrindo-se sucessivamente chaves NF que estão no caminho entre a chave NA, usada na restauração, e o dispositivo de seccionamento à jusante da falta. Para cada uma destas transferências um fluxo de carga compensado é executado para identificar restrições da rede. A estratégia ótima de restauração é obtida quando uma configuração sem violações de restrições é gerada. Contudo, este procedimento de restauração resulta em um elevado custo computacional, visto que para cada configuração candidata é necessário realizar um

fluxo de carga compensado. Este componente do custo computacional torna mais crítico em aplicações que envolvem otimização.

A metodologia descrita acima tem três vantagens em relação a atualização da árvore usando o fluxo de potência exato:

- 1) Não é necessário modificar a estrutura de dados, isto é, a VPR é realizada usando-se as técnicas de compensação e a VP é realizada usando-se a informação pai/filho associado com o caso base;
- 2) O estado de pós restauração é obtido com uma iteração da VPR;
- 3) É necessário apenas uma VP para estimar as tensões nodais e as correntes de ramo;

Na seção seguinte é apresentada a validação do modelo das restrições da rede com a técnica de compensação e o modelo exato com atualização da árvore. Além disso, o tempo de execução para as duas técnicas serão comparados.

3.4 Validação dos Modelos de Restrições Durante o Processo de Restauração

Os modelos propostos neste trabalho para incluir restrições de queda de tensão e carregamento dos alimentadores no cálculo de índices de confiabilidade, foram validados em um sistema teste de oito alimentadores proposto na referência [6]. Os principais dados do sistema são apresentados nas Tabelas 1 e 2. A Figura 10 apresenta o diagrama unifilar do sistema teste, que é composto por oito alimentadores idênticos aquele mostrado na Figura 11. Na Figura 11 ilustra o diagrama unifilar detalhado de um dos oito alimentador do sistema teste. Este diagrama apresenta os pontos de carga, dispositivos de proteção e seccionamento. O sistema teste com oito alimentadores foi escolhido com o propósito de avaliar o desempenho computacional e mostrar a diferença do tempo de execução para cada algoritmo em estudo, considerando os modelos propostos. Conseqüentemente, a avaliação do custo computacional de cada algoritmo em estudo será obtido com mais precisão.

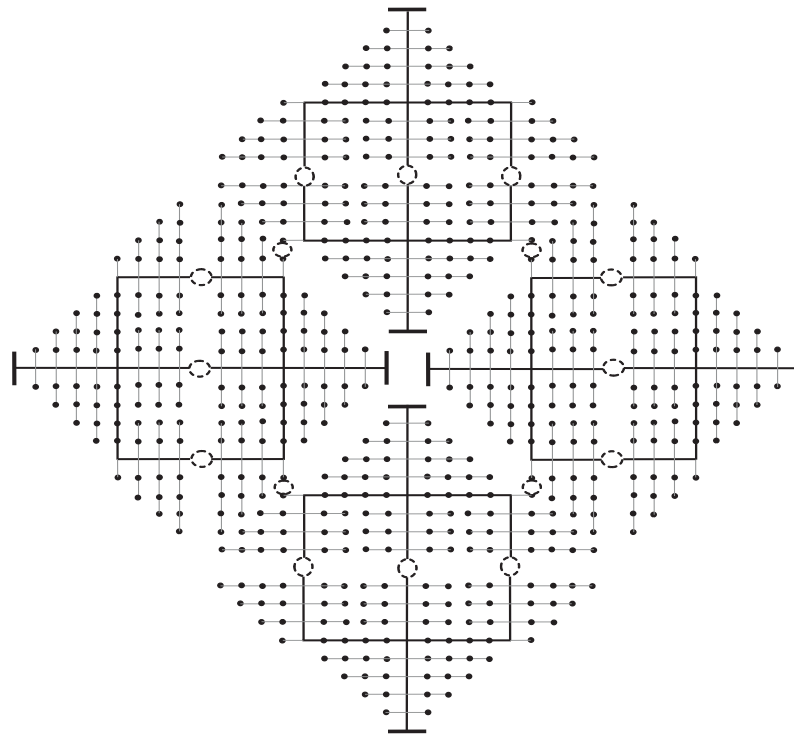


Figura 10: Diagrama unifilar do sistema teste.

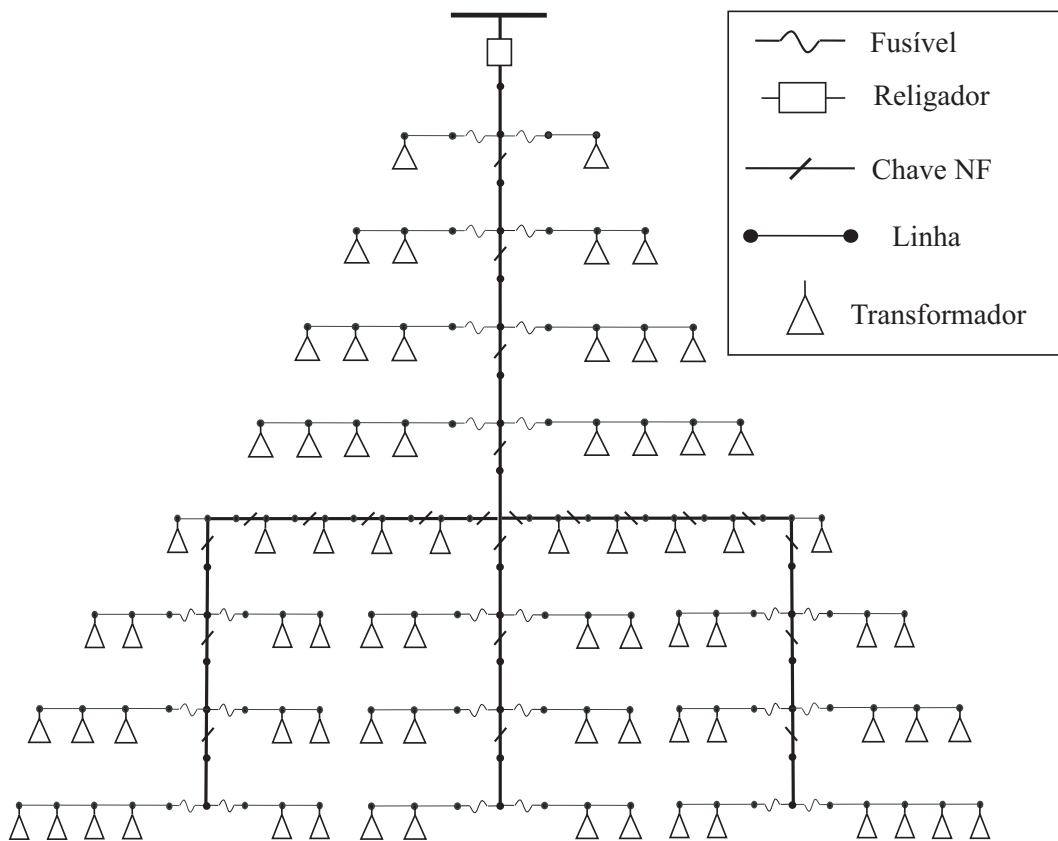


Figura 11: Diagrama unifilar de um alimentador referente ao sistema teste.

Tabela 1: Dados de carga do sistema teste.

Pico de Carga do Sistema (kW)	8.000
Fator de Potência	0,95
Potência Ativa de Cada Ponto de Carga (kW)	131,944

Tabela 2: Dados de impedância do sistema teste.

Parâmetro	Alimentador Principal	Lateral
Resistência (Ω/mi)	0,1688	1,12
Reatância (Ω/mi)	0,5908	0,8334
Capacidade (A)	770,0	230,0
Comprimento de Cada Seção (milha)	0,15	0,758

3.4.1 Avaliação da Precisão e do Desempenho Computacional do Modelo Proposto

O desempenho computacional do algoritmo descrito na Seção 3.3 foi realizado comparando o seu tempo de execução com o tempo de execução do algoritmo descrito na Seção 3.2. Os tempos de execução associado com o modelo exato com a atualização da árvore e a técnica de compensação são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Diferença entre os tempos computacionais para os modelos de restauração.

Técnica	Tempo Computacional (Segundos)
Modelo exato com atualização da árvore	7,4455
Técnica de compensação	1,3051

A partir desta Tabela, nota-se que a técnica de compensação é aproximadamente seis vezes mais rápida do que o modelo exato com a atualização da árvore. Este fato, demonstra que a técnica de compensação pode incluir as restrições da rede na avaliação da confiabilidade de rede de distribuição, com um baixo custo computacional. As tensões no estado de pós-restauração foram calculadas através das técnicas de compensação e dos modelos com atualização de árvore. Os resultados mostram que a técnica de compensação apresenta uma precisão aceitável. O histograma de erro para as contingências avaliadas no sistema teste é mostrado na Figura 12.

A Tabela 4 apresenta alguns índices estatísticos associados com os erros da tensão nodal. A partir destes resultados, nota-se que são pequenos os erros entre as

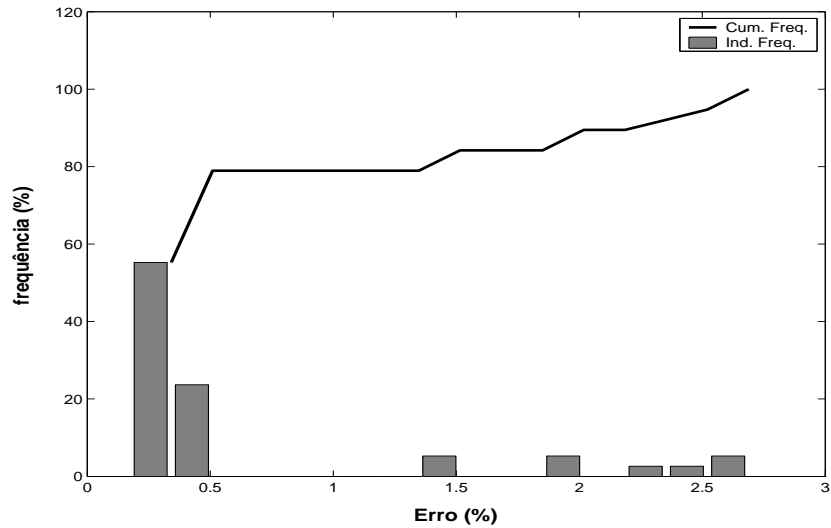


Figura 12: Histograma de erro das tensões nodais.

técnicas de compensação e o modelo exato. Isto demonstra que a técnica de compensação pode modelar as restrições de rede na avaliação da confiabilidade de rede de distribuição com uma precisão aceitável. Por estas razões, a técnica de compensação foi utilizada neste trabalho.

Tabela 4: Índices estatísticos associados com os erros relativos (em porcentagem) das tensões nodais.

Valor Médio	0.6684
Desvio Padrão	0.7732
Valor Mínimo	0.1739
Valor Máximo	2.6891
Quartil Inferior	0.2309
Mediana	0.3408
Quartil Superior	0.4040

4. Análise de Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais

4.1 Introdução

Em virtude da sociedade moderna ter se tornado muito dependente de energia elétrica, ela espera que esta energia seja continuamente disponível. É impossível se planejar, construir e operar um sistema de potência que tenha probabilidade de falha zero. A função básica de um sistema de potência é, portanto, fornecer energia elétrica aos consumidores o mais economicamente possível e em níveis aceitáveis de continuidade e qualidade. A qualidade do fornecimento de energia elétrica é usualmente medida em termos de valores aceitáveis de tensão e frequência, enquanto que a continuidade do fornecimento de energia elétrica se refere ao fornecimento do serviço elétrico sem interrupções [35].

A capacidade de um sistema de potência fornecer energia elétrica em níveis adequados e seguros em qualquer período caracteriza a confiabilidade do sistema. De fato, há muitas variações na definição da confiabilidade. Uma definição que é amplamente aceita diz que [37]: Confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo, componente ou sistema realizar sua função adequadamente num período de tempo intencionado sob as condições de operação encontradas. Por esta razão, o estudo da confiabilidade é dividido em dois aspectos básicos: Adequação do sistema e Segurança do sistema [38]. A primeira se refere às condições de estado permanente enquanto que a última está relacionada a perturbações súbitas.

O estudo de confiabilidade é necessário nos estágios de planejamento e operação do sistema elétrico de modo a lhe assegurar um alto grau de confiabilidade em custos razoáveis [35]. No passado, a determinação do que seria um nível razoável de confiabilidade se baseava na experiência e vivência do engenheiro, para a partir daí fazer o

seu julgamento com relação ao nível de confiabilidade. É evidente que estes dois aspectos são importantes. No entanto, à medida que os sistemas se tornam mais complexos, devem ser considerados métodos mais criteriosos que se baseiem em técnicas matemáticas e teoria da confiabilidade. Estes métodos quantificam os índices de confiabilidade, que juntamente com a análise qualitativa permitem que se tenha um entendimento completo do sistema. Adicionalmente, deve-se levar em consideração que em função da recente reestruturação do sistema elétrico há necessidade de se ter justificativas detalhadas a respeito das novas exigências do sistema e dos níveis operacionais de confiabilidade. Uma indicação das exigências do órgão regulador Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é que a energia elétrica seja fornecida de acordo com os padrões mínimos estabelecidos, caso contrário à empresa de energia elétrica pagará ao usuário que tiver um fornecimento inadequado de energia elétrica, os valores fixados em legislação.

4.2 Índices de Confiabilidade

O sistema elétrico é uma área de infra-estrutura, estratégica portanto, não só para economia como para a qualidade de vida de toda população. A continuidade do bom fornecimento de energia elétrica torna-se uma questão cada vez mais importante, assim sendo, foram criados órgãos reguladores com a finalidade de controlar e fiscalizar as empresas do setor elétrico. Estes órgãos estabelecem indicadores de qualidade técnica que, quando violados, poderão resultar na aplicação de penalidades às empresas de distribuição [35].

Todavia estes indicadores mostram apenas o desempenho passado do sistema através de estatísticas, ou seja, não é possível utilizar essas técnicas para realizar previsões sobre o desempenho do sistema quando modificações na topologia, nos esquemas de proteção e chaveamento são realizados na rede elétrica. Uma alternativa para realizar esses estudos é a utilização de técnicas probabilísticas. Estas técnicas estimam o desempenho futuro da rede elétrica baseando-se na topologia e nos dados de falha dos componentes.

4.2.1 Índices Estatísticos

A ANEEL estabelece, através da Resolução ANEEL N. ° 24, de 27 janeiro de 2000, as disposições relativas à continuidade do fornecimento de energia elétrica,

nos seus aspectos de duração e frequência. Estes aspectos devem ser observados pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica (agente titular de concessão ou permissão federal para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica) às unidades consumidoras.

A continuidade do fornecimento de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras (qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição) e às unidades consumidoras individualmente consideradas. As concessionárias deverão apurar, para todos os seus conjuntos de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados [36]:

I. Duração Equivalente de Interrupção de Energia Elétrica por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade do fornecimento de energia elétrica, expressa em horas.

$$DEC = \frac{\sum_i C a_i \cdot t_i}{C_c} \quad [horas/ano] \quad (4.1)$$

II. Duração de Interrupção de Energia Elétrica Individual por Unidade Consumidora (DIC)

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade do fornecimento de energia elétrica, expressa em horas.

$$DIC = \sum_i t_i \quad [horas/ano] \quad (4.2)$$

III. Duração Máxima de Interrupção de Energia Elétrica Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

Tempo máximo de interrupção contínua, do fornecimento de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer, expressa em horas.

IV. Freqüência Equivalente de Interrupção de Energia Elétrica por Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, expressa em número de interrupções.

$$FEC = \frac{\sum_i Ca_i}{C_c} \quad [falhas/ano] \quad (4.3)$$

V. Freqüência de Interrupção de Energia Elétrica Individual por Unidade Consumidora (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora, expressa em número de interrupções.

$$FIC = n \quad [falhas/ano] \quad (4.4)$$

onde:

Ca_i = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento i , no período de medição;

t_i = Duração de cada evento i no período de medição;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

C_c = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado no final do período de medição;

n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de medição;

A ANEEL estabelece metas para padrões de continuidade (valor limite de um indicador de continuidade utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade medidos) e para os indicadores de continuidade, a serem seguidos pelas concessionárias mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.

