

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE SISTEMAS
DINÂMICOS E ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**MODELO MATEMÁTICO DE OTIMIZAÇÃO PARA A ALOCAÇÃO
DE CHAVES SECCIONADORAS E RAMAIS DE INTERCONEXÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

KATIANI PEREIRA DA CONCEIÇÃO

FOZ DO IGUAÇU

2014

Katiani Pereira da Conceição

**Modelo Matemático de Otimização para a Alocação de Chaves
Seccionadoras e Ramais de Interconexão em Sistemas de Distribuição de
Energia Elétrica**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Edgar Manuel Carreño Franco

Foz do Iguaçu

2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca do Campus de Foz do Iguaçu – Unioeste
Ficha catalográfica elaborada por Miriam Fenner R. Lucas - CRB-9/268

C744 Conceição, Katiani Pereira da

Modelo matemático de otimização para a alocação de chaves seccionadas e ramais de interconexão em sistemas de distribuição de energia elétrica / Katiani Pereira da Conceição.- Foz do Iguaçu, 2014.
89 p. : il. : tab. : graf.

Orientador: Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Energia elétrica – Sistemas de distribuição. 2. Chaves seccionadas. 3. Ramais de interconexão. 4. Confiabilidade. 5. Modelos matemáticos. I. Título.

CDU 621.316
519.248

Modelo Matemático de Alocação Ótima de Chaves Seccionadoras e Ramais de Interconexão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

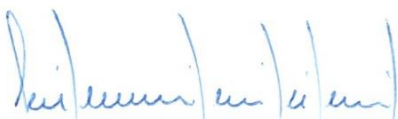
Katiani Pereira da Conceição

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos e aprovada pela Banca Examinadora:

Data da defesa pública: 21/02/2014



Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. Luis Gustavo Wesz da Silva
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia - IFG



Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Resumo

No presente trabalho é apresentado o desenvolvimento de um modelo matemático de otimização para a alocação de chaves seccionadoras e ramos de interconexão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Este modelo tem como objetivo minimizar os custos de energia não suprida e os custos de investimento, na alocação das chaves seccionadoras e ramais de interconexão. As principais restrições são os indicadores de continuidade DEC e FEC e o fluxo de potência do sistema, sendo este um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM), tendo como diferencial propor que os ramais de interconexão possam ser construídos entre o tronco principal e os ramais laterais de um mesmo alimentador. Os objetivos desse modelo são melhorar a confiabilidade do sistema e minimizar os custos de energia, desta forma apresenta-se a construção da Curva de Pareto através da variação dos fatores de peso contidos na função objetivo, com a obtenção desta curva foi possível encontrar um conjunto de soluções para que o tomador de decisões de uma empresa, possa escolher qual dessas soluções se enquadra melhor na sua proposta de trabalho. Utiliza-se o algoritmo genético como técnica de solução em vários sistemas testes para avaliar o comportamento do modelo matemático.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica; Confiabilidade; Chaves Seccionadoras; Ramais de Interconexão.

Abstract

The development of a mathematical optimization model for the allocation of switching devices and interconnecting branches in electric power distribution systems is presented. This model aims to minimize the cost of load unserved energy and investment costs. The main constraints are continuity indicators, like DEC and FEC and technical constraints from the power flow of the system. The model is a mixed integer nonlinear programming (MINLP) which proposes the building of new interconnection lines between the main branch and lateral extensions of the same feeder. The objectives of this model are to improve system reliability and minimize energy costs, the construction of the Pareto curve by varying weighting factors contained in the objective function is presented in order to find a set of solutions to be presented to the decision maker of a distribution utility. To prove the behavior of the model, a genetic algorithm was used as solution technique in several test systems.

Keywords: Distribution Systems of Electric Power, Reliability, Switches, Extensions Interconnection.

Aos meus pais.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus, por sempre me servir de conforto nos momentos difíceis.

Aos meus pais Itacir Pereira e Maria de Fatima, agradeço por todo o amor, apoio e incentivo recebido ao longo da vida. A minha irmã Katiúscia Pereira, meus sobrinhos e cunhado agradeço por estarem ao meu lado em todos os momentos.

Agradeço em especial ao meu orientador, Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco, por toda a competência, disposição e atenção a mim prestado em todos os momentos deste trabalho.

Aos meus amigos Marcos Ricardo Muller, Rodrigo Delfim Guarizi e William Mendonça Ferrari, colegas com os quais dividi os momentos bons e angustiantes deste trabalho, dos quais pude contar com a compreensão e ajuda para a realização desta pesquisa.

Agradeço a todos os professores do PGESDE pela colaboração direta ou indireta no desenvolvimento do trabalho. Em particular agradeço ao Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero pelo exemplo de competência, amizade e profissionalismo.

E finalmente, ao apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES – pela bolsa de pesquisa concedida durante o tempo da pesquisa.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xvii
1 Introdução	1
2 Revisão da Literatura	7
2.1 Introdução.....	7
2.2 Modelos Matemáticos de Alocação de Chaves Seccionadoras em Sistema de Distribuição	8
2.3 Análises e Considerações	12
2.4 Diferencial do Modelo Matemático	13
3 Confiabilidade	15
3.1 Introdução.....	15
3.2 Métodos para o cálculo da confiabilidade	16
3.2.1 Métodos analíticos	16
3.2.2 Métodos de simulação	19
3.3 Confiabilidade em sistemas de distribuição	20
3.3.1 Indicadores de continuidade individuais	22
3.3.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras	23
3.3.3 Índices internacionais	24
3.4 Confiabilidade vs. Custos	26
3.5 Conclusão	27
4 Modelo Matemático	29
4.1 Introdução.....	29
4.2 Descrição do modelo matemático	31
4.2.1 Função objetivo	36
4.2.2 Restrições	42

4.3	Considerações finais do capítulo	46
5	Algoritmo de Solução	49
5.1	Introdução	49
5.2	Algoritmo Genético	50
5.3	Algoritmo Genético aplicado ao modelo matemático	52
6	Testes e Resultados	59
6.1	Introdução	59
6.2	Dados e valores utilizados nas simulações	60
6.3	Sistema de 33 nós	61
6.4	Resultados.....	63
6.4.1	Resultados extremos da Curva de Pareto	64
6.4.2	Resultados importantes	66
6.4.3	Alocação exclusivamente de chaves seccionadoras.....	69
6.4.4	Comparação dos resultados.....	71
6.5	Conclusões	72
7	Considerações Finais e Trabalhos Futuros	73
A	Dados do Sistema Teste	83
B	Artigos Publicados	89
B.1	Contece	89
B.2	SBSE (2014).....	89

Lista de Figuras

Figura 3.1: Sistema com dois componentes conectados em série	17
Figura 3.2: Sistema com dois os componentes conectados em paralelo	18
Figura 3.3: Confiabilidade vs custo. Fonte: Brown et al. (1997)	27
Figura 4.1: Classificação de um Alimentador (Silva, 2002; 2005)	31
Figura 4.2: Rede de Distribuição Fictícia	32
Figura 4.3: Alimentador de distribuição dividido em regiões e seções	33
Figura 4.4: Alimentador fictício	33
Figura 4.5: Alimentador com uma falta	34
Figura 4.6: Alimentador com ramal de interconexão	34
Figura 4.7: Alimentador com ramal de interconexão com falta	35
Figura 4.8: Alimentador Genérico	37
Figura 5.1: Fluxograma Algoritmo Genético Básico	51
Figura 5.2: Algoritmo geral utilizado	52
Figura 5.3: Criação da População para o Algoritmo Genético	53
Figura 5.4: Vetor das Chaves e Ramos Concatenados	54
Figura 5.5: Fluxograma do Algoritmo Genético utilizado	55
Figura 5.6: Pontos de Crossover	56
Figura 5.7: Resumo do Algoritmo utilizado para a obtenção da Fronteira de Pareto	56
Figura 6.1: Sistema teste	61
Figura 6.2: Alimentador com ramais de interconexão	62
Figura 6.3: Comportamento dos resultados encontrados pelo algoritmo para a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão	63
Figura 6.4: Sinalização das soluções com custo mínimo e da região de equilíbrio	66
Figura 6.5: Resultado com equilíbrio entre as funções objetivo	68
Figura 6.6: Gráfico da evolução dos resultados do algoritmo para a alocação exclusivamente de chaves	70

Lista de Tabelas

Tabela 6-1: Maior importância para os custos de investimento	65
Tabela 6-2: Maior importancia para a energia não suprida	65
Tabela 6-3: Resultado com o custo mínimo	67
Tabela 6-4: Resultado com equilíbrio entre as funções objetivo.....	68
Tabela 6-5: Resultado para alocação exclusiva de chaves	70
Tabela 6-6: Comparação dos resultados.....	71
Tabela A.7-1: Dados das barras do sistema de 33 nós	84
Tabela A.7-2: Dados dos ramos existentes do sistema.....	85
Tabela A.7-3: Dados dos ramos existentes do sistema.....	86
Tabela A.7-4: Dados dos circuitos candidatos do sistema	87
Tabela A.7-5: Dados dos circuitos candidatos do sistema	87