4.2.2 Índices Probabilísticos

A avaliação preditiva da confiabilidade de um sistema de distribuição é geralmente associada com o desempenho do sistema nos pontos de carga dos consumidores. Os índices de confiabilidade para pontos de carga usados na avaliação da confiabilidade

de redes de distribuição são: a taxa de falha λ_i , a duração esperada das interrupções r_i e a indisponibilidade U_i associados com um ponto de carga i . Estes índices são calculados através das seguintes expressões [37]:

$$\lambda_i = \sum_{j \in F_i} \lambda_j^f \quad [falhas/ano] \quad (4.5)$$

$$U_i = \sum_{j \in F_i} \lambda_j^f r_{ij}^f \quad [horas/ano] \quad (4.6)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_{j \in F_i} \lambda_j^f r_{ij}^f}{\sum_{j \in F_i} \lambda_j^f} \quad [horas] \quad (4.7)$$

onde:

λ_j^f é a taxa de falha de um componente j ;

r_{ij}^f é o tempo de reparo de um ponto de carga i para uma falha no componente j ;

F_i é o conjunto de eventos de falha associados com o ponto de carga i ;

O índice λ_i representa a frequência de interrupção vivenciada pelos consumidores do ponto de carga i durante um período anual. O índice U_i representa a probabilidade dos consumidores conectados ao ponto de carga i sofrerem uma interrupção, durante um período anual. Se as unidades de tempo de λ_i e r_i são idênticas então o índice U_i é adimensional. Por outro lado, se as unidades de tempo de λ_i e r_i são distintas (λ_i é geralmente expresso em falhas por ano e r_i é dado em horas), então o índice U_i tem unidades associadas com os índices λ_i e r_i (por exemplo horas/ano). Esta forma dimensional descritiva é muito útil, pois representa o tempo médio de interrupção anual para os consumidores conectados a barra i . Os índices λ_i e U_i são equivalentes a estimativas dos índices estatísticos FIC e DIC, respectivamente.

Estes índices são importantes do ponto de vista dos consumidores individuais, porém eles não fornecem informações que caracterizem o desempenho total da rede de distribuição. Por exemplo, os mesmos valores dos índices λ_i , U_i e r_i devem ser obtidos independente do número de consumidores conectados a um ponto de carga ou do valor da carga média nos pontos de demanda. Desta forma é necessário utilizar índices adicionais para se avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição. Estes índices devem refletir a severidade e a abrangência das falhas dos componentes para todo a rede de distribuição.

Um conjunto de índices adicionais pode ser calculado usando-se os índices básicos λ_i , U_i e r_i para cada ponto de carga do sistema e considerando-se os aspectos

citados acima. Os índices mais utilizados na avaliação da confiabilidade das redes de distribuição são [37, 38]:

- 1) Freqüência média de interrupções do sistema (SAIFI - System Average Interruption Frequency Index);
- 2) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - System Average Interruption Duration Index);
- 3) Duração média das interrupções para o consumidor (CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index);
- 4) Energia não fornecida (ENS - Energy Not Supplied);
- 5) Energia média não fornecida (AENS - Average Energy Not Supplied);

Os índices de confiabilidade apresentados acima podem ser calculados da seguinte forma:

1) **SAIFI**

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in D} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in D} N_i} \quad [falhas/(consumidor.ano)] \quad (4.8)$$

Onde:

D é o conjunto de pontos de carga;

N_i é o número de consumidores no ponto de carga i ;

O índice SAIFI representa o número médio de interrupções por consumidor durante um período de estudo que em geral é de um ano. Este índice é equivalente a uma estimativa do índice estatístico FEC.

2) **SAIDI**

$$SAIDI = \frac{\sum_{i \in D} U_i N_i}{\sum_{i \in D} N_i} \quad [horas/(consumidor.ano)] \quad (4.9)$$

O índice SAIDI representa o tempo médio de interrupção por consumidor do sistema durante um período de estudo que em geral é de um ano. Este índice é equivalente a uma estimativa do índice estatístico DEC. O índice SAIDI é equivalente a estimativa do índice estatístico DEC.

3) CAIDI

$$CAIDI = \frac{\sum_{i \in D} U_i N_i}{\sum_{i \in D} \lambda_i N_i} \quad [horas/(consumidor.falhas)] \quad (4.10)$$

O índice CAIDI representa o tempo médio de interrupção por consumidor fora de serviço durante uma falha no fornecimento de energia elétrica. O índice SAIDI difere do índice CAIDI pois a duração estimada pelo SAIDI está associada com o tempo total de interrupção por consumidor, durante um período anual.

4) ENS

$$ENS = \sum_{i \in D} La_i U_i \quad [kWh/ano] \quad (4.11)$$

Onde:

$$La_i = \sum_{j \in C_i} La_{ij} \quad [kW] \quad (4.12)$$

La_i é a carga média conectada na barra i ;

La_{ij} é a carga média dos consumidores da classe j conectados à barra i ;

O índice ENS representa a energia não fornecida da rede de distribuição durante um período anual.

5) AENS

$$AENS = \frac{\sum_{i \in D} La_i U_i}{\sum_{i \in D} N_i} \quad [kWh/(consumidor.ano)] \quad (4.13)$$

O índice AENS representa a energia não fornecida por consumidor da rede de distribuição durante o período anual.

4.3 Método Analítico de Enumeração de Estados - (MAEE)

O MAEE calcula o impacto de cada contingência do sistema (faltas em linhas, transformadores ou dispositivos de proteção) e pondera este impacto baseado na frequência e duração desta contingência para obter índices de confiabilidade. O método de simulação analítica segue basicamente os seguintes passos:

- **Simulação Analítica:**

- 1) Seleção da contingência com taxa de falha λ ;
- 2) Simulação da resposta do sistema à contingência e cálculo do seu impacto em todos os componentes;
- 3) Ponderação do impacto da contingência por λ ;
- 4) Checa se todas as contingências foram avaliadas. Se não foram, seleciona-se uma nova contingência e retorna-se ao passo 2.
- 5) Fim;

O resultado da simulação analítica é o número esperado de interrupções e suas respectivas durações, para cada componente. O MAEE é em geral utilizado para a avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição que operam geralmente no seu estado normal e com a maioria das contingências ocorrendo de forma independente e mutuamente exclusivas. Com o MAEE é possível modelar detalhes físicos e características operacionais de redes de distribuição de energia elétrica.

A ocorrência de uma contingência em uma rede de distribuição é seguida por uma seqüência de eventos. Em função disto, cada contingência pode impactar diferentes consumidores de diferentes maneiras. No MAEE a modelagem da seqüência de eventos após uma contingência, permite avaliar as diferentes conseqüências de interrupções para os diferentes consumidores conectados ao sistema. A avaliação das contingências em redes de distribuição segue basicamente os seguintes passos [37]:

- 1) **Contingência:** uma falta ocorre no sistema;
- 2) **Acionamento de dispositivos de proteção:** dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis) atuam para eliminar a falta;
- 3) **Restauração de pontos de carga à montante da falta:** dispositivos de seccionamento à montante da falta, tais como chaves normalmente fechadas, desconectores (“jumpers”) e fusíveis, são abertos para isolar a falta. Esta operação permite que o dispositivo de proteção que atuou para eliminar a falta seja reinicializado e o fornecimento de energia para todos os consumidores, à montante da falta, seja restaurado;

- 4) **Restauração dos pontos de carga à jusante da falta:** outras seções que permanecem desenergizadas são isoladas com a abertura de dispositivos de seccionamento à jusante da falta. Esta operação permite que alguns consumidores localizados à jusante da falta possam ser restaurados através de caminhos alternativos pelo fechamento de chaves NA;
- 5) **Reparo:** o componente que sofreu a falta é consertado e o sistema retorna ao seu estado de pré-falta;

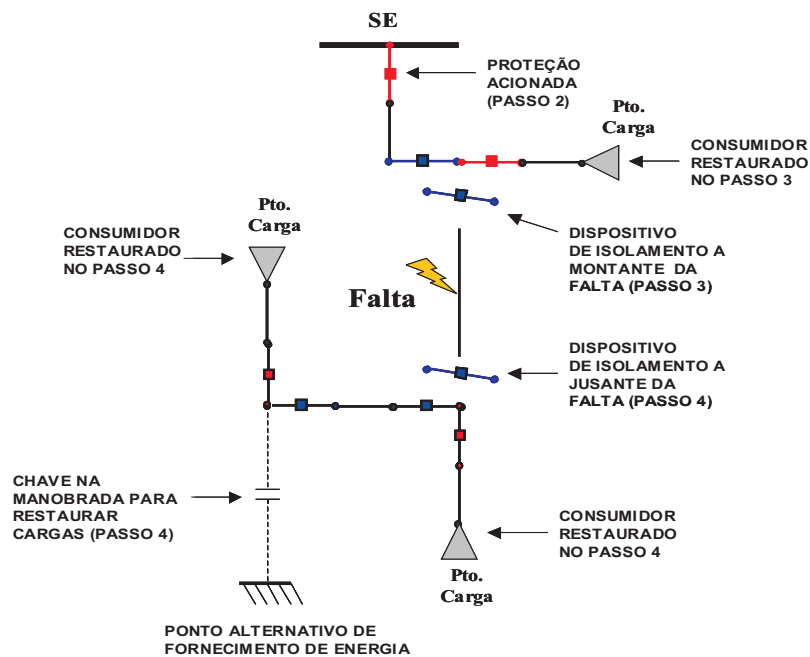


Figura 13: Sequência de avaliação das contingências.

Os procedimentos descritos nos passos 1-5 geram um conjunto de estados para cada contingência. Estes estados são caracterizados pela operação dos dispositivos de proteção e chaveamento, com seus correspondentes consumidores sendo energizados ou interrompidos. Na seção seguinte será apresentado como foi estimado os custos de interrupção esperado para os consumidores.

4.4 Custos da Confiabilidade

O processo de planejamento em redes de distribuição tem como objetivo estabelecer um equilíbrio entre custos e confiabilidade. A avaliação dos custos para se obter um certo nível de confiabilidade deve incluir não somente os custos de expansão da rede e as perdas de receita durante interrupções, mas também os custos de interrupção

experimentados pelos consumidores durante uma perda no fornecimento de energia. Desta forma, deve-se identificar um método racional e consistente para quantificar os custos de interrupção dos consumidores. A metodologia mais utilizada para estimar os custos de interrupção é o Método de Pesquisa ao Consumidor. O Método de Pesquisa ao Consumidor consiste em pesquisar diferentes grupos de consumidores para que estimem os custos diretos devido às interrupções de energia elétrica, considerando variações na duração e frequência da interrupção em diferentes horas do dia ou do ano [39]. Neste método, de modo a formular o custo de interrupção para toda a rede de distribuição, os custos para os vários consumidores são ponderados em termos do consumo do sistema e dos custos estimados. A principal vantagem da Pesquisa ao Consumidor é que o consumidor está na melhor posição para avaliar as perdas devido à interrupção de energia elétrica, e também perguntas podem ser formuladas no sentido de investigar informações específicas. Neste contexto, esta técnica foi utilizada neste trabalho.

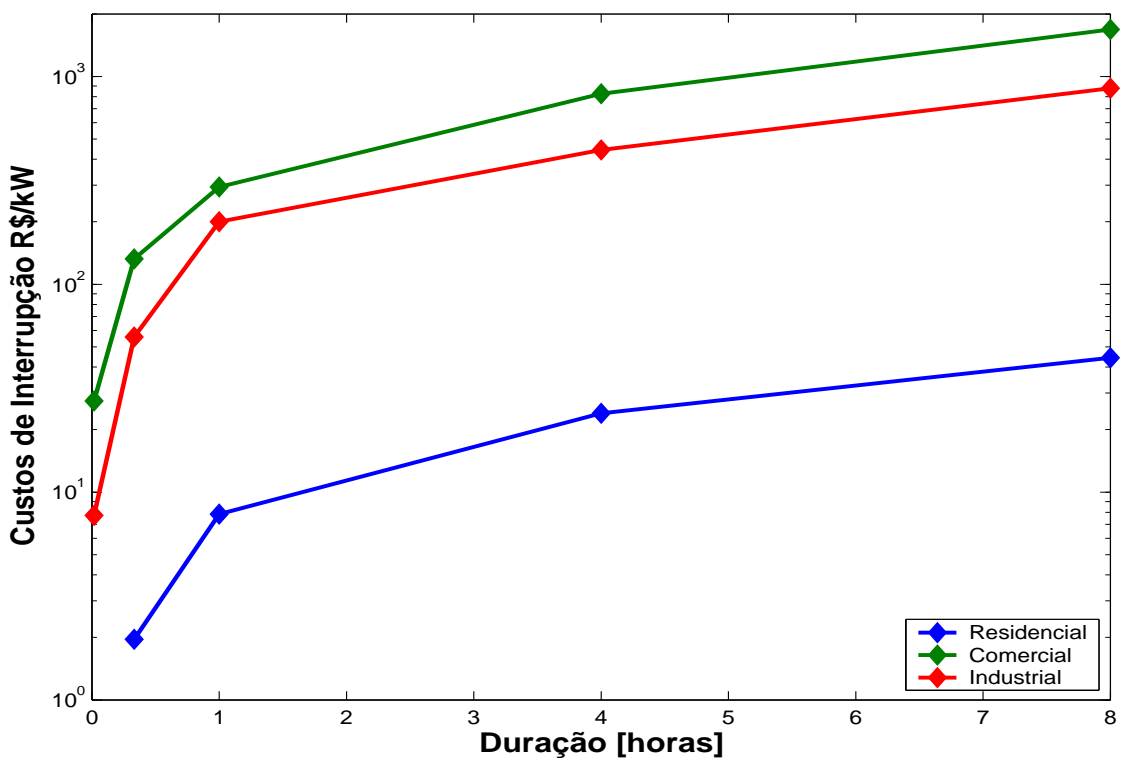


Figura 14: Curva dos custos de interrupção para os consumidores.

O principal resultado da Pesquisa ao Consumidor é a geração da Função Custo de Interrupção (FCI). A FCI relaciona a duração das interrupções com os custos associados para cada classe de consumidores. Geralmente, estes custos são normalizados pelo pico de carga ou pelo consumo anual de energia com o objetivo de utilizar a FCI no processo de planejamento. Na Figura 14 são apresentadas as FCI para as

classes Residencial, Comercial e Industrial, obtidas em uma Pesquisa ao Consumidor realizada em uma área do sistema de distribuição da Companhia Energética do Maranhão- (CEMAR) [35].

A FCI pode ser integrada com modelos probabilísticos de avaliação da confiabilidade para obter valores esperados e distribuição de probabilidade dos custos de interrupção [40]. Estes índices podem ser usados para avaliar os benefícios para os consumidores associados com uma dada alternativa de projeto. A estimação dos valores esperados dos custos de interrupção usando o MAEE é obtida da seguinte forma [35]:

$$CIEC = \sum_{i \in D} \sum_{j \in C_i} \sum_{k \in F_i} \bar{L}a_{ij}^k \lambda_k^f FCI_j(r_k^f) \quad (4.14)$$

onde:

$CIEC$ é o custo de interrupção esperado para os consumidores;

D é o conjunto de pontos de carga do sistema;

F_i é o conjunto de eventos de falhas associados com o ponto de carga i ;

C_i é o conjunto de classes de consumidores conectados a barra i ;

$\bar{L}a_{ij}^k$ é o valor do corte de carga na barra i , para os consumidores da classe j , devido ao evento de falha k ;

λ_k^f é a taxa de falha do evento de falha k ;

r_k^f é a duração do evento de falha k , representada por sua distribuição de probabilidade, em virtude da ocorrência aleatória de eventos de falha;

FCI_j é a Função Custo de Interrupção para a classe consumidora j ;

5. Modelagem de Geração Distribuída no Cálculo de Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição

5.1 Introdução

As chaves *NA* podem ser usadas para restaurar consumidores, durante o reparo de um componente defeituoso, através de transferências de carga para alimentadores adjacentes. Entretanto, se estes alimentadores tem pouca capacidade disponível, as transferências de carga podem causar violações de tensão ou carregamento. Uma alternativa para eliminar estas violações é a instalação de GD nos alimentadores. As GDs podem ser vistas como cargas negativas, que por sua vez reduzem o carregamento total do sistema e eliminam violações durante transferências de carga. Além disso, as GDs podem suprir cargas isoladas da falta quando não há chaves *NA* para realizar transferência de carga. Esta operação ilhada só tem impacto positivo quando a concessionária que a GD encontra-se conectada permitir o ilhamento intencional. Desta forma, a GD tem impacto significativo nos índices de confiabilidade associados com a duração das interrupções [41]. Devido a isto, é importante modelar a GD no cálculo de índices de confiabilidade de redes de distribuição. Nas seções seguintes, serão apresentadas as técnicas usadas nesta dissertação para modelar a GD no cálculo de índices de confiabilidade. Esta modelagem considerou dois aspectos da operação da GD no processo de restauração:

- A GD suprindo cargas isoladas da falta (operação ilhada);
- A GD eliminando violações durante uma transferência de carga (operação interligada);

5.2 Operação Ilhada e Interligada de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais

Na operação ilhada, os componentes isolados da falta podem ser restaurados se existir uma GD, com capacidade suficiente, conectada em alguma destas seções do sistema (Ilhamento intencional do sistema) [42]. Por outro lado à operação interligada, a GD pode melhorar o suporte de tensão e aliviar sobrecargas durante uma transferência de carga. Estes efeitos são incluídos no modelo de confiabilidade, considerando restrições da rede no processo de restauração.

A operação ilhada e interligada da GD na rede de distribuição, é demonstrada usando o sistema da Figura 15. O sistema é composto de dois alimentadores, seis pontos de carga, duas GDs, uma chave aberta ($NA1$) e seis chaves normalmente fechadas ($NF1, \dots, NF6$).

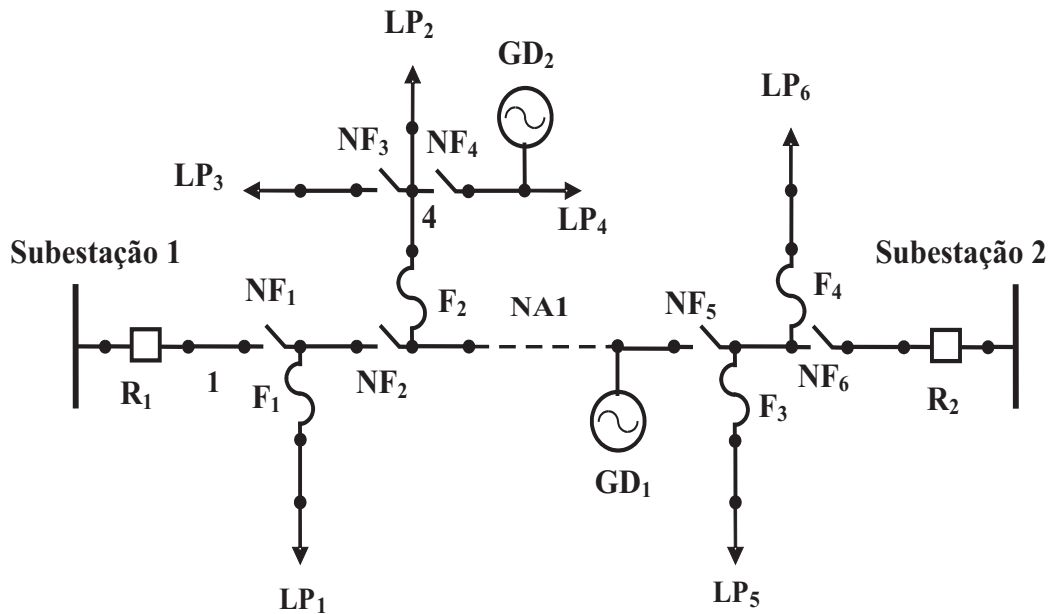


Figura 15: Sistema exemplo de uma rede de distribuição com GD.

A operação ilhada da GD na rede de distribuição é uma situação onde um ou mais geradores alimentam uma ilha intencional no sistema, após a alimentação principal ter sido interrompida por uma falta [9]. A operação ilhada é demonstrada por uma contingência no ramo 4. Após a contingência, a GD é desligada da rede através da atuação de seus dispositivos de proteção. Em seguida a falta pode ser eliminada e isolada pela abertura do fusível $F2$ (passos 1 e 2 da Seção 4.3). Desde que não é possível restaurar a falta através da chave $NA1$, a GD pode ser religada para operar de modo isolado restaurando alguns componentes à jusante da chave $NF4$. Esta operação

é realizada usando os seguintes passos:

Passo 1: Identificar uma lista de chaves NF, iniciando a partir de cada GD até a subestação. Por exemplo, partindo da GD2 a lista de chaves é *NF4*, *NF2* e *NF1*. Este passo é realizado antes da análise de contingência, para reduzir o tempo computacional;

Passo 2: A partir da falta (ramo 4), realiza-se uma busca à jusante da falta para identificar as chaves NF associadas com as GDs. Por exemplo, a partir da falta, apenas a chave *NF4* está associada com a GD2;

Passo 3: Para cada área isolada identificada no passo 2, checa-se se a geração total da área é maior ou igual a carga total desta área. Se esta condição é satisfeita, o tempo de restauração da área isolada é igual ao tempo de chaveamento do dispositivo de isolamento à jusante da falta associado com esta área. Caso contrário, o tempo de restauração da área isolada é igual ao tempo de reparo do componente falhado. Em outras palavras, a carga total da área isolada não pode ser suprida pelas injeções de potência total das GDs nesta área;

Por outro lado, a GD pode operar interligada na rede de distribuição. Esta operação é identificada quando a GD aumenta a capacidade de transferência de um alimentador durante o processo de restauração. Isto é, na presença de uma falta a GD é desligada da rede de distribuição. Após isto, a falta pode ser eliminada (Seção 4.3) e a área que está à jusante do dispositivo de isolamento, pode ser transferida para um alimentador alternativo. Neste instante, a GD pode ser religada, aumentando assim a capacidade de transferência deste alimentador.

A operação interligada da GD na rede de distribuição é ilustrada a partir de uma contingência na seção 1 da Figura 15. Esta contingência causará a desconexão da GD2 do sistema de distribuição. Além disso, a contingência é eliminada e isolada após a atuação do religador R1 da alimentação principal e do dispositivo de seccionamento abaixo da falta (*NF1*). Em seguida, os consumidores abaixo da chave *NF1* podem ser restaurados através da chave *NA1* para o alimentador adjacente. Desta forma, os consumidores interrompidos abaixo da falta são transferidos para o alimentador alternativo (Seção 4.3). Após a transferência dos consumidores para o alimentador adjacente, a GD2 é conectada no sistema para dar suporte neste alimentador. Esta operação pode eliminar violações de queda de tensão e de carregamento do alimentador adjacente. A simulação deste cenário é

realizada pela modelagem das GDs como injeção de carga negativa no modelo simplificado de fluxo de carga usado no método de compensação.

5.3 Validação dos Modelos de Operação da GD

O algoritmo proposto para a avaliação da confiabilidade, considerando a operação ilhada e interligada, foi testado em um sistema com dois alimentadores da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR).

Tabela 5: Características do sistema teste.

Nº de Consumidores	4295
Pico de Carga	8570 kW
Nº de chaves NA	1
Nº de pontos de carga	138
Nº de Componentes	619
Comprimento total	16 km

A Tabela 5 mostra as principais características deste sistema. O diagrama unifilar em coordenada GIS (Geographic Information System) é apresentado na Figura 16. Os dados de confiabilidade das linhas aéreas usados nos testes, com o sistema da Figura 16, são apresentados na Tabela 6, onde: λ_i^{perm} é a taxa de falha permanente, T^{reparo} é o tempo de reparo e T^{ch} é o tempo de chaveamento.

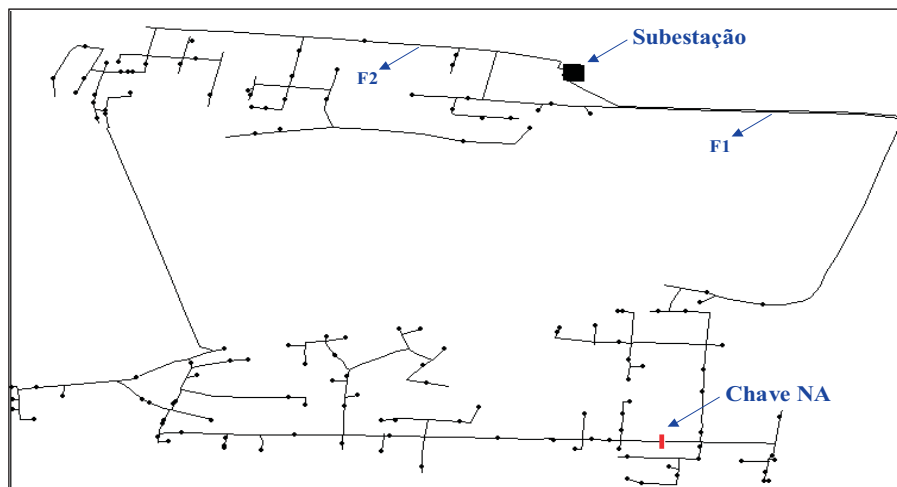


Figura 16: Diagrama unifilar do sistema teste.

A seguir é mostrado o impacto da GD nos índices de confiabilidade para os cenários isolado e interligado associados com o sistema teste.

Tabela 6: Dados de confiabilidade do sistema teste.

Dados de Confiabilidade	Linhas Aéreas
$\lambda^{perm} [f / (ano.km)]$	0.820
$T^{reparo} [horas]$	3.376
$T^{ch} [horas]$	1.00

A. Operação ilhada

O impacto da operação ilhada da geração distribuída nos índices de confiabilidade foi avaliado para os seguintes Casos de Estudos:

Caso 0 (Caso base) : A chave *NA* que interliga os alimentadores na Figura 16 é removida;

Caso 1 : A chave *NA* que interliga os alimentadores é removida e duas unidades de GD são instaladas nos terminais da chave *NA*. As capacidades das GDs são iguais a 0,4 MW e 0,5 MW para os alimentadores F1 e F2, respectivamente;

Os índices DEC, FEC e ENS associados com os Casos de Estudo 0 e 1 são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Índices de confiabilidade para operação ilhada da GD.

Caso	Índices de Confiabilidade		
	FEC(f/ano)	DEC(h/ano)	ENS(kWh)
0	4,45	10,21	80,92
1	4,45	8,41	59,52

A partir da Tabela 7, nota-se que a instalação de duas GDs nos alimentadores causa uma redução significativa nos índices associados com a duração da interrupção. Por exemplo, o índice DEC do Caso de Estudo 1 é 20% mais baixo do que o índice DEC do Caso Base. No entanto, nota-se que o índice FEC não teve variação após a instalação das duas unidades de GD. Este efeito é devido ao fato de que neste trabalho foi desconsiderada a modelagem da GD como unidade de emergência (unidade

de backup). Conseqüentemente, quando a falta ocorre nos alimentadores, as unidades de GD são desconectadas pelos seus sistemas de proteção. Observa-se que após a falta ter sido isolada, as unidades de GD são usadas como fontes de fornecimento de energia das áreas isoladas. Desta maneira, o número de consumidores interrompidos por uma falta é o mesmo com ou sem a presença da GD, isto é, o índice FEC não sofre alteração após a instalação da GD.

O impacto da GD foi também avaliado através dos índices de ponto de carga. A Figura 17 mostra a indisponibilidade anual (U_i) dos pontos de carga, para os Casos de Estudo 0 e 1. Nesta figura, as curvas superior e inferior são associadas com os Casos de Estudo 0 e 1, respectivamente. Adicionalmente, a área cinza escura entre as curvas representa a diferença quantitativa dos índices U_i para os Casos 0 e 1. A partir desta figura, nota-se que a inserção da GD causa uma grande redução dos índices U_i associados com os mesmos pontos de carga. Por exemplo, a máxima variação do índice U_i considerado nos Casos de Estudo foi de 51%. Isto indica que a operação ilhada da GD nas redes de distribuição, tem grande potencial para reduzir o impacto das contingências nas redes de distribuição.

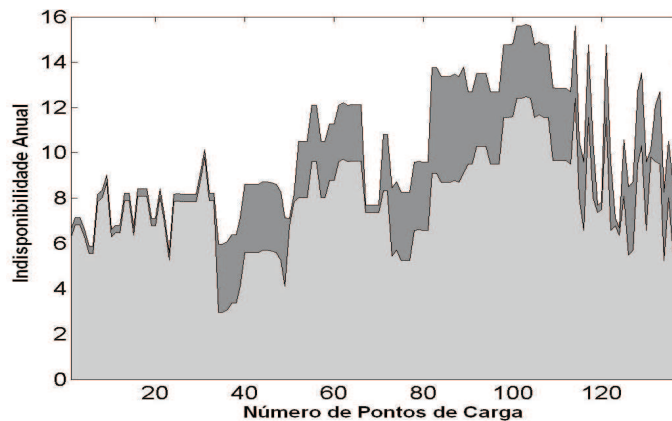


Figura 17: Indisponibilidade anual para operação ilhada da GD

B. Operação Interligada

O impacto da operação interligada de geração distribuída nos índices de confiabilidade, foi avaliado para os seguintes Casos de Estudo:

Caso 0 : Caso base do sistema teste da Figura 16 com a chave *NA* entre os alimentadores F1 e F2;

Caso 1 : Caso 0 com uma unidade de GD instalada em um terminal da chave *NA* (nó terminal da chave *NA* que está no alimentador F2). A capacidade deste GD é 0,5 MW.

Os índices DEC, FEC e ENS associados com os Casos de Estudo 0 e 1 são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8: Índices de confiabilidade para a operação interligada da GD.

Caso	Índices de Confiabilidade		
	FEC(f/ano)	DEC(h/ano)	ENS(kWh)
0	4,45	9,72	77,88
1	4,45	6,25	46,09

A partir da Tabela 8, pode-se notar que a instalação de uma GD no alimentador causa uma redução significativa nos índices associados com a duração da interrupção. Por exemplo, o índice DEC para o Caso 1 é 36% menor do que o índice DEC do Caso Base. Esta redução é maior do que a obtida na operação ilhada. Isto indica que a capacidade do sistema de restauração através de transferências de carga é muito baixa sem a instalação da GD. Desta forma, as restrições da rede têm impacto significativo nos índices de confiabilidade do sistema teste. Além disso, os índices de confiabilidade obtidos para o Caso de Estudo 1 são idênticos aos índices de confiabilidade calculados para o mesmo Caso de Estudo sem considerar as restrições da rede. Em outras palavras, a GD eliminou todas as violações nas restrições da rede durante as transferências de carga.

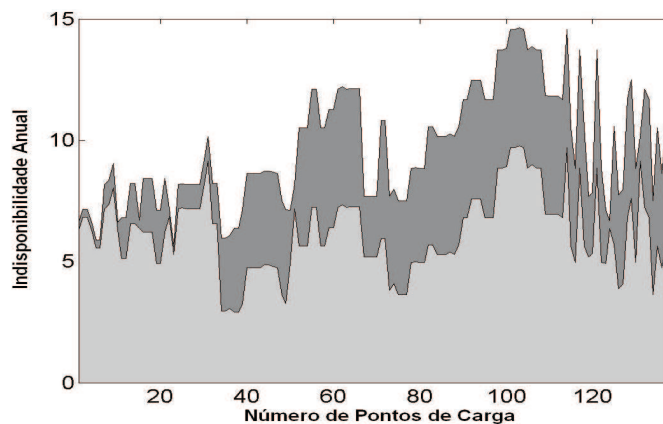


Figura 18: Indisponibilidade anual para a operação interligada da GD

Finalmente, o impacto da GD no índice U_i é também avaliado para a

operação interligada. A Figura 18 mostra a indisponibilidade anual dos pontos de carga (U_i) para os Casos de Estudo 0 e 1. A partir desta figura, nota-se mais uma vez que a inserção de GD nos alimentadores causa uma grande redução no índice U_i , associado com os mesmos pontos de carga. Por exemplo, a máxima variação do índice U_i entre os Casos de Estudo 0 e 1 foi de 54%.

6. Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída Considerando-se Aspectos de Confiabilidade

6.1 Introdução

Nesta seção serão apresentados os algoritmos, as formulações e as metodologias usadas para resolver os problemas de reconfiguração e alocação de geração distribuída. O problema de reconfiguração é resolvido utilizando-se o Método de Busca Tabu, enquanto que o problema de alocação de GD é resolvido usando-se o Método de Algoritmos Genéticos. A diretriz utilizada no desenvolvimento de ambos os modelos acima foi que, o melhoramento em qualquer critério de operação do sistema não cause uma deterioração nos seus índices de confiabilidade.

6.2 Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Em redes de distribuição, as chaves normalmente abertas (fechadas) são instaladas em alimentadores para garantir capacidade de seccionamento e melhorar a confiabilidade. Estas chaves permitem a isolamento da falta e restauração de consumidores durante o reparo de componentes bem como, flexibilidade de chaveamento para manutenção. Alimentadores distintos são conectados através de chaves NA permitindo que certos consumidores interrompidos sejam temporariamente transferidos para alimentadores adjacentes durante manutenção e reparo.

A rede de distribuição pode ser reconfigurada mudando-se o status ($NF \rightarrow NA$) dos dispositivos de seccionamento. Este procedimento modifica a alocação dos

consumidores e os fluxos de potências para os alimentadores envolvidos na reconfiguração. A reconfiguração do sistema de distribuição pode ser utilizada para minimizar as perdas elétricas nestas redes. Este objetivo é de vital importância para a operação da rede elétrica e para a maximização das receitas das empresas de distribuição. As perdas elétricas, decorrentes das resistências elétricas das linhas e equipamentos, são continuamente dissipadas, diminuindo a energia elétrica disponível para consumo nos sistemas de transmissão e distribuição. Valores de referência na literatura científica da área indicam 2% de perdas técnicas na transmissão e 5% na distribuição [44]. No Brasil, encontram-se com frequência perdas técnicas nas redes de distribuição muito acima desses valores [45]. Portanto, existe um espaço promissor para aumentar as receitas das empresas de distribuição através da redução das perdas.

Na subseção seguinte será introduzida a formulação utilizada para minimização das perdas através da reconfiguração da rede de distribuição com restrições de confiabilidade.

6.2.1 Formulação do Problema

A minimização das perdas elétricas nos circuitos, via reconfiguração da rede, pode ser formulada através da solução do seguinte problema de otimização [25]:

$$\text{Min} \quad \sum g_{km} |E_k - E_m|^2 \quad (6.1)$$

Sujeito à:

- Radialidade da Rede
- Perfil de Tensão
- Carregamento nos alimentadores
- Confiabilidade

onde:

$g_{km} = \left(\frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \right)$ é a condutância da linha entre a barra k e m , calculada em função de sua resistência r_{km} e de sua reatância x_{km} .

E_k e E_m são as tensões complexas nas barras k e m , respectivamente.

A restrição de radialidade da rede está associada com o fato de que cada topologia gerada, durante o processo de busca da solução ótima, não deve possuir malhas ou componentes isolados. Esta restrição limita consideravelmente o número de métodos candidatos para resolver o problema de minimização de perdas através da reconfiguração. Adicionalmente, restrições de queda de tensão e carregamento nos alimentadores devem também ser satisfeitas. Estas restrições estão associadas com as tradicionais equações de fluxo de potência da rede elétrica. Estas equações tornam a reconfiguração da rede de distribuição um problema de otimização com restrições não-lineares. Neste trabalho também é incluído um novo tipo de restrição: a confiabilidade. A modelagem desta restrição é bastante difícil, através de métodos de programação matemática, pois os índices de confiabilidade são funções complexas da topologia e dos dados de falhas.

Analisando-se as restrições do problema de reconfiguração, pode-se observar que os métodos mais adequados para a solução deste problema são os algoritmos heurísticos e aqueles baseados em técnicas de inteligência artificial. Neste trabalho o problema de reconfiguração foi resolvido utilizando o algoritmo de Busca Tabu. Na subseção seguinte será apresentada uma descrição do algoritmo de Busca Tabu utilizado nesta dissertação.

6.2.2 Metodologia de Solução: Busca Tabu

A Busca Tabu (*BT*) é um procedimento adaptativo que utiliza uma estrutura de memória para evitar que a exploração do espaço de soluções termine, mesmo na ausência de movimentos de melhora, evitando que haja a formação de ciclos, isto é, o retorno a um ótimo local previamente visitado [46].

Mais especificamente, começando com uma solução inicial S_o , um algoritmo *BT* explora, a cada iteração, um subconjunto V da vizinhança $N(s)$ da solução corrente s . O membro s' de V com menor valor nessa região segundo a função $f(\cdot)$ torna-se a nova solução corrente mesmo que s' seja pior que s , isto é, que $f(s') > f(s)$.

De forma a evitar que isto ocorra, existe uma lista tabu T , que é uma lista de movimentos proibidos. A lista tabu clássica contém os movimentos reversos aos últimos $|T|$ movimentos realizados (onde $|T|$ é um parâmetro do método). A lista tabu funciona como uma fila de tamanho fixo, isto é, quando um novo movimento é adicionado à lista, o mais antigo sai. Assim, na exploração do subconjunto V da vizinhança $N(s)$ da solução corrente s , ficam excluídos da busca os vizinhos s' que são obtidos de s , por movimentos

m que constam na lista tabu.

A lista tabu se, por um lado, reduz o risco de ciclagem (uma vez que ela garante o não retorno, por $|T|$ iterações, a uma solução já visitada anteriormente) por outro, também pode proibir movimentos para soluções que ainda não foram visitadas [47]. Assim, existe também uma função de aspiração, que é um mecanismo que retira, sob certas circunstâncias, o status tabu de um movimento. Mais precisamente, para cada possível valor v da função objetivo existe um nível de aspiração $A(v)$: uma solução s' em V pode ser gerada se $f(s') \leq A(f(s))$, mesmo que o movimento m esteja na lista tabu. A função de aspiração A é tal que, para cada valor v da função objetivo, retorna outro valor $A(v)$, que representa o valor que o algoritmo aspira ao chegar de v . Considerando uma função objetivo de valores inteiros, um exemplo simples de aplicação desta idéia é considerar $A(f(s)) = f(s^*) - 1$, onde (s^*) é a melhor solução encontrada até então. Neste caso, aceita-se um movimento tabu somente se ele conduzir a um vizinho melhor que (s^*) .

A regra mais utilizada para interromper o algoritmo de BT é aquela que considera um número máximo de iterações. Em outras palavras, o algoritmo é interrompido quando o número de iterações atinge um número pré-definido de iterações. Na Figura 19 é apresentado um algoritmo básico de BT.

No problema de reconfiguração de redes de distribuição, a inicialização do caso base (configuração inicial) é definida como sendo a configuração do sistema em operação (configuração original). Nas subseções seguintes, serão apresentados os principais componentes do Método de BT aplicado ao problema de reconfiguração que são: o algoritmo de geração de vizinhos, o cálculo da função objetivo e a modelagem das restrições.

6.2.3 Geração dos Vizinhos no Problema de Reconfiguração

A geração dos estados vizinhos é realizada gerando-se novas configurações da rede elétrica através da abertura e do fechamento de chaves normalmente fechadas e normalmente abertas, respectivamente. Neste trabalho, uma nova topologia é obtida identificando-se inicialmente todas as chaves NA da rede de distribuição. Em seguida, são também identificadas as chaves normalmente fechadas (NF) pertencentes aos caminhos entre os terminais de cada chave NA e à barra da subestação. Desta forma, cada vizinho gerado corresponderá ao par formado por uma chave NA e por uma chave NF , pertencentes aos caminhos entre os terminais da chave NA e da barra da subestação.

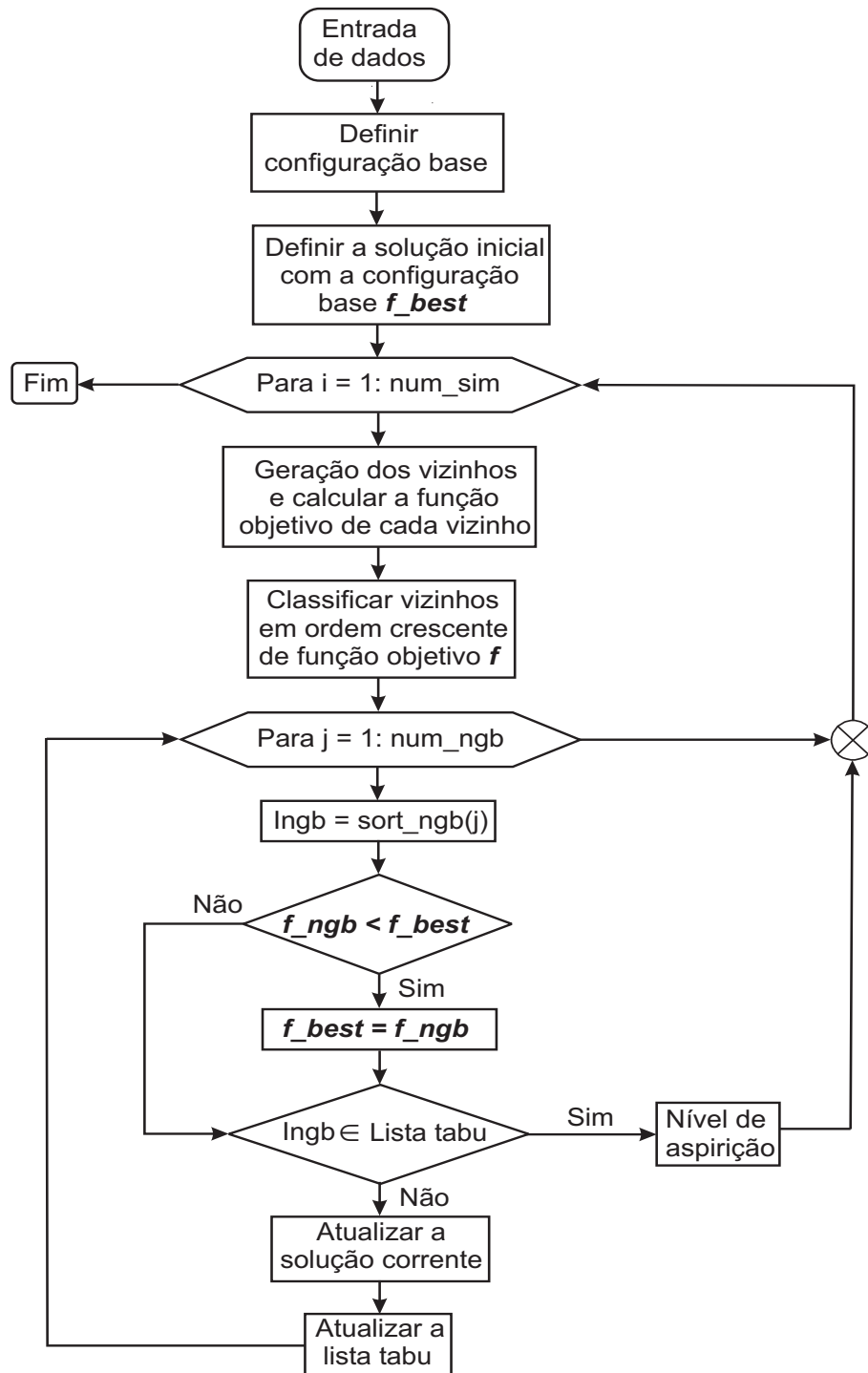


Figura 19: Fluxograma do Método de Busca Tabu.

Para redes reais de distribuição de energia elétrica seria computacionalmente inviável gerar e avaliar todos os vizinhos associados com uma dada configuração. Devido a isto, neste trabalho foi proposto uma escolha aleatória de chaves NF , onde apenas uma chave NF associada com cada terminal (nó inicial e final) da chave normalmente aberta é selecionada. Ou seja, o número de chaves fechadas (vizinhos) para o processo de otimização será duas vezes o número de chaves normalmente abertas. O procedimento descrito acima será demonstrado usando-se o sistema exemplo da Figura 20. Neste sistema, a geração dos vizinhos é realizada através de buscas a partir das chaves NA ($NA1$, $NA2$ e $NA3$).

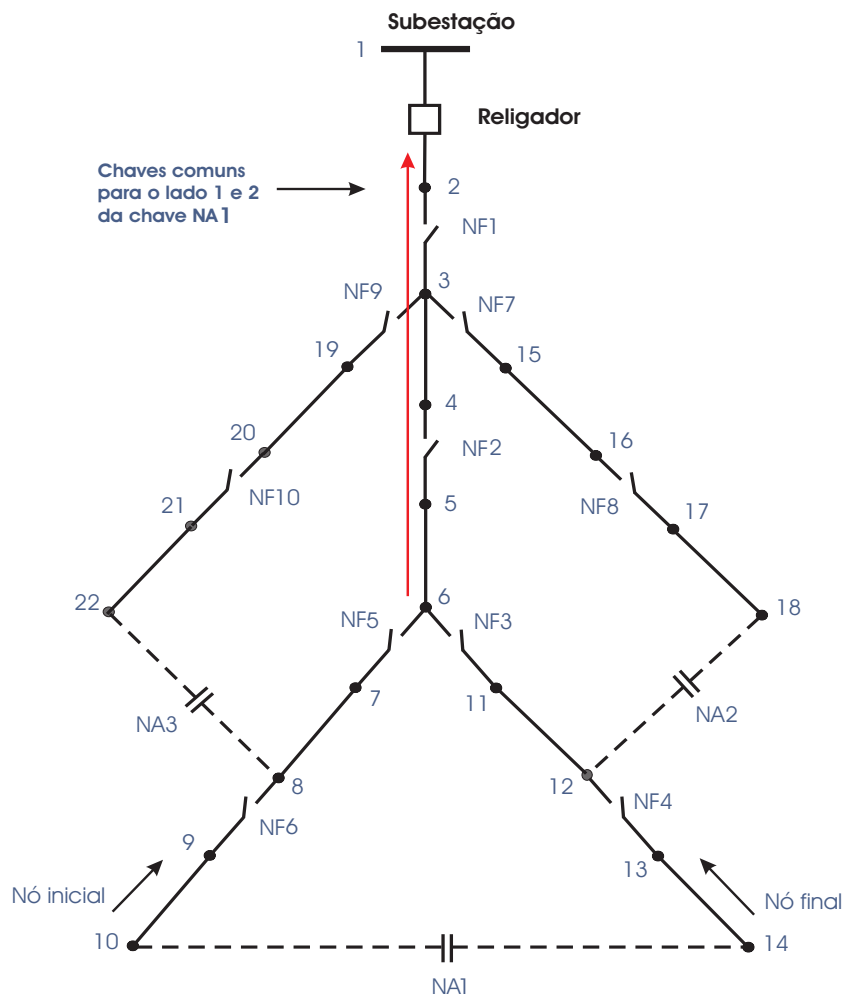


Figura 20: Exemplo de um sistema de distribuição radial.

Por exemplo, para a chave $NA1$ tem-se as seguintes chaves associadas com os seus terminais:

Nó inicial (nó 10): $NF6$, $NF5$, $NF2$ e $NF1$;

Nó final (nó 14): $NF4$, $NF3$, $NF2$ e $NF1$;

Encontradas todas as chaves fechadas a partir do nó inicial (nó 10) e final (nó 14) em relação à chave *NA1* até a subestação, forma-se assim uma lista completa de configurações (vizinhos), para verificar se todas as chaves entrarão no processo de pré-otimização. As seguintes restrições devem ser consideradas:

- Conectividade da rede;
- Radialidade;

A restrição de conectividade da rede é satisfeita excluindo-se todas as chaves que não pertencem ao laço definido pelos terminais da chave *NA*. Por exemplo, o laço definido pela chave *NA1* na Figura 20 é composto por ramos (*i-j*), especificados com os números: (10-9), (9-8), (8-7), (7-6), (6-11), (11-12), (12-13) e (13-14). Onde a notação (*i-j*) identifica um ramo entre os nós *i* e *j*. Desta forma, as chaves *NF* possíveis de ser manobradas para o sistema exemplo são: *NF4* (12-13), *NF3* (6-11), *NF5* (6-7) e *NF6* (8-9). Após a verificação da conectividade da rede, a restrição de radialidade é satisfeita fechando-se a chave *NA* selecionada e abrindo-se uma das chaves pertencentes ao laço definido pela chave *NA*. Desta forma, o conjunto de vizinhos associados com a chave *NA1* da Figura 20 é definido pelos seguintes pares de chaves: (*NA1, NF3*), (*NA1, NF4*), (*NA1, NF5*) e (*NA1, NA6*).