Lista de Símbolos

Capítulo 3

S	Sistema com componentes conectados em série
s	Número de componentes do sistema S
b	Índice dos componentes do sistema S
λ_b	Taxas de falha dos componentes do sistema S
r_b	Tempos de reparo dos componentes do sistema S
λ_S	Taxa de falha do sistema S
r_S	Tempo de reparo do sistema S
U_S	Indisponibilidade do sistema S
P	Sistema com componentes conectados em paralelo
p	Número de componentes do sistema P
h	Índice dos componentes do sistema P
λ_h	Taxas de falha dos componentes do sistema P
r_h	Tempos de reparo dos componentes do sistema P
λ_P	Taxa de falha do sistema P
r_P	Tempo de reparo do sistema P
U_P	Indisponibilidade do sistema P
z	Índice de interrupções de uma unidade consumidora
m	Número de interrupções de uma unidade consumidora
$t(z)$	Tempo de duração de uma interrupção
$t(z)_{max}$	Tempo da máxima duração de uma interrupção contínua

$t_{\text{crítico}}$	Duração de uma interrupção ocorrida em dia crítico
u	Índice de unidades consumidoras atendidas em conjunto
Cc	Número total de unidades consumidoras de um conjunto

Capítulo 4

NA	Chave normalmente aberta
NF	Chave normalmente fechada
Ω_E	Conjunto dos ramos existentes no sistema
$n(E)$	Número de ramos existentes no sistema
i	Índice dos ramos existentes no sistema
x_i	Variável de decisão para a alocação de uma chave seccionadora
Ω_N	Conjunto dos novos ramos de interconexão
$n(N)$	Número de ramos candidatos a receberem um ramal de interconexão
j	Índice dos novos ramos de interconexão
x_j	Variável de decisão para a construção de um ramal de interconexão
Ω_{K_i}	Conjunto de ramos pertencentes a seção i
$n(K)_i$	Número de ramos pertencentes a seção i
k	Índice dos ramos pertencentes a seção i
$\lambda_{k,i}$	Taxa de falha do ramo k pertencente a seção i
$r_{k,i}$	Tempo de reparo do ramo k pertencente a seção i
$U_{k,i}$	Indisponibilidade do ramo k pertencente a seção i
Ω_{W_i}	Conjunto de nós pertencentes a região i
$n(W)_i$	Número de nós pertencentes a região i
w	Índice dos nós pertencentes a região i
$La_{w,i}$	Carga do nó w pertencente a região i

C_e	Custo de perda de energia
C_s	Custo de aquisição e instalação de uma chave seccionadora
l_L	Comprimento de um novo ramal de interconexão
C_L	Custo para a construção de um ramal de interconexão por quilometro
v	Taxa anual de juros
p	Período de amortização
β_1	Fator de peso para o Custo da Energia não Suprida
β_2	Fator de peso para os Custos de Investimento
$Cc_{w,i}$	Quantidade de consumidores em cada nó w pertencente a região i
NC	Número total de consumidores do sistema sob análise
$CENS$	Custo de energia não suprida
$CINV$	Custo total de investimentos
$CINV_{anual}$	Custo total de investimento anualizado
FRC	Fator de recuperação de capital
$DEC_{Esp.}$	Duração equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora
$FEC_{Esp.}$	Frequência equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora
DEC_{max}	Limite de DEC definido
FEC_{max}	Limite de FEC definido
V	Tensão (PU)
V^{max}	Tensão máxima permitida (PU)
V^{min}	Tensão mínima permitida (PU)

Capítulo 1

Introdução

A energia elétrica pode ser considerada um dos serviços de maior importância para a população, uma vez que é um fator básico e fundamental para o desenvolvimento das mais diversas atividades na sociedade moderna. Com o aumento de seu consumo em decorrência do crescente desenvolvimento da sociedade, tornou-se indispensável que empresas distribuidoras de energia elétrica desenvolvam esforços no sentido de melhorar a qualidade dos serviços prestados, investindo principalmente na segurança e confiabilidade das redes.

O sistema de distribuição de energia elétrica é o segmento do sistema de potência que se encontra mais próximo do consumidor final. As faltas ocorridas no mesmo, provocam interrupções no fornecimento de energia afetando diretamente os usuários. Estima-se que cerca de 70% do tempo de interrupção no fornecimento de energia aos consumidores está associado às faltas no sistema de distribuição primário (Billinton e Allan, 1996).

Em todo tipo de prestação de serviço podem ocorrer falhas, porém na prestação de serviço de fornecimento de energia elétrica podem ocorrer falhas graves com interrupções que podem gerar grandes prejuízos. Na ocorrência de interrupções no fornecimento, as concessionárias distribuidoras deixam de receber pela energia não distribuída aos consumidores, implicando em prejuízos adicionais para a empresa. Além disso, interrupções de longa duração ou mesmo pequenas quedas, podem comprometer, por exemplo, a produção industrial, ou então afetar a vida humana, no caso de pacientes em hospitais que necessitem de aparelhos de sobrevivência.

No Brasil, compete a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estimular a melhoria dos serviços prestados pelas empresas de energia. É de sua responsabilidade, zelar direta ou indiretamente pela boa qualidade no fornecimento ao consumidor. Através da resolução Nº 24 de 27 de Janeiro de 2000 a ANEEL estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica a serem observada pelas concessionárias.

Entre os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, destacam-se o DEC - Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora e o FEC - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (ANEEL, 2014a). Esses indicadores permitem mensurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica em uma rede e podem ser utilizados como métricas comparativas da qualidade do serviço prestado. A confiabilidade de uma rede de distribuição é inversamente proporcional aos seus indicadores de continuidade, ou seja, quanto menores forem seus indicadores, mais confiável é a rede (Dias, 2009).

Vários trabalhos mostram a constante preocupação de diversos pesquisadores em apresentar estratégias com o objetivo de elevar a confiabilidade dos sistemas de distribuição (Gontijo, 2007).

A qualidade da energia fornecida ao consumidor e os índices de confiabilidade, podem ser melhorados com a alocação otimizada de chaves seccionadoras nos sistemas de distribuição. Na ocorrência de uma falta na rede, estas chaves atuam no sentido de isolar a área com defeito, transferindo a energia da seção interrompida a outras seções, minimizando a quantidade de usuários na vizinhança do local de defeito que ficam sem o fornecimento de energia. Chaves seccionadoras também permitem controlar o fornecimento de energia para a realização de obras de expansão e intervenções para manutenção preventiva em componentes da rede (Leite, Mathias Neto e Mantovani, 2010; Silva, 2005).

O desenvolvimento de modelos matemáticos para alocação de chaves seccionadoras pode ser encontrado em diversos trabalhos, uma grande parte desses, tem como objetivo apresentar estratégias que proporcionem a minimização dos custos de energia não suprida. Além disso, muitos dos modelos incorporam os custos de investimento na aquisição, instalação e manutenção das chaves, bem como, taxas de falha, tempos de reparo e indisponibilidade do sistema (Billinton e Jonnavithula, 1996; Wang e Billinton, 1998; Teng e Lu, 2002; Silva, Pereira e Mantovani, 2004; Bernardon et al., 2011; Abiri-Jahromi et al., 2012).

É comum encontrar trabalhos que apresentam a modelagem para a alocação não só de chaves seccionadoras mas também de dispositivos de segurança e proteção (Tang, 1996; Soudi e Tomsovic, 1999; Silva, Pereira e Mantovani, 2005). Algumas pesquisas ainda trabalham com a possibilidade de alocação destes dispositivos a fim de diminuir os índices de continuidade do sistema (Ferreira et al., 2008; Dias, 2009; Assis et al., 2013).

Estudos que visam um sistema de distribuição com índices de continuidade baixos, devem considerar alternativas que minimizam a quantidade de usuários que sofrem interrupções de energia devido às faltas ocorrida na rede. Neste contexto, é possível considerar a construção de ramais de interconexões entre circuitos e/ou alimentadores de uma rede de distribuição, para que juntamente com a alocação otimizada de chaves seccionadoras proporcionem maiores opções para o remanejamento das cargas.

Encontra-se na literatura uma pequena quantidade de trabalhos que apresentam a modelagem matemática para a alocação de chaves seccionadoras juntamente com a melhor configuração de ramais de interconexões. No trabalho de Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1995) foi proposto um modelo matemático que visa minimizar os índices de energia não suprida e duração de uma interrupção, entretanto, a formulação matemática não contempla custos para a aquisição e instalação das chaves, tampouco para a construção dos ramos de interconexão. Já no trabalho de Sousa (2013) aparecem estes custos, entretanto a proposta para a construção dos ramais de interconexão somente é realizada na fase de planejamento do sistema, e a proposta para a construção destes ramais abrange apenas a conexão entre alimentadores.