A escolha das chaves otimizáveis é realizada por um número aleatório gerado (*Xrand*) no intervalo [0,1]. Para cada lado de uma chave normalmente aberta (*NA1*) é gerado um número aleatório, determinando-se assim qual das chaves do lado do nó inicial e final fará parte da lista de chaves fechadas que entrará na otimização.

Por exemplo, de acordo com os pares de chaves descritos acima, gera-se um número aleatório para o lado do nó inicial (*Xrand=0,664*) e outro para o lado do nó final (*Xrand=0,167*), e verifica-se em qual das posições os números aleatórios se encontram na Figura 21. Observada a posição onde os números aleatórios se encontram, estas posições serão as chaves que farão parte da lista de chaves otimizáveis como mostra Tabela 9.

Tabela 9: Lista de chaves *NF* (vizinhos) em relação a chave *NA1* para otimização.

Vizinhos	Terminais	Chave NA	Chave NF
1	10	NA1	NF5
2	14	NA1	NF4

Encontrando a lista de chaves NF associadas com uma chave normalmente aberta, repete-se o mesmo procedimento para todas as outras chaves normalmente abertas de acordo com Tabela 10. Conseqüentemente, um conjunto de configurações (vizinhos) é obtido para a solução ótima atual.

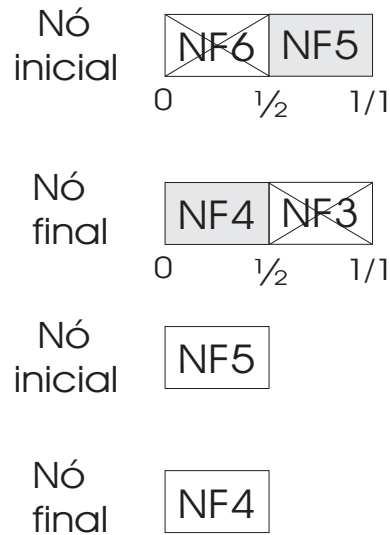


Figura 21: Exclusão de chaves NF.

Tabela 10: Conjunto de vizinhos para a otimização.

Vizinhos	Terminais	Chave NA	Chave NF
1	10	Chave NA1	Chave NF5
2	14	Chave NA1	Chave NF4
3	12	Chave NA2	Chave NF3
4	18	Chave NA2	Chave NF8
5	8	Chave NA3	Chave NF2
6	22	Chave NA3	Chave NF9

6.2.4 Avaliação dos Vizinhos

Cada uma das configurações da lista de vizinhos será avaliada através de uma função objetivo. No problema de reconfiguração, a função objetivo principal é a minimização das perdas elétricas. Entretanto, a minimização das perdas deve satisfazer restrições de: carregamento, queda de tensão e confiabilidade. Estas restrições são modeladas adicionando-se termos de penalidade à função objetivo quando uma ou mais restrições são violadas. Conseqüentemente a função objetivo do problema de reconfiguração

tem a seguinte forma:

$$\text{Minimizar } Perdas^{norm} + fpvi + fpvt + fpvc(\text{total}) \quad (6.2)$$

onde:

$$Perdas^{norm} = \frac{Perdas_{nova}}{Perdas_{base}}$$

$Perdas_{nova}$ - são as perdas elétricas nos alimentadores de distribuição para cada configuração gerada;

$Perdas_{base}$ - são as perdas elétricas nos alimentadores de distribuição para o caso base (configuração inicial);

$Perdas^{norm}$ - são as perdas elétricas normalizadas;

$$fpvi(i) = \begin{cases} I_i > I_i^{max} & , \left| \frac{I_i^{max} - I_i}{I_i^{max}} \right| * W_i \\ I_i \leq I_i^{max} & , zero \end{cases} \quad (6.3)$$

$fpvi$ - fator de penalidade devido a violação de carregamento nos alimentadores;

W_i - peso para ponderar a violação do carregamento;

I_i - carregamento nos alimentadores i ;

I_{max} - capacidade nominal dos alimentadores;

$$fpvt(i) = \begin{cases} V_i < V_{min} & , \left| \frac{V_{min} - V_i}{V_{min}} \right| * W_v \\ V_i \geq V_{min} & , zero \end{cases} \quad (6.4)$$

$fpvt$ - fator de penalidade devido a violação no perfil de tensão dos alimentadores;

W_v - peso para ponderar a violação no perfil de tensão;

V_i - tensões nas barras i ;

V_{min} - tensão mínima permitida nas barras;

$$fpir_1 = \begin{cases} SAIDI_i > SAIDI_{max} & , \left| \frac{SAIDI_i - SAIDI_{max}}{SAIDI_{max}} \right| * W_{ir} \\ SAIDI_i \leq SAIDI_{max} & , zero \end{cases} \quad (6.5)$$

$fpir_1$ - fator de penalidade para os índices de confiabilidade (SAIDI) do alimentador;

W_{ir} - peso para a violação no índice de confiabilidade (SAIDI);

$SAIDI_i$ - índice de confiabilidade para cada configuração gerada;

$SAIDI_{max}$ - índice de confiabilidade máximo para um sistema de distribuição;

$$fpir_2 = \begin{cases} SAIFI_i > SAIFI_{max} & , \left| \frac{SAIFI_i - SAIFI_{max}}{SAIFI_{max}} \right| * W_{ir} \\ SAIFI_i \leq SAIFI_{max} & , zero \end{cases} \quad (6.6)$$

$fpir_2$ - fator de penalidade para os índices de confiabilidade (SAIFI) do alimentador;

W_{ir} - peso para a violação no índice de confiabilidade (SAIFI);

$SAIFI_i$ - índice de confiabilidade para cada configuração gerada;

$SAIFI_{max}$ - índice de confiabilidade máximo para um sistema de distribuição;

$$fpvc(total) = fpir_1 + fpir_2 \quad (6.7)$$

$fpvc(total)$ - penalidade total para os índices de confiabilidade quando violadas as restrições de confiabilidade;

Analisando-se a equação (6.2), pode-se observar que os termos da função objetivo são normalizados. Esta normalização é utilizada para permitir uma combinação de grandezas com unidades distintas na função objetivo. Neste trabalho foi considerado apenas índices de confiabilidade sistêmicos (SAIDI e SAIFI). Entretanto, se é importante considerar a deterioração dos índices de ponto de carga, então restrições associadas com estes índices devem ser modelados na função objetivo.

6.3 Alocação de Geração Distribuída

O problema de alocação ótima de GD consiste em determinar a localização e a capacidade da GD que será conectada à rede de distribuição, com o objetivo de atender um nível de demanda previsto, com o mínimo custo possível e níveis de confiabilidade aceitáveis. Estes objetivos são conflitantes, pois altos níveis de confiabilidade exigem um aumento nos custos de expansão do sistema. Em outras palavras, projetos de GD que conseguem satisfazer metas de confiabilidade podem resultar em aumento nas receitas para as empresas de distribuição. Uma alternativa para resolver este problema é considerar a minimização da relação custo/benefício como função objetivo do problema de alocação de GD. O custo associado com a inserção de GD em um alimentador é dado por:

$$Custo = CI + CO \quad (6.8)$$

onde:

CI é o custo de compra anualizado da GD (custo de instalação). Este custo é calculado

da seguinte forma [43]:

$$CI = \sum_{j=1}^{NG(S^{ger})} C_j \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6.9)$$

S^{ger} é um cenário de planejamento com a instalação de GD;

$NG(S^{ger})$ é o número de geradores do cenário S^{ger} ;

i representa a taxa de juro de mercado disponível para o investidor;

n é a vida útil da GD;

C_j é o custo de compra da GD j ;

CO é o custo da operação da GD. Este custo é obtido multiplicando-se os custos de combustíveis e de manutenção pelo tempo de operação anual da GD;

Por outro lado, o benefício resultante da instalação da GD é dado por:

$$Beneficio = \Delta CE + \Delta PE + \Delta CI + \Delta VE \quad (6.10)$$

onde:

$$\Delta CE = CE(S^{base}) - CE(S^{ger})$$

$$\Delta CI = CI(S^{base}) - CI(S^{ger})$$

$$\Delta PE = PE(S^{base}) - PE(S^{ger})$$

$$\Delta VE = ENC(S^{base}) - ENC(S^{ger})$$

S^{base} é o cenário do caso base (sem a instalação de GD).

$CE(S^{base})$ e $CE(S^{ger})$ são os custos de compra de energia associados com os cenários S^{base} e S^{ger} , respectivamente. O custo de compra de energia é dado pelo produto entre o preço de compra de energia, pago pela empresa de distribuição, e a demanda anual de energia da empresa.

$CI(S^{base})$ e $CI(S^{ger})$ são os custos de interrupção de energia associados com os cenários S^{base} e S^{ger} , respectivamente.

$PE(S^{base})$ e $PE(S^{ger})$ são os custos de perdas elétricas associados com os cenários S^{base} e S^{ger} , respectivamente. O custo de perdas de energia é obtido multiplicando-se as perdas anuais de energia pela tarifa cobrada nas empresa de distribuição.

$ENC(S^{base})$ e $ENC(S^{ger})$ são as perdas de receita associadas com a energia não comercializada, devido a interrupções, para os cenários S^{base} e S^{ger} , respectivamente.

As perdas de receita são calculadas da seguinte forma:

$$ENC = T \cdot \sum_{i \in D} ENS_i \quad (6.11)$$

ENS_i é a energia não suprida para o ponto de carga i ;

T é a tarifa cobrada pela empresa de distribuição;

Usando-se os custos e benefícios definidos nas equações (6.8) e (6.10), pode-se expressar a função objetivo do problema de alocação de GD da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } \frac{\text{Custo}}{\text{Beneficio}} = \frac{CI + CO}{\Delta CE + \Delta CI + \Delta PE + \Delta VE} \quad (6.12)$$

Analisando-se a função objetivo expressa na equação (6.12), pode-se observar que um cenário de planejamento será economicamente viável apenas se a relação custo/benefício for menor que 1.0. Isto é, se as receitas resultantes da instalação da GD forem maiores que os seus custos de instalação/operacão.

A minimização da função objetivo acima exige que sejam inicialmente identificados os locais candidatos para a instalação da GD. Neste trabalho esta identificação foi realizada calculando-se as seguintes relações de sensibilidade [48]:

$$\frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_{lk}} \approx \frac{\Delta P_{perdas}}{\Delta P_{lk}} = \frac{P_{perdas}^f - P_{perdas}^i}{P_{lk}^f - P_{lk}^i} \quad (6.13)$$

$$\frac{\partial CIEC}{\partial P_{lk}} \approx \frac{\Delta CIEC}{\Delta P_{lk}} = \frac{CIEC^f - CIEC^i}{P_{lk}^f - P_{lk}^i} \quad (6.14)$$

onde:

ΔP_{lk} é uma variação da injeção de potência ativa em uma barra k (as injeções adicionais de potência ativa são resultante das GDs conectada na rede);

P_{perdas}^f são as perdas elétricas com injeções adicionais de potência ativa;

P_{perdas}^i são as perdas elétricas sem injeções adicionais de potência ativa;

P_{lk}^f é a injeção de potência ativa final em uma barra k ;

P_{lk}^i é a injeção de potência ativa inicial em uma barra k ;

$CIEC^f$ é o custo de interrupção com injeções de potência ativa adicionais;

$CIEC^i$ é o custo de interrupção sem injeções de potência ativa adicionais;

A aproximação das relações de sensibilidade para as perdas elétricas é ilustrada na Figura 22. Este tipo de aproximação é conhecido como Método das Diferenças Finitas [49].

Após a relação de sensibilidade ter sido calculada para todas as barras do sistema, ordena-se os valores destas sensibilidades em ordem decrescente. Em seguida

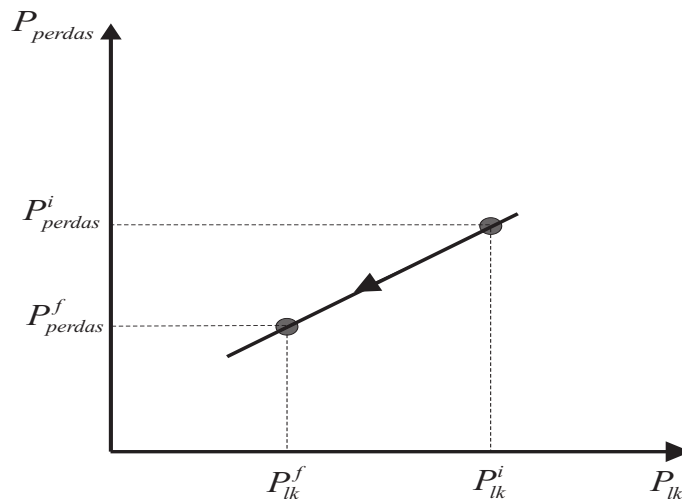


Figura 22: Fator de sensibilidade das perdas elétricas.

seleciona-se um conjunto de barras com maior sensibilidade com relação as perdas. Este procedimento é repetido para gerar um novo conjunto de barras que possuem maiores sensibilidades aos custos de interrupção. As dimensões destes conjuntos são especificadas pelo usuário. Neste trabalho, as dimensões dos conjuntos associados com perdas e custo de interrupção são iguais a 3 e 4, respectivamente. Finalmente, o conjunto de barras candidatas para a alocação de GD é obtido fazendo-se a união dos conjuntos associados com as perdas e o custo de interrupção.

6.3.1 Metodologia de Solução: Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos são algoritmos de busca estocástica, combinando sobrevivência artificial através do princípio da adaptabilidade com operadores genéticos abstraídos dos sistemas biológicos. Estes algoritmos formam um mecanismo surpreendentemente robusto e muito eficiente para encontrar soluções otimizadas para problemas complexos do mundo real. Os algoritmos genéticos são aplicados com sucesso em várias áreas, tais como geração de música, estratégias de planejamento, aprendizado em máquinas [50].

Os algoritmos genéticos foram introduzidos em meados de 1976 por Holland [50] e seus colaboradores da Universidade de Michigan. Contudo, o seu pleno desenvolvimento só ocorreu a partir da última década. Embora recente, tais técnicas têm alcançado enorme sucesso na solução de problemas de elevada complexidade.

A terminologia utilizada no desenvolvimento dos algoritmos genéticos se baseia na teoria da evolução natural e da genética. Inicialmente, é proposta uma

população de indivíduos, e cada indivíduo é representado por um cromossomo que possui uma codificação (genótipo) de uma suposta solução do problema (fenótipo). De uma forma geral, os cromossomos são implementados através de vetores ou listas de atributos, onde cada componente do vetor ou atributo representa um gene. Os genes, por sua vez, podem assumir diversos valores de acordo com o tipo de codificação. Estes valores recebem a denominação de alelos.

A estrutura de um algoritmo genético e de outros algoritmos evolutivos é idêntica, apesar das abordagens terem sido desenvolvidas de forma independente. A Figura 23 a seguir apresenta a referida estrutura [51]:

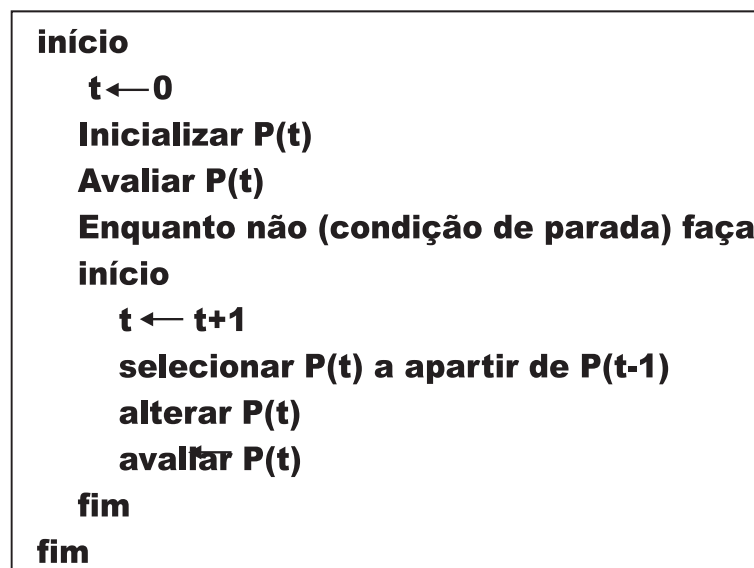


Figura 23: Exemplo de uma estrutura de um algoritmo evolutivo.