A consideração dos custos de investimento em um modelo matemático, faz-se necessário no processo de otimização, uma vez que na busca pela minimização dos custos totais de confiabilidade, a consideração desses torna-se fundamental para que o modelo matemático possa ser utilizado de maneira viável por empresas distribuidoras.

A proposta da construção dos ramais de interconexão podem ser considerados não só entre alimentadores, mas também entre o tronco principal e os ramais laterais de um mesmo alimentador, a fim de interliga-los. Esta alternativa oferece uma oportunidade para as empresas distribuidoras investirem no reforço do sistema, pois esses dispositivos alocados juntos e de maneira otimizada na rede podem proporcionar maiores opções para o remanejamento das cargas interrompidas devido a faltas ocorridas no sistema.

Com base neste contexto, surge o questionamento, que originou o presente trabalho:

É possível em um mesmo processo de otimização a alocação simultânea de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, entre o tronco principal e os ramais laterais de um mesmo alimentador, considerando aspectos econômicos e de confiabilidade da rede?

Sendo assim, este trabalho de pesquisa tem como objetivo geral apresentar um modelo matemático de otimização, que seleciona locais para a alocação de chaves seccionadoras e

linhas de interconexão entre o tronco principal e os ramais laterais de um mesmo alimentador de um sistema de distribuição de energia elétrica.

Com este modelo, será possível:

- Encontrar em um mesmo processo de otimização os melhores locais para a construção dos ramais de interconexão juntamente com a alocação otimizada das chaves seccionadoras.
- Minimizar os custos de energia não suprida, aumentando a confiabilidade da rede.
- Garantir que os índices DEC e FEC estarão abaixo dos estipulados pela ANEEL.
- Garantir que os limites operacionais da rede estão sendo respeitados.
- Apresentar um conjunto de soluções, para que o tomador de decisões de uma empresa distribuidora possa escolher, a que mais se adapta a sua estratégia de trabalho.
- Apontar um ponto de satisfação entre os custos de energia não suprida e os custos de investimento.
- Apresentar o resultado com o menor custo total.

O presente trabalho está focado na elaboração e apresentação do modelo matemático. Será utilizado um sistema teste e um algoritmo de solução unicamente para avaliar o comportamento do modelo. Os resultados obtidos serão apresentados de forma tal que o tomador de decisões de uma empresa terá a oportunidade de escolher qual deles se enquadra melhor na sua filosofia de trabalho. Ou seja, o trabalho não se preocupa em apresentar uma única solução, e sim apresentar um conjunto de soluções unicamente para comprovar que o modelo matemático proporciona resultados satisfatórios. Este conjunto de soluções será obtido através da construção da Curva de Pareto.

É importante apresentar alternativas para as empresas distribuidoras investirem no reforço do sistema e elevar a qualidade dos serviços prestados, uma vez que essas constantemente procuram por estratégias para se enquadrarem nas metas estipuladas pelos órgãos reguladores. É de grande valia discussões que possam apresentar alternativas para essas empresas reduzirem os custos com a energia não suprida, proporcionando estratégias para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição. Além disso, os consumidores também são grandes favorecidos, pois se beneficiam de um fornecimento de energia elétrica de qualidade.

Assim, o trabalho de pesquisa será apresentado nos próximos capítulos seguindo a seguinte estrutura:

Capítulo 2: Encontra-se a revisão da literatura dos principais trabalhos envolvendo o tema de pesquisa.

Capítulo 3: Apresenta-se algumas considerações sobre a confiabilidade em sistemas de distribuição, alguns conceitos e fórmulas utilizadas no decorrer do trabalho

Capítulo 4: É descrito pontualmente o modelo matemático de otimização para o problema de alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão.

Capítulo 5: Será exposto o algoritmo utilizado para avaliar o comportamento do modelo.

Capítulo 6: É apresentado o sistema teste, bem como as simulações realizadas, os resultados obtidos, as análises feitas a fim de avaliar o modelo matemático.

Capítulo 7: Por fim nesse capítulo é exposto as considerações finais do presente trabalho, bem como algumas propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

2.1 Introdução

O processo de transformar situações da realidade em problemas matemáticos é denominado de Modelagem Matemática. A Modelagem Matemática é um processo dinâmico utilizado para a obtenção de um modelo matemático, esse pode ser definido como um conjunto de símbolos e relações matemáticas, que traduz de alguma forma um fenômeno ou um problema de situação real, cujas soluções devem ser interpretadas na linguagem usual. Bassanezi (2002) afirma, que a modelagem é eficiente a partir do momento que nos conscientizamos que estamos trabalhando com aproximações da realidade.

A escolha da quantidade e dos melhores locais para se alocar chaves seccionadoras em sistemas de distribuição está sendo alvo de estudos que buscam modelar a melhor relação custo/benefício, a qual leva em conta o número de chaves a serem alocadas, com o consequente custo de manutenção e operação, juntamente com os custos de energia não suprida e a qualidade dos serviços prestados.

Encontram-se na literatura muitos trabalhos que tratam do problema de alocar chaves seccionadoras em pontos estratégicos dos sistemas de distribuição. Alguns modelam o problema com o objetivo de diminuir os custos de interrupção do fornecimento de energia, através da minimização dos custos de energia não suprida. Outros apresentam modelos que visam encontrar o número e a alocação ótima das chaves seccionadoras, minimizando, além dos custos de energia não suprida, também os custos de investimento, manutenção e operação das chaves.

É importante ressaltar que a Modelagem Matemática é uma arte, através da qual é possível que ao formular, elaborar e resolver Modelos Matemáticos que devem valer não apenas para

uma situação particular, mas que também sirvam posteriormente como suporte para outras aplicações e teorias.

Nenhum modelo deve ser considerado definitivo, este pode sempre ser melhorado, um bom modelo é aquele que propicia a formulação de novos modelos. Ou seja, um modelo pode ser derivado de outros e servir como base para outros que virão (Bassanezi, 2002).

Durante as pesquisas foi importante analisar essas considerações, pode-se perceber a evolução dos modelos matemáticos, a arte de modelar os problemas de alocação ótima de dispositivos de segurança e proteção nas redes de distribuição e principalmente os artifícios utilizados para modificar, melhorar e aprimorar modelos já existentes, trazendo outros enfoques, outras aplicações e outras formas de implementar e solucionar.

Billinton e Jonnavithula (1996) mencionam que desenvolver modelos matemáticos de otimização que selecionam um número adequado de chaves e seus locais é uma tarefa difícil na configuração de um sistema de distribuição.

Neste capítulo será apresentado a revisão da literatura dos principais trabalhos encontrados que abordam o tema de alocação de chaves seccionadoras e dispositivos de segurança e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica. Logo após será feita algumas análises e considerações sobre os trabalhos discutidos, e por fim apresenta-se o diferencial da presente pesquisa.

2.2 Modelos Matemáticos de Alocação de Chaves Seccionadoras em Sistema de Distribuição

Ao longo dos anos foram desenvolvidos alguns trabalhos que apresentam a modelagem matemática para o problema de alocação otimizada de chaves seccionadoras em redes de distribuição (Levitin, Mazal-Tov e Elmakis, 1994). Uma grande maioria preocupa-se com a modelagem da alocação de chaves a fim de minimizar os custos de energia não suprida e os prejuízos causados aos consumidores e/ou concessionárias (Abiri-Jahromi et al., 2012; Bernardon et al., 2011; Billinton e Jonnavithula, 1996; Celli e Pilo, 1999; Chen et al., 2006; Silva, Pereira e Mantovani, 2004; Teng e Lu, 2002; Wang and Billinton, 1998).

Desses trabalhos citados, pode-se destacar o artigo de Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1994), em que foi proposta uma modelagem matemática para a alocação ótima de chaves em

um único alimentador de um sistema de distribuição radial. Na formulação matemática é considerado o custo de investimento em novas chaves seccionadoras e o custo de energia não suprida, assim como as taxas de falha e os tempos de reparo dos componentes da rede. O modelo ainda avalia os casos em que as seccionadoras não são totalmente confiáveis, ou seja, quando elas podem causar curto-circuito nas seções onde estão instaladas.

Em Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1995) é apresentada uma estratégia para a alocação de chaves seccionadoras em sistemas de distribuição considerando a possibilidade de construção de ramais de interconexão. Este trabalho busca a alocação otimizada de chaves seccionadoras para dois casos: no primeiro quando a oferta de ramais de interconexão já é dado, e a segunda quando é necessário determinar um número de ramais, bem como a quantidade de seccionadoras a serem instaladas. Este segundo caso somente é analisada durante o planejamento, ou quando são feitas decisões sobre as extensões da rede.

Já em Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1996) os mesmos autores discutem o caso em que as chaves seccionadoras e os ramais de interconexão já foram alocados na rede, é utilizado os modelos matemáticos discutidos em (1994) e (1995) para a alocação desses dispositivos. Sendo assim, neste trabalho eles apresentam um algoritmo que determina quais seções devem ser isolados para aumentar a confiabilidade da rede.

Ainda podem ser destacados três trabalhos de grande relevância, nos quais é discutida a alocação ótima de dispositivos de chaveamento em sistemas de distribuição radial. Nos trabalhos de Billinton e Jonnavithula (1996) e Wang e Billinton (1998), a formulação matemática busca encontrar o número e a localização das chaves, com o objetivo de minimizar os custos de investimento e manutenção dos equipamentos, além dos custos de interrupção no fornecimento de energia ao consumidor. Os modelos matemáticos são formulados como um problema de otimização combinatória com função objetivo não linear e não diferenciável. No trabalho de Celli e Pilo (1999) os autores apresentam um modelo matemático que tem como objetivo a minimização dos custos de energia não suprida. O modelo considera os custos de instalação e os benefícios devido à existência ou não dos dispositivos de chaveamento automático na rede, incorporando as taxas de falha do alimentador e os tempos de localização e reparos.

Alguns autores tem por objetivo apresentar modelos matemáticos que visam exclusivamente a minimização dos índices de energia não suprida. Com esta finalidade Teng e Lu (2002) apresentam a modelagem matemática para melhorar a confiabilidade do serviço e

reduzir os danos ao cliente, estes autores propõem a reorganização das seccionadoras já existentes no sistema. Neste modelo matemático aparecem as taxas de falha das seções do alimentador, tempo de localização das faltas e de transferência das cargas (operação de comutação por seccionadores manuais ou automáticos).

Um dos modelos mais importantes para o cálculo da energia não suprida foi apresentado por Teng e Liu (2003), este modelo tem por objetivo a redução dos custos de interrupção ao consumidor, analisando também os benefícios da reorganização das chaves já existentes. Esse é um modelo de otimização combinatória com uma função objetivo não-linear, e não-diferenciável. Os autores ainda defendem que o modelo apresentado é uma ferramenta útil para a automatização dos sistemas de distribuição, visto que não terá custos de investimento na aquisição de novas chaves. Este modelo foi modificado, derivado e complementado em diversos trabalhos, (Benito, Silva e Mantovani, 2008; Leite e Mantovani, 2008; Leite, Mathias Neto e Mantovani, 2010).

Um modelo matemático considerando a alocação e realocação de chaves seccionadoras para restauração de redes de distribuição sob a ação de contingências é apresentado por Silva, Pereira e Mantovani, (2004). Esse modelo é um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto, onde a função objetivo considera os dados históricos das interrupções, a quantidade e a localização das chaves. O modelo também considera os tempos de reparo que cada consumidor sofre, no ponto, a jusante e a montante da falta.

Muitos modelos são apresentados mostrando a crescente preocupação com a segurança das redes de distribuição, (Soudi e Tomsovic, 1999; Silva, Pereira e Mantovani, 2005; Sohn, Nam e Park, 2006). Esses trabalhos apresentam alternativas para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição através de modelos matemáticos de alocação ótima de dispositivos de proteção. Dentre essas pesquisas destaca-se Silva (2005), neste trabalho é proposto um modelo matemático de alocação e realocação de chaves de manobra e dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição de energia elétrica, visando a melhoria da qualidade do serviço de energia e os índices de confiabilidade do sistema. O modelo matemático é obtido utilizando conceitos de energia não suprida, e os índices históricos de faltas permanentes e temporárias no sistema. A função objetivo contempla os custos fixos de investimento e manutenção, assim como os custos de interrupção.

A fim de investigar os benefícios da alocação de chaves seccionadoras automáticas na rede, muitas pesquisas apresentam o desenvolvimento de uma metodologia para a alocação

dessas chaves nas redes de distribuição. A metodologia de Aranha Neto (2006) é dividida em três partes, denominadas de módulos. O módulo de reconfiguração, cuja função é estabelecer os pontos candidatos à alocação de uma chave automatizada, o de confiabilidade, que calcula o impacto nos índices de confiabilidade causados pela alocação de uma chave, e o multicritério, que é responsável pelo cálculo da ordem de mérito (hierarquização) das posições candidatas a receberem uma chave, de acordo com as preferências do decisor.

Já em Dias (2009) e Dias, Aoki e Fernandes (2010) a alocação de chaves automáticas em sistemas de distribuição é analisada através de um modelo matemático que tem como objetivo a minimização dos indicadores de continuidade, tanto coletivos quanto individuais. A metodologia desenvolvida contempla critérios técnico-econômicos, buscando otimizar o desempenho dos indicadores DEC e FEC, bem como o fluxo de caixa do investimento nas chaves.

Em Abiri-Jahromi et. al. (2012) é apresentada uma abordagem para a automação dos sistemas de distribuição, através da alocação de chaves seccionadoras automatizadas e controladas remotamente. Para modelar o problema foi utilizada a programação linear inteira mista (MILP), e tem como objetivo minimizar os custos de interrupção ao cliente, em conjunto com o custo de investimento em chaves seccionadoras, o custo de instalação e o custo anual de operação e manutenção.

Pesquisas recentes como as de Assis et al. (2012) e Assis et al. (2013) também são apresentadas alternativas visando a minimização dos custos de energia não distribuída e os custos de instalação das chaves. Esses autores apresentam um modelo matemático para a alocação de chaves seccionadoras e de manobra, automáticas e manuais em um sistema de distribuição radial. Para o cálculo dos custos de energia não distribuída é utilizada a média das taxas de falha anuais, assim como a duração média das interrupções. Nas restrições para este modelo, além do fluxo de carga do sistema, os autores também consideram o indicador de continuidade DEC.

E para concluir, Sousa (2013) apresenta uma metodologia heurística para o planejamento da expansão de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica que utiliza dois diferentes modelos de programação linear binária mista (MBLP). O primeiro modelo efetua o planejamento ótimo do sistema sem considerar a confiabilidade, e o segundo, visa obter a melhor solução para o problema de planejamento considerando a alocação de chaves e ramais de interconexão para realizar a restauração da rede em condições de contingências. Esse

segundo modelo considera os custos de operação através do cálculo da energia não distribuída, custos de alocação de chaves de manobra, além do custo de construção de circuitos alimentadores de interconexões.

2.3 Análises e Considerações

É possível verificar que a maioria dos autores discute a alocação ótima de chaves seccionadoras com o objetivo de melhorar a confiabilidade dos sistemas de distribuição. Assim, compreendeu-se a importância deste assunto na atualidade, uma vez que os usuários de energia elétrica exigem, cada vez mais, serviços com qualidade e eficiência.

Concluiu-se que para ter um sistema de distribuição confiável, este deve oferecer alternativas que minimizem a quantidade de usuários que sofrerão interrupções de energia devido a faltas ocorrida na rede. Neste contexto, foi encontrada uma quantidade pequena de pesquisas que expõem a possibilidade da construção de ramos de interconexão juntamente com a alocação de chaves seccionadoras. Estes recursos alocados de maneira ótima em uma rede de distribuição podem proporcionar maiores opções para o remanejamento de cargas, possibilitando que uma quantidade maior de consumidores na vizinhança do local de defeito sejam transferidos para outras fontes de alimentação.

Dos dois trabalhos, já expostos neste capítulo, que envolvem este tema, puderam ser feitas algumas análises e reflexões, as quais permitiram construir o modelo matemático que será apresentado no capítulo 4.

No artigo de Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1995) é apresentado um modelo matemático para a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, visando minimizar os índices de energia não suprida e a duração de uma interrupção, porém a formulação matemática não considera os custos de investimento para a aquisição e instalação das chaves seccionadoras, tampouco para a construção dos ramais de interconexão. Acredita-se que a consideração dos custos de investimento em um modelo matemático faz-se necessário, para que esse possa ser utilizado de maneira viável por empresas distribuidoras.

No trabalho de Sousa (2013) também é apresentado um modelo matemático para alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, porém a proposta para a construção dos ramais de interconexões somente é realizada na fase de planejamento do sistema, e a proposta

para a construção destes ramais abrange apenas a conexão entre alimentadores. Porém analisou-se que os ramais de interconexão, podem ser construídos, a fim de interligar o alimentador principal e os ramais laterais do sistema, a fim de reforçar a rede, proporcionando maiores alternativas para o remanejamento de cargas interrompidas.

2.4 Diferencial do Modelo Matemático

Dado o contexto anterior, o diferencial do presente trabalho está em propor que em um mesmo processo de otimização seja possível encontrar os melhores locais para a alocação das chaves seccionadoras, juntamente com os melhores lugares para a construção dos ramais de interconexão. Estes ramos poderão ser construídos entre o alimentador principal e os ramos laterais, bem como entre os ramais laterais, a fim de interligá-los.