Os algoritmos genéticos implementados para a maioria dos problemas nos quais são aplicados, devem ter os seguintes componentes:

- escolha de uma representação genética para soluções candidatas ou potenciais, ou seja, processo de codificação;
- uma forma de gerar uma população inicial de soluções candidatas ou potenciais;
- uma função de adaptabilidade que corresponde à pressão ambiental, tendo a função de avaliar as soluções e classificá-las de acordo com a sua adaptação ao meio;
- operadores genéticos;
- identificação dos valores para os vários parâmetros usados pelo algoritmo genético tais como: tamanho da população, probabilidades de aplicação dos operadores

genéticos, número de gerações, etc.

A seguir, uma descrição mais detalhada das partes constituintes de um algoritmo genético aplicado ao problema de alocação ótima de geração distribuída.

6.3.2 Codificação de Indivíduos

A codificação é uma das etapas mais críticas na definição de um algoritmo genético, por isso deve ser um dos primeiros aspectos a serem considerados durante a fase de implementação. No algoritmo genético clássico [50], a codificação das soluções candidatas é estabelecida através de arranjos binários de tamanho fixo. A principal motivação para o uso deste tipo de codificação vem da teoria de esquemas (schemata theory), que explica com relativo sucesso a forma de funcionamento dos algoritmos genéticos.

Os algoritmos genéticos podem ser construídos com uma codificação que representa um valor real ou inteiro para as variáveis. No caso da codificação real, normalmente a solução de um problema está associada a um cromossomo p representado na forma de um vetor ou uma lista no $\mathbb{R}^n : p = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, onde cada x_i representa uma variável de valor real que caracteriza a solução do problema [54].

Uma vantagem da codificação real é o fato de, em geral, ser mais intuitivo conceber operadores de recombinação (crossover) e de mutação para um dado problema lançando mão de conhecimento já previamente adquirido no domínio da aplicação. Desta forma, neste trabalho foi utilizado na codificação dos indivíduos, uma codificação que representa um valor real para as variáveis. Estes valores representam as capacidades dos geradores distribuídos a serem alocados. Em outras palavras, na codificação com valor real, o cromossomo é composto por genes que representam o valor da capacidade nominal da máquina que será instalada. Este procedimento pode ser ilustrado a partir da Figura 24.

Na Figura 24(a) apresenta um sistema exemplo de uma rede de distribuição, com três barras candidatas a alocação de GD (barras 5,7 e 9). Além disso, na Figura 24(b) exemplifica um indivíduo codificado associado com o sistema da Figura 24(a). Neste indivíduo, observa-se que o número de GD candidatas para a alocação em uma barra do sistema é igual a dois. Ou seja, neste trabalho o tamanho do indivíduo foi considerado como duas vezes o número de barras candidatas a alocação de GD. O indivíduo codificado significa que será alocada duas GDs de 100.0MW e 200.0MW nas

barras 5 e 9, respectivamente.

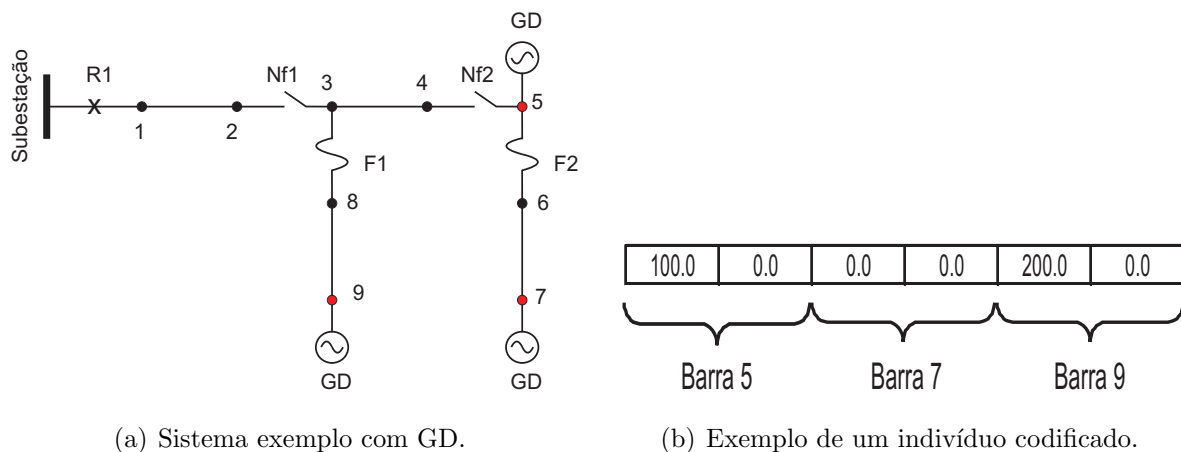


Figura 24: Codificação de um indivíduo.

6.3.3 População Inicial de um Algoritmo Genético

A população de um algoritmo genético é um conjunto de possíveis soluções para um determinado problema. Cada indivíduo na população é representado por um cromossomo composto por uma seqüência de números, que assumem valores dependendo do tipo de codificação usada. Geralmente, uma população inicial para um algoritmo genético é obtida de forma totalmente aleatória para a maioria dos problemas. Porém, podem ser utilizadas informações prévias do problema para tentar gerar uma população inicial bem mais adaptada para ao problema. Neste trabalho, a população inicial foi gerada de maneira aleatória. A população inicial foi realizada utilizando números aleatórios no intervalo $[0,1]$, para definir a GD que será selecionada a partir de uma lista de GD disponível. Esta lista é dividida em intervalo de mesma probabilidade para cada tamanho de máquina. Após isto, gera-se um número aleatório e verifica em qual posição da lista se encontra, em seguida armazena esta posição selecionada, pois esta posição corresponderá o tamanho da GD. Por exemplo, a partir da Figura 25(a) encontra-se um exemplo de uma lista de GD disponível para alocação. Observa-se que esta lista possui três posições com o valor zero, isto foi feito com o objetivo de se obter uma probabilidade igual para selecionar ou não selecionar uma GD. Em outras palavras, a inserção de zeros na lista faz com que a probabilidade de alocar ou não alocar GD seja igual a 50%.

Na Figura 25(b) é ilustrado um indivíduo gerado a partir da lista da Figura 25(a). Este indivíduo foi gerado a partir dos seguintes números aleatórios: $Xrand_1 = 0,55$; $Xrand_2 = 0,23$; $Xrand_3 = 0,09$; $Xrand_4 = 0,45$; $Xrand_5 = 0,56$; $Xrand_4 = 0,71$.

0 -	0.0
1/6 -	0.0
2/6 -	0.0
3/6 -	0.0
4/6 -	100.0
5/6 -	200.0
6/6 -	300.0

(a) Lista de GD disponível.

100.0	0.0	0.0	0.0	200.0	0.0
-------	-----	-----	-----	-------	-----

(b) Gerando um indivíduo de uma população.

Figura 25: Geração da população inicial.

6.3.4 Seleção dos Indivíduos

Após a geração da população inicial, os indivíduos serão avaliados a partir da equação 6.12. Em seguida estes indivíduos serão selecionados por um critério de seleção. Neste trabalho, o processo de seleção dos indivíduos foi realizado através da técnica *Roulette Wheel* (Roleta Russa) [52]. Neste processo de seleção, cada indivíduo que compõe a população recebe uma probabilidade diretamente proporcional a seu valor de *fitness* (função objetivo), em relação ao somatório da função objetivo de todos os indivíduos da população. A roleta russa permite que o indivíduo com maior valor de função objetivo tenha maior probabilidade de ser selecionado para realizar o cruzamento. Este procedimento é demonstrado através de um exemplo apresetado na Figura 26 [53].

Indivíduos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Função Objetivo	8	2	17	7	2	12	11	7	3	7
Σ (Função Objetivo)	8	10	27	34	36	48	59	66	69	76

N° aleatório	23	49	76	13	1	27	57
Ind. Selecionado	3	7	10	3	1	3	7

Figura 26: Processo de seleção por Roleta Russa.

A Figura 26 ilustra um exemplo de uma população com dez indivíduos. A primeira linha da figura contém os índices de cada indivíduo, na segunda linha contém o valor da função objetivo de cada indivíduo e na terceira linha apresenta o somatório da função objetivo. A figura também apresenta sete números gerados aleatoriamente a partir de um intervalo entre 0 e o somatório da função objetivo (76). Além disso, apresenta os indivíduos escolhidos através da roleta russa para cada um dos números aleatórios. Em

cada caso, o indivíduo escolhido é o primeiro no qual o total corrente da função objetivo é maior que ou igual ao número aleatório.

6.3.5 Cruzamento e Mutação

O cruzamento (*crossover*) tem função de recombinar material genético entre dois indivíduos gerando dois novos indivíduos. Um dos tipos de cruzamento mais simples é o cruzamento de um ponto. Este ocorre quando parte de dois indivíduos são recombinados após a seleção de um ponto aleatoriamente. Este procedimento de cruzamento de um ponto é realizado da seguinte maneira:

- 1) Escolher dois indivíduos candidatos ao cruzamento;
- 2) Gerar um número aleatório $Xrand$ no intervalo de $[0-1]$;
- 3) Se $Xrand < P_c$ (Probabilidade de Cruzamento), realiza-se o cruzamento. Caso contrário, estes dois indivíduos não serão alterados. Este procedimento é ilustrado a partir da Figura 27.

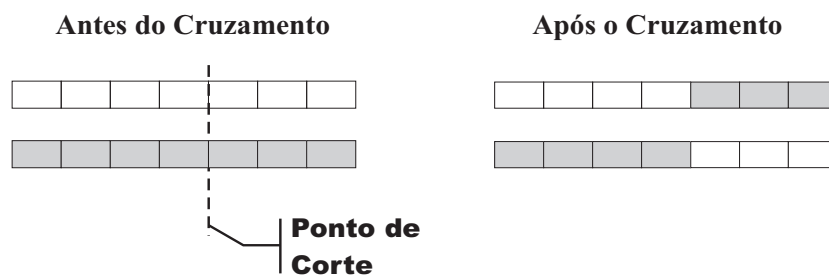


Figura 27: Exemplo de um cruzamento de um ponto.

Após realizar o cruzamento, o outro operador a ser realizado é o de mutação. A mutação é uma alteração aleatória em uma posição de um indivíduo. Esta alteração introduz mudança em torno das posições, explorando novos espaços de busca. O processo de mutação implica em modificar um elemento de um indivíduo. Este processo é controlado por um parâmetro chamado Probabilidade de Mutação (P_m).

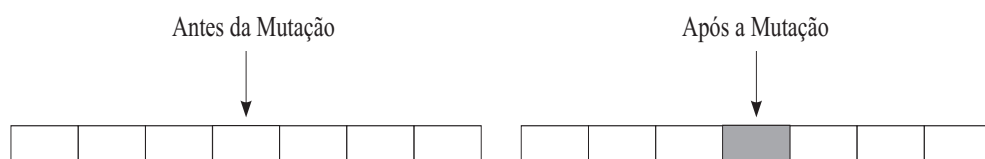


Figura 28: Exemplo de uma mutação simples.

Na Figura 28 ilustra um exemplo de uma mutação simples. Nesta figura, apresenta um indivíduo antes e depois da mutação. A partir desta figura, observa-se que no indivíduo antes da mutação, o quarto elemento foi selecionado aleatoriamente. Após isto, gera-se um número aleatório e verifica se este número é menor que a probabilidade de mutação. Se a condição for satisfeita o indivíduo será realizado a mutação. Este procedimento pode ser visto a partir da Figura 28. A figura apresenta um indivíduo que realizou a mutação e a alteração no elemento selecionado está representada pela cor cinza.

7. Resultados

7.1 Introdução

Os resultados das metodologias de reconfiguração de redes e da alocação ótima de geração distribuída considerando aspectos de confiabilidade são apresentados nas seções 7.2 e 7.3, respectivamente. Nestas seções serão discutidos como a modelagem da confiabilidade tem impacto na reconfiguração e na alocação de GD.

7.2 Reconfiguração de Redes de Distribuição Radiais

O algoritmo proposto para reconfiguração de redes de distribuição de energia com restrições de confiabilidade, foi testado em um sistema constituído por oito alimentadores da rede de distribuição da CEMAR. Estes alimentadores pertencem a uma subestação denominada Renascença. As principais características deste sistema são apresentadas na Tabela 11. O diagrama unifilar em coordenadas georeferenciadas é mostrado na Figura 29. Nesta figura, segmentos de reta com a mesma cor estão associados com um mesmo alimentador.

Tabela 11: Características do sistema referente a subestação do Renascença - CEMAR.

Nº de Consumidores	25654
Pico de Carga	51669,7 <i>kW</i>
Nº de Chaves <i>NA</i>	7
Nº de Pontos de Carga	657
Nº de Componentes	3928
Comprimento Total	93,76 <i>km</i>

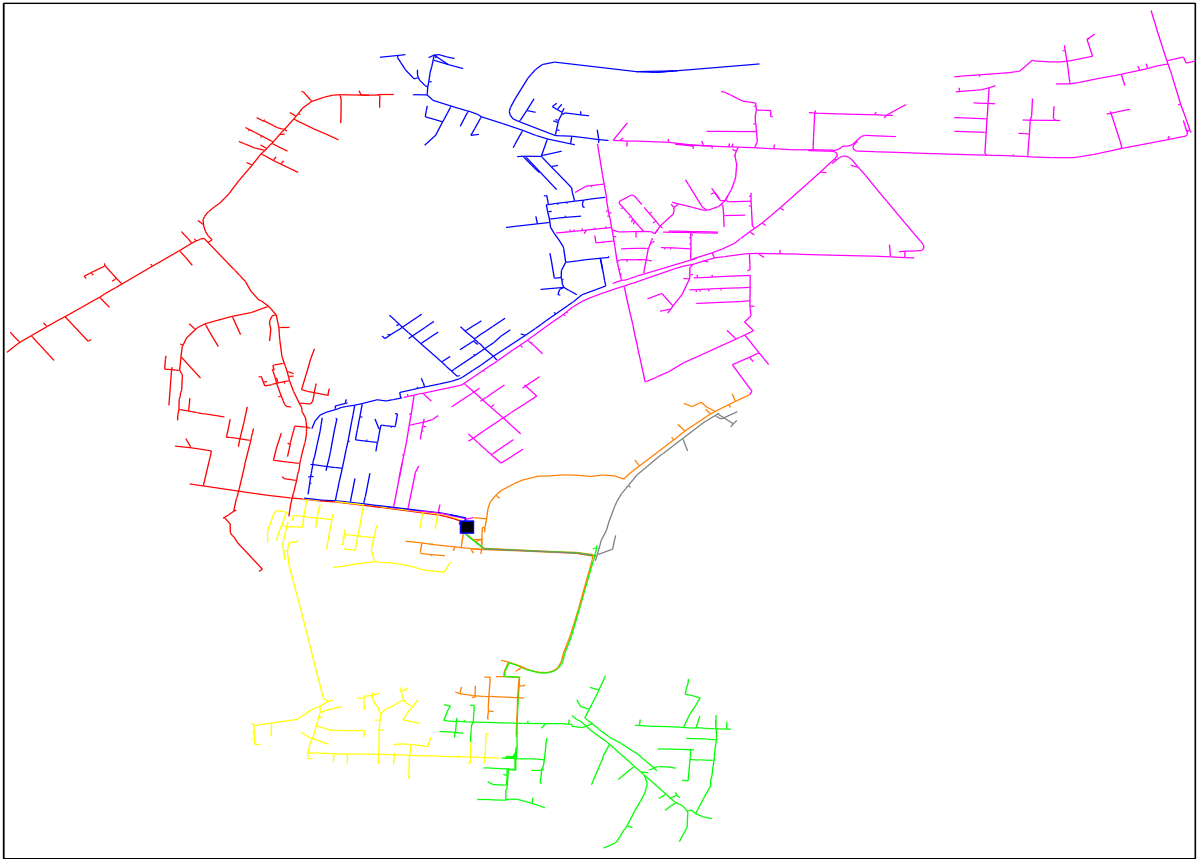


Figura 29: Diagrama unifilar da subestação do Renascença - CEMAR.