Este modelo tem como objetivo encontrar um ponto de satisfação entre os custos de energia não suprida e os custos de investimento, na aquisição e instalação das chaves seccionadoras e na construção dos ramais de interconexão. Os indicadores de continuidade DEC e FEC são aplicados como as principais restrições deste modelo, onde as chaves e ramos serão alocados e construídos a partir de um limite máximo para estes índices (ANEEL, 2014b). Também são considerados como restrição os limites operacionais do sistema.

Para o cálculo dos custos de energia não suprida foi utilizada a proposta de (Teng e Liu 2003), para o modelo desenvolvido neste trabalho, pois verificou-se que esse modelo é visto por vários pesquisadores como claro e eficiente.

Deve-se ressaltar, a importância de considerar os indicadores DEC e FEC como restrições deste modelo, uma vez que as empresas distribuidoras sofrem penalizações, na forma de pagamento de compensações aos consumidores, caso seus índices de continuidade estejam abaixo dos estabelecidos pela ANEEL. Os valores pagos por essas violações podem ser visualizados em ANEEL (2014c). Considerar os indicadores como restrição, também diferencia o presente modelo dos dois trabalhos aqui citados, porém a consideração dos indicadores como restrição em modelos matemáticos para a alocação de chaves seccionadoras é alvo de pesquisas recentes (Assis et al., 2013).

Capítulo 3

Confiabilidade

3.1 Introdução

A confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de um componente ou sistema desempenhar as funções especificadas sob condições pré-estabelecidas, durante um período de tempo limitado, ou ainda, é a probabilidade de um componente ou sistema não falhar durante a sua vida útil (Lopes, 2001).

O estudo de confiabilidade tem como base a observação e análise estatística da ocorrência de falhas, tendo como objetivo principal a prevenção da ocorrência de falhas que afetem a capacidade operacional do sistema. Quando um componente/sistema deixa de exercer a função pretendida é indicativo de que ocorreu uma falha.

Este trabalho apresenta um estudo que propicia o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo esse o sistema responsável por entregar energia diretamente ao usuário. As faltas ocorridas nos sistemas de distribuição provocam interrupções no fornecimento de energia que afetam diretamente os consumidores finais.

No Brasil, a ANEEL é o órgão responsável por regular e fiscalizar a atuação das empresas distribuidoras e definir indicadores para monitorar o desempenho das mesmas, estabelecendo metas e penalidades, caso as mesmas não sejam cumpridas.

Assim, apresenta-se neste capítulo alguns dos métodos utilizados para calcular a confiabilidade de um componente, assim como a de um sistema. Expõem-se também as equações utilizadas pela ANEEL para avaliar o desempenho de um sistema de distribuição, bem como as equações internacionalmente utilizadas para o mesmo fim.

3.2 Métodos para o cálculo da confiabilidade

Em qualquer estudo de confiabilidade é importante formar um banco de dados referentes aos fatores determinantes da confiabilidade dos componentes pertencentes ao sistema. Dentre as informações mais importantes estão a taxa de falha e o tempo de reparo de cada elemento do sistema. Existem diferentes técnicas para calcular estes índices, que podem ser divididas em duas grandes categorias, os métodos analíticos e os métodos de simulação (Gontijo, 2007).

3.2.1 Métodos analíticos

Os métodos analíticos representam o sistema por modelos matemáticos, estes métodos mostram-se muito eficientes quando as probabilidades de falhas dos componentes tendem a ser pequenas e uniformes e as condições complexas de operação do sistema não são consideradas. Caso contrário, as equações se tornam muito amplas e complicadas. O método analítico mais utilizado é a Modelagem Markoviana.

Modelagem Markoviana

O método de Markov é uma técnica utilizada para modelar as taxas de transição das mudanças de estados dos componentes de um sistema, nos quais as falhas são estatisticamente independentes e as taxas de falha e reparo são constantes durante o intervalo de tempo considerado (Leite, 2005).

Entende-se como estado de um componente o conjunto de possíveis valores que seus parâmetros podem assumir. Estes parâmetros são chamados variáveis de estado e descrevem a condição do componente. O espaço de estados é o conjunto de todos os estados que um componente pode apresentar.

Uma das propriedades da Modelagem Markoviana é que os estados anteriores são irrelevantes para a predição dos estados seguintes, desde que o estado atual seja conhecido. Ou seja, para os processos de Markov só interessa o estado imediato de um componente.

Os estados que o sistema pode apresentar são perfeitamente identificáveis. Normalmente, o espaço de estados é discreto e o índice do processo que, em estudos de confiabilidade de sistemas é o tempo, pode ser discreto ou contínuo. Problemas de confiabilidade são normalmente modelados como discretos no espaço e contínuos no tempo (Brown et al., 1996).

Sistemas série e paralelo

O método de Markov é mais exato para analisar sistemas elétricos de potência, porém, os sistemas de distribuição apresentam muitos componentes interligados entre si e isto torna esse método complexo. Nestes casos utiliza-se um método aproximado, o qual é baseado em regras simples de probabilidade. Esse, fundamenta-se do ponto de vista de confiabilidade, em que um conjunto de componentes pode apresentar-se em uma configuração série ou paralela (Billinton e Allan, 1996).

Sistema série

Do ponto de vista de confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema série se para o mesmo funcionar todos os componentes devem estar em funcionamento simultâneo, Figura 3.1.

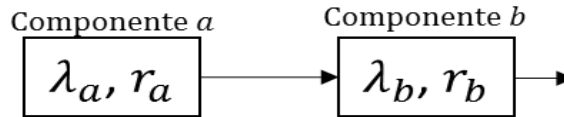


Figura 3.1: Sistema com dois componentes conectados em série

onde:

λ_a e λ_b Taxas de falha dos componentes a e b respectivamente;

r_a e r_b Tempos de reparo dos componentes a e b respectivamente.

A taxa de falha λ_S equivalente para este sistema é expresso por:

$$\lambda_S = \lambda_a + \lambda_b \quad (3.1)$$

E o tempo de reparo r_S é dado por:

$$r_S = \frac{\lambda_a r_a + \lambda_b r_b}{\lambda_S} \quad (3.2)$$

Analogamente, pode-se deduzir que a taxa de falha para um sistema série de n componentes, é determinado por:

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.3)$$

E o tempo de reparo de um sistema com n componentes conectados em série é dado por:

$$r_S = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_S} \quad (3.4)$$

Utilizando a taxa de falha e o tempo de reparo, a indisponibilidade U_S do sistema com os n componentes conectados em série, pode ser calculada da seguinte forma:

$$U_S = \lambda_S r_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (3.5)$$

Sistema paralelo

Do ponto de vista de confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema paralelo, se, para o mesmo funcionar, é necessário que apenas um dos componentes esteja em funcionamento, Figura 3.2.

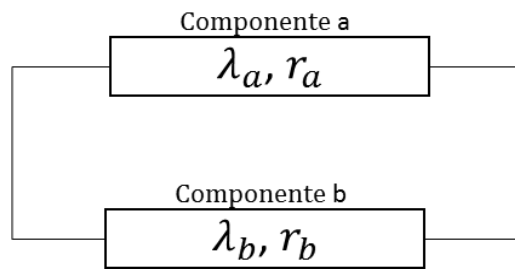


Figura 3.2: Sistema com dois os componentes conectados em paralelo

onde:

λ_a e λ_b Taxas de falha dos componentes a e b respectivamente;

r_a e r_b Tempos de reparo dos componentes a e b respectivamente.

A taxa de falha equivalente λ_p para este sistema é expresso por:

$$\lambda_p = \lambda_a \lambda_b (r_a + r_b) \quad (3.6)$$

E o tempo de reparo r_p é dado por:

$$r_p = \frac{r_a r_b}{r_a + r_b} \quad (3.7)$$

Analogamente, pode-se deduzir que a taxa de falha para um sistema paralelo de n componentes, é determinado por:

$$\lambda_p = \prod_{i=1}^n \lambda_i \left(\sum_{i=1}^n r_i \right) \quad (3.8)$$

E o tempo de reparo de um sistema com n componentes conectados em paralelo é dado por:

$$r_p = \frac{\prod_{i=1}^n r_i}{\sum_{i=1}^n r_i} \quad (3.9)$$

Com a taxa de falha e o tempo de reparo do sistema com os n componentes conectados em paralelo, pode-se estimar a indisponibilidade U_p do sistema, que é dada da seguinte forma:

$$U_p = \prod_{i=1}^n \lambda_i \left(\prod_{i=1}^n r_i \right) \quad (3.10)$$

3.2.2 Métodos de simulação

Com o contínuo avanço na velocidade de processamento dos computadores, é natural que os métodos de simulação sejam cada vez mais utilizados em várias áreas do conhecimento. Dentre esses métodos é possível destacar o de Monte Carlo como o mais popular na análise de sistemas elétricos.

Simulação de Monte Carlo (SMC)

O Método de Monte Carlo pode ser descrito como um método estatístico, no qual se utiliza uma sequência de números aleatórios para a realização de uma simulação. Este estima os índices de desempenho de confiabilidade, simulando o comportamento aleatório do sistema, e produz uma distribuição de resultados a partir da qual a média, variância e outras medidas estatísticas podem ser computados (Marantes, Strbac e Allan, 2006).

A simulação de Monte Carlo é capaz de representar os aspectos cronológicos entre os estados, é possível avaliar corretamente o processo de envelhecimento dos componentes, o tempo de variação das cargas, aspectos de correlação entre tempo e espaço. A simulação de Monte Carlo é usualmente empregada para avaliação dos índices de confiabilidade em sistemas de distribuição. Uma vez que este método mostra-se mais adequado que as técnicas analíticas, quando existem várias condições de operação e o número de componentes é grande

Porém, para a determinação dos históricos dos componentes, é necessário o conhecimento dos modos de operação do sistema, e consequentemente dos componentes, e de parâmetros de confiabilidade dos elementos, como taxas de falha e reparo e os respectivos tempos associados, (Billinton e Wang, 1999). Assim, muitas vezes não se tem o tempo necessário que este método necessita para a realização das simulações. Além disto o método de Monte Carlo tem como

desvantagem a dificuldade em se estimar as relações existentes entre as variáveis e as probabilidades das variáveis que melhor representem a realidade.

3.3 Confiabilidade em sistemas de distribuição

A confiabilidade é uma das características mais importantes em um sistema elétrico de potência, principalmente nos sistemas de distribuição, que apresenta uma quantidade elevada de componentes e ramificações.

Vários fatores contribuem para o aumento do risco de ocorrer falhas no sistema ou em algum equipamento. Qualquer componente, como os disjuntores, as chaves seccionadoras, os transformadores, entre outros, estão sujeitos a operações incorretas, e podem ser responsáveis por uma falta no sistema.

Além disso, em uma determinada área, a presença de uma grande quantidade de árvores faz com que esta região seja mais susceptível à ocorrência de defeitos. Danos mecânicos nos ramais, como o rompimento de um dos cabos, podem ocorrer devido a queda de um tronco ou até mesmo de uma árvore sobre os condutores. Em condições climáticas anormais, como por exemplo ventos e descargas atmosféricas em demasia, muitos equipamentos podem falhar ao mesmo tempo, podendo afetar a distribuição de energia a um número maior de consumidores.

As falhas ocorridas nos sistemas de distribuição podem ser definidas como qualquer problema apresentado em uma linha ou equipamento, que ocasione a alteração da condição normal de funcionamento do sistema elétrico, sem que ocorra uma interrupção de energia. Já uma falta é uma interrupção no fornecimento de energia elétrica.

As faltas que ocorrem em um sistema de distribuição podem ser classificadas em temporárias ou permanentes (Silva, 2005):

Faltas temporárias são aquelas que têm causas comuns, como descargas atmosféricas, materiais sem isolamento adequada e contatos momentâneos entre condutores. Assim, os equipamentos de proteção entram em operação, a causa do defeito desaparece e o sistema volta a funcionar normalmente depois de religado.

Faltas permanentes são aquelas que tem como causa a quebra de um cabo, a colisão de um veículo com um poste, dentre outros, e dessa forma o sistema faz as manobras e proteções

necessárias. Porém, para corrigir o defeito causador da interrupção é preciso a intervenção do homem antes de religar o equipamento em operação.

Uma falta temporária pode se transformar em uma falta do tipo permanente caso o equipamento de proteção não opere de maneira adequada.

Quando uma falta ocorre é necessário que os dispositivos de segurança, manobra e proteção instalados nos sistemas de distribuição, reconfigurem a rede. Com a alteração do estado (aberto/fechado) das chaves manobráveis, bloqueia-se a energia da sessão faltosa, isolando a área (região) com a falha. Utilizando ramais de interconexão é possível alimentar usuários que ficam na vizinhança do local de defeito o mais rapidamente possível. Ou seja, estes dispositivos quando instalados de maneira ótima ajudam a aumentar os índices de confiabilidade do sistema (Mantovani, Casari e Romero, 2000; Oliveira, 2009).

Aspectos relacionados com a confiabilidade de uma rede de distribuição podem ser considerados durante a fase de planejamento do sistema, novas subestações, alimentadores, melhores topologias da rede, alocação otimizada de dispositivos de proteção e manobra devem ser analisados para garantir o fornecimento de energia elétrica com qualidade para o consumidor (Peñuela Meneses, 2012).

Um fator importante no planejamento do sistema de distribuição é a alocação de um número adequado de dispositivos de controle e proteção, pelo fato que estes desempenham um papel importante na confiabilidade das redes de distribuição. Na literatura encontram-se muitos trabalhos que abordam o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica tendo em vista a confiabilidade da rede (Tang, 1996; Pahwa, 2005; Cossi, 2008; Martins, 2009; Sousa, 2013).

Entretanto, mesmo com o surgimento de novas ferramentas, somente um número reduzido de alternativas é analisado na prática, devido ao tempo limitado para o planejamento e a dificuldade de analisar todas as alternativas possíveis de maneira ótima. Sendo assim, com o crescimento das áreas urbanas e com a elevação do número de acessos ao fornecimento de energia nas regiões rurais, tornou-se inevitável a extensão dos alimentadores e os equipamentos de manobra e proteção são muitas vezes inseridos na rede sem o devido planejamento e coordenação, o que pode conduzir a um aumento dos problemas de confiabilidade.

Dessa forma, desenvolvem-se diversas pesquisas relacionados com a alocação ótima de dispositivos de controle, manobra e proteção em redes de distribuição. Estes dispositivos, quando alocados de maneira otimizada no sistema, tem por objetivo aumentar a segurança de

um sistema, de modo a manter um fornecimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade (Levitin, Mazal-Tov e Elmakis, 1994; Celli e Pilo, 1999; Silva, Pereira e Mantovani, 2004; Dias, Aoki e Fernandes, 2010; Assis et al., 2013).

Esses trabalhos são de grande importância para as empresas distribuidoras, pois constantemente é solicitado as mesmas que aumentem a qualidade no fornecimento de energia elétrica ao consumidor, sendo exigidos níveis de qualidade e continuidade mais rigorosos (Bernardon et al., 2009).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável por fiscalizar as empresas distribuidoras, através de Indicadores de Continuidade de Serviço de Distribuição de Energia Elétrica. Estes indicadores podem mensurar e avaliar a qualidade dos serviços prestados quanto à duração e frequência das interrupções no sistema, as quais podem ser apuradas de forma mensal, trimestral e anual, podendo ser calculados para unidades consumidoras individuais ou de um conjunto. Através deste indicadores é possível quantificar a qualidade do serviço prestado pelas empresas, que estarão sujeitas a penalidades caso não cumprirem as metas estabelecidas, na forma de pagamentos de compensações (multas) (ANEEL, 2014c).

Os indicadores de confiabilidade podem ser calculados para avaliar a confiabilidade pretérita, ou seja, o desempenho passado do sistema de distribuição, conforme os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica (ANEEL, 2014a).

A seguir serão apresentados os indicadores de continuidade individuais e os indicadores para um conjunto de unidades consumidoras, além disso, será exposto os indicadores utilizados internacionalmente.

3.3.1 Indicadores de continuidade individuais

DIC - Duração de Interrupção Individual por unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. (Expressa em horas e centésimos de hora).

$$DIC = \sum_{z=1}^m t(z) \quad (3.11)$$

FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. (Expressa em número de interrupções).

$$FIC = m \quad (3.12)$$

DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Por ponto de Conexão. (Expressa em horas e centésimos de hora).

$$DMIC = t(z) \max \quad (3.13)$$

DICRI - Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão. (Expressa em horas e centésimos de hora).

$$DICRI = t_{crítico} \quad (3.14)$$

onde :

z	Índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração;
m	Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
$t(z)$	Tempo de duração de uma interrupção;
$t(z)\max$	Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (z), no período de apuração. Verificada na unidade consumidora considerada;
$t_{crítico}$	Duração da Interrupção ocorrida em dia crítico.

3.3.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora. (Expressa em horas e centésimos de hora).

$$DEC = \frac{\sum_{u=1}^{Cc} DIC(u)}{Cc} \quad (3.15)$$

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. (Expressa em número de interrupções e centésimo do número de interrupções).

$$FEC = \frac{\sum_{u=1}^{Cc} FIC(u)}{Cc} \quad (3.16)$$

onde :

- u Índice de unidades consumidoras atendidas em BT e MT faturadas em conjunto.
- Cc Número total de unidades consumidoras apuradas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT e MT.