Os dados de confiabilidade, das redes de distribuição, usados nos testes com o sistema da Figura 29 são apresentados na Tabela 12, onde: λ_{perm} é a taxa de falha permanente, T_{reparo} é o tempo de reparo e T_{ch} é o tempo de chaveamento.

Tabela 12: Dados de Confiabilidade.

Dados de Confiabilidade	Linhas Aéreas
$\lambda_{perm} \left[\frac{f}{(ano.km)} \right]$	0,0820
$T_{reparo} [horas]$	3,3758
$T_{ch} [horas]$	1,0

7.2.1 Análise das Perdas Considerando os Índices de Confiabilidade como Restrições

A análise do impacto das restrições de confiabilidade na minimização das perdas em redes de distribuição foi realizada considerando-se os seguintes Casos de Estudos:

Caso 0: Estimaco das perdas e dos ndices de confiabilidade do Caso Base (configuraco inicial), sem considerar restrices de carregamento, perfil de tenso e confiabilidade.

Caso 1: Estimaco das perdas e dos ndices de confiabilidade do Caso Base (configuraco inicial), considerando restrices de carregamento e perfil de tenso ($W_i= 10^1$; $W_v= 10^1$; $W_{ir}= 0, 0$).

caso 2: Estimaco das perdas e dos ndices de confiabilidade considerando as restrices do Caso 1 e a restrico de confiabilidade ($W_i= 10^1$; $W_v= 10^1$; $W_{ir}= 10^3$).

Na Tabela 13 so apresentados os resultados da anlise das perdas, considerando os Casos de Estudo do sistema teste da Figura 29. Os resultados apresentados nesta tabela foram obtidos considerando-se os seguintes valores dos parmetros do mtodo de BT:

- Lista Tabu: 20
- Nmero de Simulaes: 200

Tabela 13: Perdas e ndices de confiabilidade para os Casos de Estudo.

ndices	Caso 0	Caso 1	Caso2
<i>SAIDI [hr/ano]</i>	16,5984	16,6761	15,5949
<i>SAIFI [falhas/ano]</i>	7,5975	7,61206	6,50613
<i>Perdas (kW)</i>	1912,1	1578,3	1649,24

As Figuras 30 e 31 mostram graficamente os valores das perdas e dos ndices de confiabilidade, respectivamente, a partir dos valores apresentados na Tabela 13.

Os resultados apresentados na Tabela 13 e na Figura 30 mostram que para o Caso 1 ocorreu uma reduo nas perdas de 17,46% em relao ao Caso Base. Entretanto, esta reduo foi obtida com uma deterioraco nos ndices de confiabilidade. Este efeito  causado pelo fato de que a minimizaco das perdas  realizada considerando-se somente restrices de carregamento nos alimentadores e perfil de tenso. Estes resultados so um indicativo de que as restrices de confiabilidade devem ser modeladas na minimizaco das perdas atravs da reconfiguraco da rede eltrica.

O impacto das restrices de confiabilidade na minimizaco das perdas pode ser avaliado comparando-se os Casos de Estudo 1 e 2 com relao ao Caso Base. Os

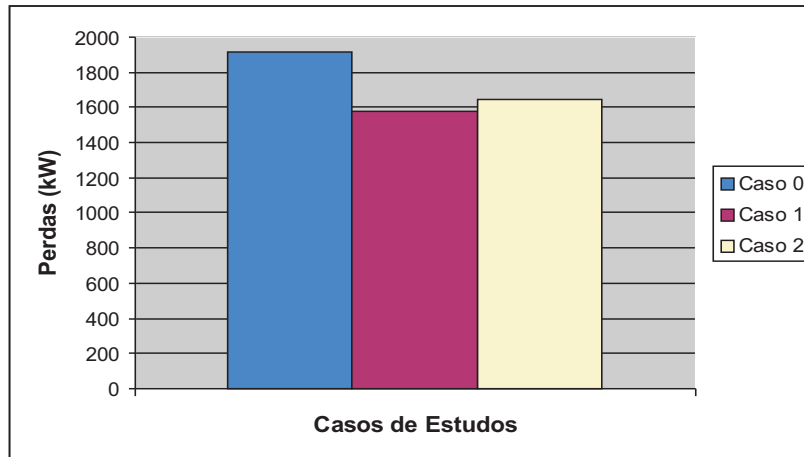


Figura 30: Perda total do sistema da Figura 29 para os Casos de Estudo.

resultados apresentados na Tabela 13 demonstram que a redução nas perdas é menor quando as restrições de confiabilidade são modeladas na reconfiguração da rede de distribuição. Por exemplo, para o sistema teste as reduções nas perdas para os Casos de Estudo 1 e 2, com relação ao Caso Base, são 17,46% e 13,75%, respectivamente. Além disso, na Figura 31 pode-se observar que quando a restrição da confiabilidade está ativa, os índices de confiabilidade do Caso 2 se mantiveram próximos aos do Caso Base, ou seja, a metodologia desenvolvida para a reconfiguração de rede, tenta minimizar o máximo possível as perdas e ao mesmo tempo não permite que os índices de confiabilidade do Caso Base sejam violados.

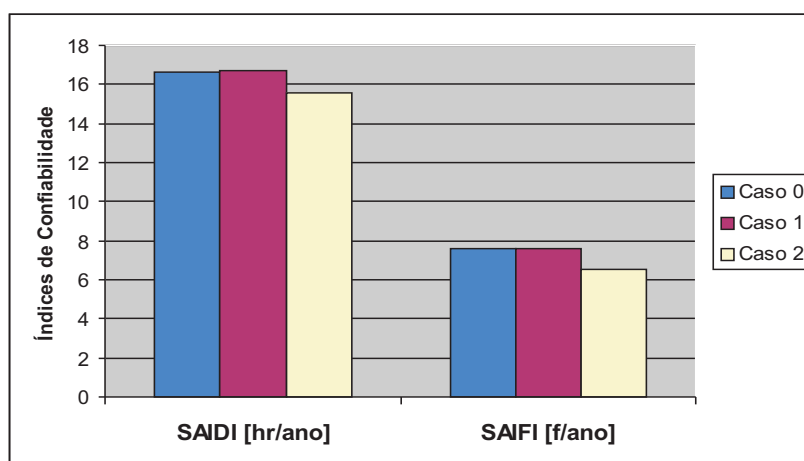


Figura 31: Índices de confiabilidade para o sistema teste da Figura 29.

Finalmente, na Figura 32 são ilustradas as topologias geradas para os Casos de Estudo 1 e 2, respectivamente, após a aplicação do algoritmo de redução de perdas com restrições de confiabilidade. O impacto das restrições de confiabilidade na

reconfiguração de redes de distribuição pode ser avaliado qualitativamente comparando-se as topologias ótimas apresentadas nas Figuras 32(a) e 32(b). A partir destas figuras, pode-se observar que quando as restrições de confiabilidade são modeladas, o algoritmo de otimização realiza um número menor de modificações na configuração da rede. Por outro lado, se estas restrições não são consideradas, o algoritmo realiza um maior número de modificações na topologia da rede. Por exemplo, quando as restrições de confiabilidade são desconsideradas, ocorrerá maior modificação na topologia do alimentador associado com a cor azul da Figura 32(a). Este efeito é devido ao fato de que com a desconsideração das restrições de confiabilidade ocorrerá um aumento no espaço de busca do algoritmo de otimização. Ou seja, em cada iteração há um maior número de soluções não penalizadas. Isto significa que ocorrerá uma maior chance de se obter soluções ótimas.



(a) Configuração ótima para Caso de Estudo 1.

(b) Configuração ótima para Caso de Estudo 2.

Figura 32: Comparação entre os Casos de Estudo 1 e 2.

As soluções ótimas apresentadas nesta seção exigiu um tempo de simulação médio igual a 473,403 minutos. Este tempo foi obtido utilizando um PC com processador Pentium de 2.6 Ghz e 512 Mb de RAM.

7.3 Alocação Ótima de Geração Distribuída

O algoritmo proposto para a alocação ótima de geração distribuída foi testado em um sistema constituído por quatro alimentadores da rede de distribuição da CEMAR. Estes alimentadores pertencem a uma subestação denominada Maiobão. As principais características do sistema teste são apresentadas na Tabela 14 e o diagrama unifilar em coordenadas GIS é mostrado na Figura 33.

Os dados de confiabilidade, das redes de distribuição, usados nos testes com o sistema da Figura 33 estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 14: Características do sistema referente a subestação do Maiobão - CEMAR.

Nº de Consumidores	19106
Pico de Carga	7768,37 kW
Nº de Chaves NA	1
Nº de Pontos de Carga	201
Nº de Componentes	1717
Comprimento Total	75,5927 km



Figura 33: Diagrama unifilar da subestação do Maiobão - CEMAR.

A alocação de geração distribuída, no sistema teste da Figura 33, foi realizada considerando-se os custos de interrupção apresentados na Tabela 15. Estes custos de interrupção foram estimados usando-se o Método de Pesquisa Direta aos Consumidores. Esta pesquisa foi realizada durante um projeto de P&D financiado pela CEMAR no ano de 2002 [35].

Tabela 15: Custos de Interrupção (R\$/kW) das classes de consumidores.

Duração da Interrupção [horas]	Residencial	Industrial	Comercial
0,017	0,0	7,7274	27,4596
0,333	1,9586	55,7892	132,543
1,0	7,8372	200,0798	293,984
4,0	23,2915	442,9334	825,4075
8,0	44,3435	878,3528	1685,4023

A Tabela 16 mostra as unidades de GD disponíveis para instalação nas barras candidatas. Além disso, esta tabela apresenta as capacidades das GDs com seus respectivos custos.

Tabela 16: Unidades de GD a Diesel disponíveis para alocação.

Capacidade (KVA)	Custo Inicial (R\$)	Custo de Operação Anual(R\$/kW)
50	48.875,00	48,0159
60	50.187,50	50,1768
70	51.500,00	52,3378

O valor do custo de operação CO , da equação 6.8, é a soma do custo de manutenção e de combustível. O custo de compra anualizado, da equação 6.8, corresponde ao investimento para instalar as GDs. Adicionalmente aos custos de operação/instalação da GD, é também necessário se conhecer os custos de compra e venda de energia elétrica para se definir a função objetivo mostrada na equação (6.12). Neste trabalho, os custos de compra e venda de energia [1] são 202,00 R\$/MWh e 331,01 R\$/MWh, respectivamente. Os parâmetros do algoritmo genético utilizado para a otimização estão apresentados na Tabela 17.

Tabela 17: Parâmetros do algoritmo genético.

Número de gerações	300
Probabilidade de Cruzamento (P_c)	0,85
Probabilidade de Mutação (P_m)	0,08
Tamanho da População	50

A Figura 34 identifica quais as barras candidatas para a alocação de geração distribuída no sistema da Figura 33. Estas barras foram identificadas usando-se

a metodologia baseada em análise de sensibilidade, descrita na seção 6.3. Neste sistema, a representação de uma barra candidata para a alocação da GD, é ilustrada por um círculo verde. Um círculo vermelho é desenhado nas barras onde o algoritmo de otimização aloca um ou mais geradores.



Figura 34: Barras candidatas para alocação de geração distribuída.

7.3.1 Análise de custo/benefício da instalação de Geração Distribuída

A análise do impacto da alocação de geração distribuída na confiabilidade de redes de distribuição foi realizada considerando-se os seguintes cenários de planejamento:

Cenário 0: Rede de distribuição sem a instalação de GD;

Cenário 1: Rede de distribuição após a alocação ótima de GD;

Os custos associados com estes dois Cenários são apresentados na Tabela 18. A partir desta tabela, nota-se que os custos das perdas, de interrupção, da perda de faturamento e o de compra de energia foram reduzidos de R\$ 25.140,00, R\$ 145.200,00, R\$

314.000,00, R\$ 139.200,00, respectivamente. Esta redução nos custos é devido à instalação de GD na rede de distribuição em estudo. Estes resultados já eram esperados, pois a GD injeta potência ativa no sistema próximo aos pontos de cargas. Conseqüentemente, há uma redução direta nas perdas elétricas. Além disso, a redução nos custos de interrupção e da perda de faturamento é devido ao fato de que a GD elimina as restrições da rede (operação interligada da GD na rede de distribuição), aumentando assim a capacidade de transferência de carga dos alimentadores. Uma outra contribuição da GD para a minimização dos custos, ocorre em operação isolada. Na operação isolada a GD supre parte do sistema quando a alimentação principal está indisponível. Conseqüentemente, reduz os índices de confiabilidade associados com a duração das interrupções.

Tabela 18: Valores de custos estimados.

Custos (R\$)*R\$1000	Cenário 0	Cenário 1
Custos das Perdas	1.761,68	1.736,54
Custo de Interrupção	89.913,3	89.768,1
Custo da Perda de Faturamento	630.913,00	630.599,00
Custo de Compra de energia	32.004,2	31.865,00
Custo de Instalação da GD	0,0	6,279
Custo de operação da GD	0,0	458,479
Custo Total	754.592,18	754.433,398

Os resultados obtidos com a metodologia aplicada, apresentados na Tabela 18, mostram que o custo total do Cenário 1 com relação ao Cenário 0 teve uma redução de R\$ 158.782,00. Em outras palavras, a razão da relação custo/benefício é menor do que 1, ou seja, os benefícios da geração distribuída são maiores que o custos de instalação de GD na rede de distribuição. Estes resultados mostram a importância da metodologia aplicada, visto que são obtidos melhores índices de confiabilidade, redução no carregamento dos alimentadores, melhor perfil de tensão e um aumento nas receitas das empresas de distribuição. Desta forma, a GD pode ser uma alternativa para adiar investimentos associados com a expansão da rede elétrica. A Figura 35 apresenta o diagrama unifilar da subestação do Maiobão (CEMAR), com a alocação ótima de GDs usando a metodologia proposta.

A partir da Figura 35, observa-se que uma posição foi selecionada para alocação de GD. Nesta posição foi instalada uma GD de 70kW. A instalação desta GD

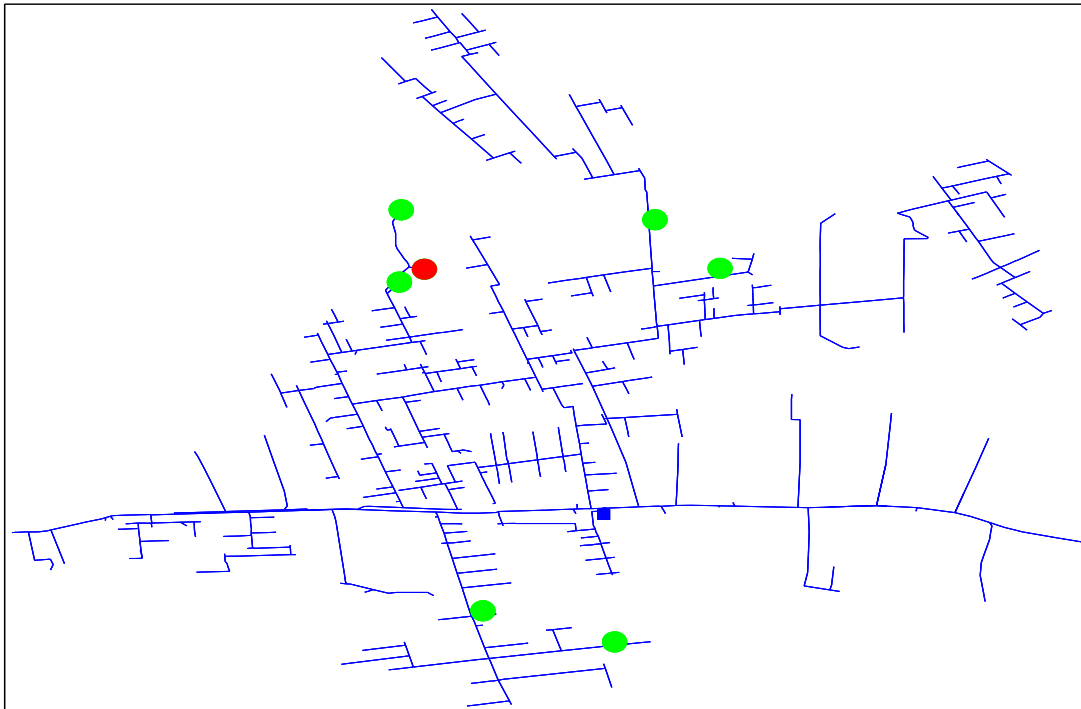


Figura 35: Diagrama unifilar da subestação do Maiobão, com alocação ótima de GD.

resultou no perfil de operação apresentado na Tabela 19. De acordo com esta tabela, observa-se que após a instalação da GD a tensão mínima, carregamento máximo e as perdas do sistema sofreram uma redução. Isto é devido ao fato de que as GDs injetam potência ativa e reativa próximos aos pontos de carga, ou seja, sendo desconsiderada a necessidade de linha de transmissão para transportar energia elétrica que a GD injeta no sistema de distribuição.