3.3.3 Índices internacionais

Internacionalmente os indicadores de continuidade são definidos no IEEE Standard 1366 – IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices – IEEE STANDARDS ASSOCIATION, este documento expõe uma série de índices para quantificar a confiabilidade do sistema de distribuição. Os principais índices relacionados com o presente trabalho são:

Índices baseados em consumidores

SAIFI - System Average Interruption Frequency Index;

Indica em média quantas vezes o cliente sofre uma interrupção contínua ao longo de um período de tempo predefinido.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número Total de Consumidores Interrompidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (3.17)$$

SAIDI - System Average Interruption Duration Index

Indica a duração média total de interrupção para o cliente durante um período de tempo predefinido. Ele é geralmente medido em minutos ou horas de interrupção.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos por Consumidor Interrompido}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (3.18)$$

CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index

Representa o tempo médio necessário para restaurar o serviço.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minutos por Consumidor Interrompido}}{\text{Número Total de Consumidores Interrompidos}} \quad (3.19)$$

CTAIDI – Customer Total Average Interruption Duration Index

Representa o tempo médio total no período em análise que os clientes realmente sofrem uma interrupção e ficaram sem energia. Este índice é um híbrido de CAIDI e é calculado da mesma forma, exceto que os clientes com várias interrupções são contados apenas uma vez.

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duração das Interrupções aos consumidores}}{\text{Número Total de Distintos Consumidores Interrompidos}} \quad (3.20)$$

OBS: Na contagem total de clientes interrompidos, cada cliente deve ser contado apenas uma vez, independentemente do número de vezes interrompidas durante o período em análise.

CAIFI - Customer Average Interruption Frequency Index

Fornece a frequência média das interrupções contínuas para aqueles clientes que sofrem interrupções contínuas. O cliente é contado uma vez, independentemente do número de vezes interrompidos por este cálculo.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Numero Total de Interrupções aos Consumidores}}{\text{Número Total de Distintos Consumidores Interrompidos}} \quad (3.21)$$

ASAI - Average Service Availability Index

Representa a fração de tempo (geralmente em percentagem) que um cliente recebeu energia durante o período definido.

$$ASAI = \frac{\text{Disponibilidade de Horas de Atendimento ao Consumidor}}{\text{Demanda de Horas de Atendimento ao Consumidor}} \quad (3.22)$$

CEMI_n - Customers Experiencing Multiple Interruptions

Indica a proporção de clientes individuais que sofrem n ou mais interrupções contínuas para o número total de clientes atendidos.

$$CEMI_n = \frac{\text{Número Total de Clientes que sofrem } n \text{ ou mais interrupções contínuas}}{\text{Número Total de Consumidores Atendidos}} \quad (3.23)$$

Índices baseados em carga

ASIFI - Average System Interruption Frequency Index

É definido com base na carga, em vez dos clientes afetados. O ASIFI às vezes é usado para medir o desempenho do sistema de distribuição em áreas que servem relativamente poucos clientes que têm relativamente grandes concentrações de carga, predominantemente clientes industriais / comerciais. Teoricamente, no sistema de distribuição de carga homogênea, o ASIFI seria o mesmo que o SAIFI.

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total de KVA Conectado de Carga Interrompido}}{\text{Total de KVA Conectado Atendido}} \quad (3.24)$$

ASIDI - Average System Interruption Duration Index

É com base na carga, em vez dos clientes afetados. Seu uso, limitações e filosofia são mostrados no ASIFI.

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duração KVA Conectado de Carga Interrompida}}{\text{Total de KVA Conectado Atendido}} \quad (3.25)$$

3.4 Confiabilidade vs. Custos

As empresas distribuidoras de energia elétrica necessitam justificar os custos de investimento, operação e manutenção, e dessa forma, procuram por eficiência econômica através da redução desses custos. Mas essa redução de custos pode provocar a diminuição da qualidade no fornecimento de energia. Estudos apontam que as empresas devem buscar a melhor relação entre custo vs. benefício, entre a qualidade de fornecimento de energia e os custos de investimento, operação e manutenção dos sistemas.

Neste sentido, empresas distribuidoras de energia buscam constantemente formas para melhorar o desempenho dos sistemas, investindo em estratégias para o aumento da confiabilidade das redes de distribuição. A maioria dos estudos de confiabilidade aplicados à distribuição de energia visam diminuir as taxas de falha do sistema e o tempo de indisponibilidade de serviço ao consumidor, estes estudos têm como objetivo a maior satisfação do cliente e maior lucratividade das concessionárias (Brown et al., 1997).

Deste modo, é necessário realizar estudos que apresentem alternativas para as empresas distribuidoras investirem na confiabilidade da rede. Porém essas necessitam de um custo de investimento baixo e a garantia da qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Sendo assim, é importante a busca por um ponto de confiabilidade ótima, Este ponto pode ser observado na Figura 3.3.

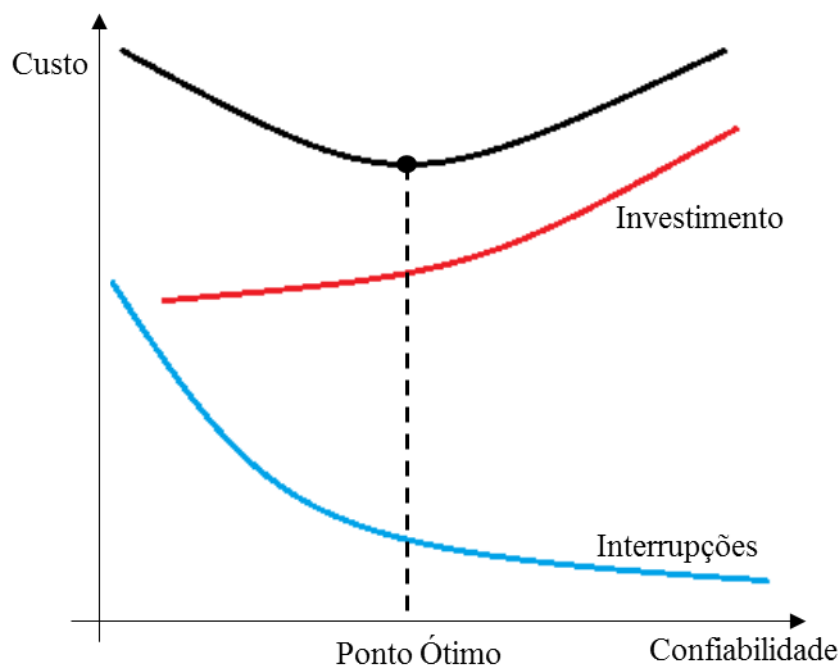


Figura 3.3: Confiabilidade vs custo. Fonte: Brown et al. (1997)

No capítulo 6 serão apresentados os resultados alcançados para o presente trabalho. Neste capítulo será possível verificar que a Figura 3.3 foi construída através do comportamento dos resultados encontrados pelo algoritmo. Nas figuras apresentadas no capítulo 6 poderá ser analisado a obtenção de um ponto de equilíbrio entre os custos de energia não suprida (CENS) e os custos de investimento (CINV). Este ponto de equilíbrio é um dos objetivos da presente pesquisa. Além disso, também é obtido o ponto de custo mínimo na soma das duas funções objetivo, conforme a Figura 3.3.

3.5 Conclusão

Este capítulo teve como objetivo apresentar algumas considerações e definições relacionadas com a confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica. Fez-se

necessário expor os métodos para o cálculo da confiabilidade e apresentar as equações para a estimativa das taxas de falha, tempos de reparo e a indisponibilidade dos sistemas, que serão utilizados posteriormente no capítulo 4, para a obtenção do modelo matemático.

Ao se estudar confiabilidade em sistemas de distribuição é necessário o conhecimento das formas de avaliação dos órgãos reguladores, tanto nacional quanto internacionais, perante o desempenho das concessionárias quanto a qualidade no fornecimento de energia elétrica ao consumidor. Sendo assim, foi possível verificar os indicadores de continuidade de serviço que os órgão reguladores utilizam a fim de mensurar e avaliar a qualidade dos serviços prestados pelas empresas distribuidoras.

Para concluir, um sistema com níveis de confiabilidade elevados, depende do investimento na segurança da rede de distribuição, porém esses investimentos devem ser feitos de forma ótima a fim de minimizar os custos de energia não suprida e os indicadores de continuidade.

Capítulo 4

Modelo Matemático

4.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado o desenvolvimento de um modelo matemático que, encontrará simultaneamente, a quantidade e os melhores lugares para a alocação das chaves seccionadoras e dos ramais de interconexão entre o tronco principal e os ramais laterais de um mesmo alimentador. Esse modelo tem como objetivo encontrar um ponto de satisfação entre os custos de energia não suprida, devido a faltas ocorridas na rede, e os custos de investimento na aquisição e instalação das chaves seccionadoras, assim como, o custo para a construção dos ramais de interconexão. A alocação desses dispositivos só será admitida se os indicadores de continuidade DEC e FEC estiverem dentro dos limites estipulados pela ANEEL (2014b). Além disto, através do fluxo de potência do sistema após a alocação das novas chaves e ramais, será possível avaliar os limites operacionais, garantido a operação segura da rede.

A seleção de locais para a construção dos ramos de interconexões e o melhor posicionamento para a alocação de chaves seccionadoras em sistemas de distribuição de energia elétrica é proposto por este trabalho, através do desenvolvimento de um modelo matemático com dois objetivos conflitantes.