Tabela 19: Operação do sistema após a alocação ótima de GD.

Dados Operacionais	Cenário 0	Cenário 1
Tensão Mínima (V)	12.763,62	12.627
Carregamento Máximo (A)	596,782	593,11
Perdas Elétricas (kW)	607,5497	598,8797

A solução ótima apresentada nesta seção exigiu um tempo de simulação igual a 121,6065 minutos. Este tempo foi obtido utilizando um PC com processador Pentium de 2.6 Ghz e 512 Mb de RAM.

8. Conclusão

8.1 Introdução

O desenvolvimento de modelos, técnicas de cálculo eficientes e algoritmos computacionais para otimizar a confiabilidade de redes de distribuição foram abordados nos capítulos precedentes. Os procedimentos utilizados para implementar estes modelos baseiam-se nas seguintes técnicas: fluxo de carga baseado no método de soma das potências, método analítico de enumeração de estados para estimar índices de confiabilidade, algoritmos genéticos e busca tabu. A utilização destas duas técnicas permitiu incluir os seguintes aspectos no planejamento de redes de distribuição:

- 1) Estimação de índices de confiabilidade considerando-se a presença de GD e restrições da rede (carregamento de alimentadores e quedas de tensão);
- 2) Minimização de perdas em redes de distribuição com restrições de confiabilidade;
- 3) Redução dos custos de Interrupção, energia não faturada e de compra de energia através da alocação ótima de GD.

8.2 Principais Realizações e Contribuições

As principais contribuições deste trabalho, para o planejamento de redes de distribuição, podem ser resumidas da seguinte forma:

- 1) **Avaliação do Impacto de Restrições da Rede nos Índices de Confiabilidade**

A maioria dos modelos, para análise de confiabilidade em redes de distribuição, usados atualmente desconsideram o efeito de restrições da rede no processo de restauração. Nestes modelos, a transferências de carga são realizadas sem considerar

a ocorrência de sobrecargas e violações de tensões. Esta característica impede que o impacto de GD, bancos de capacitores e reguladores de tensão sejam precisamente modelados no cálculo de índices de confiabilidade. Esta característica pode subestimar os benefícios destas alternativas de projeto durante o processo de planejamento. Devido a isto, é importante considerar o efeito de restrições da rede no cálculo de índices de confiabilidade. Nesta dissertação foi desenvolvida uma metodologia baseada em técnicas de compensação e no método de soma de potências para modelar estas restrições. A metodologia proposta é capaz de modelar restrições da rede no cálculo de índices de confiabilidade, com precisão aceitável e baixos custos computacionais.

2) Modelagem de Restrições de Confiabilidade na Reconfiguração de Redes de Distribuição

Atualmente, existem diversas metodologias para realizar a reconfiguração de redes de distribuição. Entretanto, estas metodologias não consideram o impacto da reconfiguração nos índices de confiabilidade. A desconsideração destas restrições na reconfiguração da rede pode resultar em topologias que deteriorem os índices de confiabilidade do sistema. Neste trabalho foi introduzida uma metodologia para reconfigurar a rede de distribuição com restrições de confiabilidade. Nesta metodologia, a reconfiguração do sistema é realizada sem deteriorar os índices de confiabilidade do sistema com relação a topologia original da rede. A metodologia proposta é baseada nas seguintes técnicas: algoritmo de fluxo de potência baseado no método de soma de potências, método analítico de enumeração de estados para estimar os índices de confiabilidade e no Método de Busca Tabu.

3) Alocação Ótima de Geração Distribuída

Na maioria dos casos, a alocação de GD é realizada considerando-se modelos aproximados para: cálculo das perdas e estimação dos índices de confiabilidade. Estas aproximações podem sobreestimar ou subestimar o impacto de GD no desempenho da rede de distribuição. Neste trabalho, a alocação de GD foi realizada considerando-se modelos mais precisos para o cálculo das perdas e estimação de índices de confiabilidade. Este modelo permitiu estabelecer um compromisso aceitável entre a precisão dos resultados e os custos computacionais. A metodologia proposta para a alocação de GD se baseia nas seguintes técnicas: algoritmo de

fluxo de potência baseado no método de soma de potências, método analítico de enumeração de estados para estimar os índices de confiabilidade e Algoritmos Genéticos.

8.3 Aplicações Práticas

A aplicação dos conceitos e técnicas propostas para reconfiguração e alocação ótima de GD foi apresentada no Capítulo 6. Estas aplicações práticas foram realizadas através de estudos em duas subestações de grande porte da rede de distribuição da CEMAR. Nestas subestações foram utilizados diversos casos de estudo e alternativas de projeto para analisar o impacto da alocação de GD e da reconfiguração nos índices de confiabilidade. As principais conclusões obtidas com os resultados dos testes podem ser resumidas da seguinte forma:

1) Modelagem de Restrições de Confiabilidade na Reconfiguração de Redes de Distribuição

Foi introduzido um modelo para realizar a reconfiguração de redes de distribuição com restrições de confiabilidade. Os resultados dos testes com este modelo demonstraram que:

- 1.1) Restrições de confiabilidade tem grande impacto na reconfiguração de redes de distribuição;
- 1.2) A redução nas perdas, com a inclusão de restrições de confiabilidade, foi menor do que aquela obtida quando estas restrições são desconsideradas;

2) Alocação Ótima de Geração Distribuída

Foi desenvolvida uma metodologia para a alocação de GD considerando-se uma modelagem mais precisa da rede elétrica no cálculo das perdas e dos índices de confiabilidade. A alocação ótima de GD, obtida com o algoritmo proposto, reduziu significativamente os custos associados com: perdas elétricas, interrupções no fornecimento de energia, energia não faturada e compra de energia.

8.4 Sugestões para Trabalhos Futuros

O tema deste trabalho foi analisar a confiabilidade em redes de distribuição radiais: reconfiguração e alocação de geração distribuída. Os assuntos abordados neste trabalho terão pela frente o desenvolvimento e aprimoramento de modelos e técnicas computacionais para simular de forma mais precisa a operação e o comportamento da rede elétrica de um sistema de distribuição de energia elétrica. Algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- Modelagem de restrições com lógica nebulosa (fuzzy);
- Implementação de novas técnicas de otimização para estudos de reconfiguração de redes de distribuição, tais como: algoritmos genéticos e modelos híbridos;
- Coordenação da proteção após o processo de reconfiguração;
- Modelagem das falhas dos geradores distribuídos no modelo de avaliação da confiabilidade;
- Análise probabilística da estabilidade de tensão em redes de distribuição radiais.

Referências Bibliográficas

- [1] L. H. Willis, “Power Distribution Planning Reference Book”, Marcel Dekker, 2004, New York.
- [2] E. Lakervi, E. J. Holmes, “Electricity System Distribution Network Design”. Ed. Peter Peregrinos, 1989, London - UK.
- [3] João Mamede Filho, “Manual de Equipamentos Elétricos”, Ed. LTC, Vol. 1, 1994, Rio de Janeiro - RJ.
- [4] James J. Burke, “Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications”, Marcel Dekker, 1994, New York.
- [5] Turan Gönen, “Electric Power Distribution System Engineering”, McGraw Hill Book Company, 1986, New York.
- [6] R. E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker, 2002, New York.
- [7] A. B. Rodrigues, “Análise Probabilística do Gerenciamento da Congestão em Mercados de Energia Elétrica”, Dissertação de Mestrado, UFMA, 2003.
- [8] R. Billinton, R. N. Allan , “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, 1998, Massachusetts, USA.
- [9] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. Wayne Beaty. “Electrical Power Systems Quality” , 2003, 2^o Edição, United States, McGraw-Hill.
- [10] MERLIN, A. & BACK, G. “Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for urban power distribution system,” Proceedings 5th Power System Conference, Cambridge, UK, Setembro, 1975, pp. 1-18.

- [11] A. C. Neto, A. B. Rodrigues, M. G. da Silva, "Distribution Network Reconfiguration with Reliability Constraints.", In: IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology, Nanyang, 2004 . v. I. p:98-103.
- [12] H. Mori, Y. Ogita, "A Parallel Tabu Search Based Method for Reconfiguration of Distribution Systems", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, Vol.1, PP:73-78.
- [13] Koichi Nara, Atsushi Shiose, Minoru Kitagawa, Toshihisa Ishihara, "Implementation of genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-configuration", IEEE trans. on Power Systems, 1992, August, Vol.7, No. 3.
- [14] M. A. Kashem, V. Ganapathy, G. B. Jasmon, "Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution Networks", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 1999, Vol.146, Issue 6, pp:563-567, November.
- [15] M. A. Kashem, V. Ganapathy, G. B. Jasmon, "Network Reconfiguration for Enhancement of Voltage Stability in Distribution Networks", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 2000, Vol.147, Issue 3, pp:171-175, November.
- [16] R. E. Brown . "Distribution Reliability Assessment and Reconfiguration Optmization". Transmission and Distribution Conference and Expositior, IEEE/PES, 2001, Vol.2, Nov, pp:994-999.
- [17] M. E. Baran, F. F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing", IEEE Trans. Power Delivery 4(2), 1989, 1401-1407.
- [18] G. Carpinelli, G. Celli, F. Pilo, A. Russo, "Distributed Generation Siting and Sizing under Uncertainty", IEEE Porto Power Tech Conference, 2001, Vol. 4 , Page(s):7.
- [19] Carmen L. T. Borges, Djalma M. Falcão, "Impact of Distributed Generation Allocation and Sizing on Reliability, Losses and Voltage Profile", IEEE Bologna Power Tech Conference, 2003, Volume 2, 23-26 June Page(s):5
- [20] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, M. M. A. Salama, "Optimal Investiment Planning for distributed Generation in a Competitive Electricity Market", IEEE Trans. Power Systems, 2004, August, Vol. 19, No. 3.
- [21] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, F. Pilo, "A multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation", 2005, May, Vol.20, No.2.

- [22] D. H. Popovic, J. A. Greatbanks, M. Begovic, A. Pregelj, "Placement of Distributed Generators and Reclosers for Distribution Network Security and Reliability", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2005, Vol. 27, Issues.5-6 Page(s):398-408.
- [23] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, M. M. A. Salama, "An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning", *IEEE Trans. Power Systems*, 2005, Vol: 20, Issue 2, Page(s):1158-1165.
- [24] Alcir Monticelli, Ariovaldo Garcia, "Introdução a Sistemas de Energia Elétrica", 1999, Editora da Unicamp, São Paulo, Brasil.
- [25] A. J. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", 1983, Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo, Brasil.
- [26] M. S. Srinivas, "Distribution Load Flow: A Brief Review", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2000, Vol: 2, page(s): 942-945.
- [27] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, G. X. Luo, "A compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Network", *IEEE Trans. Power Syst*, Vol.3(2), May 1988, pp.753-762.
- [28] R. P. Broadwater, A. Chandrasekaram, C. T. Huddleston, A. H. Khan, "Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems". *Electric Power Systems research*, 1988, Vol.14, pp:23-33.
- [29] M. H. Haque, "A General Load Flow method for Distribution Systems", *Electric Power System Research*, 2000, Vol.54(1), pp:47-54.
- [30] Dragoslav Rajcic, Rubin Taleski, "Two Novel Methods for Radial and Weakly Meshed Network Analysis", *Electric Power Systems Research*, 1998, Vol. 48, Number 2, 15 December , pp.79-87.
- [31] T. H. Chen, M. S. Chen, "Distribution System Power Flow Analysis - A Rigid Approach". *Transactions on Power Delivery*, 1991, Vol.6, No.3, July, Page(s):1146-1152
- [32] Richard E. Brown, Andrew P. Hanson, H. Lee Willis, Frank A. Luedtke, Michael F. Born, "Assessing the Reliability of the Distribution Systems", *IEEE Computer Applications in Power*, January, 2001, Vol:14, Issue:1, pp.44-49.

- [33] A. M. Leite Da Silva, A. M. Cassula, C. E. Sacramento, “Reliability Evaluation of Distribution Systems Under Load Transfer Restrictions”, 7th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, September, 2002, pp.22-26, Naples, Italy.
- [34] A. C. Neto, C. L. C. de Castro, M. G. da Silva, A. B. Rodrigues, “Voltage Drop and Feeder Loading Constraints Modeling in Reliability Assessment of Radial Distribution Networks”(aceito), IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 2005.
- [35] M. G. da Silva, A. B. Rodrigues, C. L. C. de Castro, A. C. Neto e outros, “Relatório Final Completo do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Otimização da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, DEE-UFMA, disponibilizado para a CEMAR em Novembro de 2002.
- [36] Resolução 024 - ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Diário Oficial da União, Janeiro, 2000.
- [37] Billinton R. , R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, 2nd ed. Plenum Press, 1992, New York.
- [38] Billinton R. , R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, 2nd ed. Plenum Press, 1992, New York.
- [39] A. A. Chowdhury, Don O. Koval, “Current Practices and Costumer Value - Based Distribution System Reliability Planning”. IEEE Industry Applications Conference, 2000, Italia, Vol. 2, pp: 909 - 916.
- [40] M. G. da Silva, R. R. Allan, “Evaluation of Reliability Indices and Outages Costs in Distribution Systems”. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, Estados Unidos, v. I, n. 3, pp:498-503.
- [41] Thomas E. Mcdermott & Roger C. Dugan, “PQ, Reliability, and DG”, IEEE Industry Applications Magazine, 2003, sept/oct, vol.9, no.5, pp.17-23.
- [42] H. L. Willis, W. G. Scott . “Distributed Power generation: Planning and Evaluation” , New York, 2000.
- [43] Roy Billinton, Wenyan Li . “Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods”. 1994, Plenum Press - New York.

- [44] J. B. Bunch, R. D. Miller, J. E. Wheeler, “Distribution system integrated voltage and reactive power control”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1982, PAS-101, pp:284-289.
- [45] C. Cavellucci, “Buscas Informadas Baseadas em Grafo para Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, 1998, Campinas, São Paulo.
- [46] F. Glover, M. Laguna . “Tabu Search”, Kluwer Academic Publishers, 1997.
- [47] A. H. Mantawy , Y. L. Abdel-Magid, S. Z. Selim . “Unit commitment by tabu search”, IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution, 1998, Vol.145, pp.56-64.
- [48] R. Raineri, S. Ríos and R. Vásquez . “Business opportunities and dynamic competition through distributed generation in primary electricity distribution networks”. Energy Policy, Volume 33, Issue 17, November 2005, Pages: 2191-2201.
- [49] W. Y. Yang, W. Cao, Tae-Sang Chung, “Applied Numerical Methods Using Matlab”, Wiley-Interscience, 2005, New jersey.
- [50] J. H. HOLLAND. A, “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, 1992, ,2ª edição, MIT Press, Massachusetts;
- [51] Z. MICHALEWICZ. , “Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs”, 3ª edição, Springer, 1996, United States;
- [52] D. G. GOLDBERG . “Genetic Algoritms in Search, Optimization and Machine Learning”, 1989, Addison-Wesley, EUA.
- [53] L. Davis. “Handbook of Genetic Algorithms”, 1991, VNR, New York.
- [54] Djalma M. Falcão - COPPE-UFRJ. “Aplicações de Inteligência Computacional em Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica”. 18 a 23 de setembro 2005, São luís - MA - Brasil.