- Melhorar a confiabilidade do sistema;
- Minimizar os custos de investimento.

O indicador escolhido para avaliar a confiabilidade do serviço de fornecimento de energia ao consumidor é o índice energia não suprida (ENS).

O primeiro objetivo para o modelo é encontrar uma configuração de chaves seccionadoras e ramais de interconexão a um custo da energia não suprida baixo. O segundo objetivo é minimizar os custos de investimento na aquisição e instalação de chaves seccionadoras e a

construção dos ramais de interconexão. Será utilizado na função objetivo fatores de peso, para encontrar soluções que possam equilibrar os dois objetivos conflitantes do modelo. Portanto, o modelo matemático proposto por este trabalho é formulado matematicamente como:

$$\begin{aligned} \text{Minimize } F = & \beta_1 \left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_e \times \left[\left(\sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} \lambda_{k,i} \times r_{k,i} \right) \right] \right\} \\ & + \beta_2 \left\{ \left[\left(\sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \right) + \left(\sum_{j=1}^{n(N)} y_j (2C_s + C_L l_L) \right) \right] \times \left[\frac{(1+v)^p \cdot v}{(1+v)^p - 1} \right] \right\} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Sujeito a:

$$x_i \in \{0,1\} \quad (4.2)$$

$$y_j \in \{0,1\} \quad (4.3)$$

$$\frac{\left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[\sum_{w=1}^{n(W)_i} C_{C_{w,i}} \right] \times \left[\sum_{k=1}^{n(K)_i} \lambda_{k,i} \times r_{k,i} \right] \right\}}{NC} < DEC_{max} \quad (4.4)$$

$$\frac{\left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[\sum_{w=1}^{n(W)_i} C_{C_{w,i}} \right] \times \left[\sum_{k=1}^{n(K)_i} \lambda_{k,i} \right] \right\}}{NC} < FEC_{max} \quad (4.5)$$

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} \quad (4.6)$$

Este modelo matemático de otimização é um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM). As duas parcelas da função objetivo são funções lineares, uma vez que apresenta a multiplicação de valores fixos de custos com variáveis discretas e contínuas, o mesmo acontece com as restrições dos indicadores de continuidade.

Deve-se aqui adiantar que a restrição 4.6 apresentada no modelo matemático acima, representa as tensões máximas e mínimas do sistema, porém para a solução do modelo é necessário o cálculo de todo o fluxo de potência da rede, neste sentido, como as equações que são utilizadas para o fluxo de carga são equações não lineares, portanto esta restrição é não linear, transformando todo o modelo matemático em um problema de programação não linear, conforme já citado anteriormente.

4.2 Descrição do modelo matemático

O sistema de distribuição tem como característica a operação radial, ou seja, o fluxo da corrente nos condutores, em condições normais de operação, possui um sentido único, da subestação para as cargas.

Os sistemas de distribuição podem ser subdivididos em dois subsistemas: primário (média tensão), e secundário (baixa tensão). O subsistema primário inicia em uma subestação de distribuição e subdivide-se em diversas ramificações laterais, partindo para os centros de consumo, conforme ilustra a Figura 4.1. Os ramais laterais podem ser divididos em três categorias (Silva, 2002; 2005):

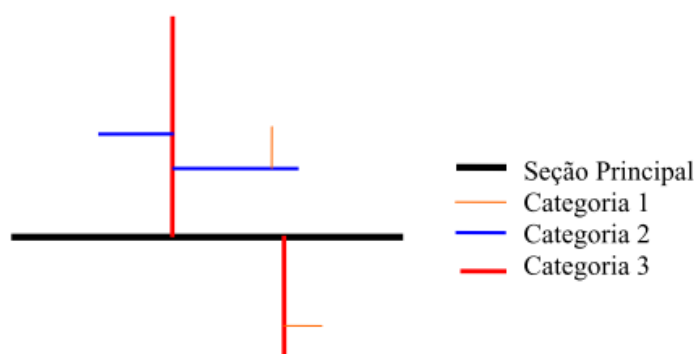


Figura 4.1: Classificação de um Alimentador (Silva, 2002; 2005)

- | | |
|-------------|--|
| Categoria 1 | Não é possível a instalação de nenhum dispositivo de proteção. Normalmente são trechos pequenos com pequenas cargas e os custos de investimento não se justificam. |
| Categoria 2 | É possível apenas a instalação de chaves de manobras e de elos fusíveis (trecho do ramal com carga leve). |
| Categoria 3 | É possível a instalação de vários tipos de dispositivos de controle e proteção (trecho do ramal com carga pesada). |

Múltiplos equipamentos de manobra e proteção são empregados em subestações e/ou linha de distribuição para garantir a adequada isolação e manobra das cargas, bem como a interrupção de possíveis correntes de falta, garantindo assim a segurança para a manutenção e operação da rede (Matos, 2009). Os principais dispositivos de proteção são: Elos Fusíveis; Religadores Automáticos; Chaves Seccionadoras; Seccionadores Automáticos; Disjuntores; Relés.

Como o objetivo deste trabalho é a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, o foco das discussões será centrado nestes dispositivos. Na Figura 4.2 apresenta-se uma rede de distribuição fictícia com apenas um alimentador principal, alguns ramos laterais, ramais de interconexão, disjuntor e chaves seccionadoras NA “normalmente abertas” e NF “normalmente fechadas”.

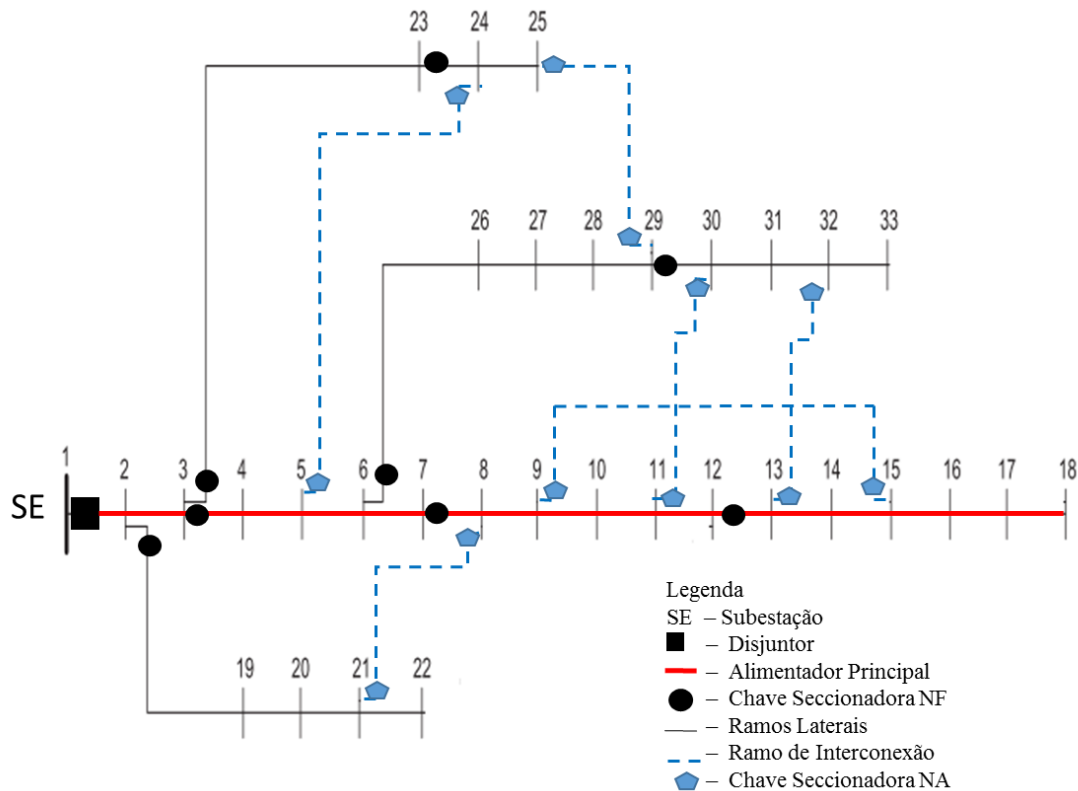


Figura 4.2: Rede de Distribuição Fictícia

Como pode ser observado na Figura 4.2, nos sistemas de distribuição são instaladas chaves seccionadoras NA e NF. As chaves normalmente abertas, juntamente com os ramais de interconexão, tem como objetivo interligar o alimentador principal aos ramais laterais, ou interligar os ramais laterais, a fim de que na ocorrência de contingências, estas chaves redirecionam as cargas para outros ramais, mantendo sempre a característica radial do sistema. Ao mesmo tempo as chaves seccionadoras NF são utilizadas para isolar os consumidores da região faltosa.

Para a realização deste trabalho foram necessários alguns conceitos que foram considerados importantes para o desenvolvimento do modelo matemático. Assim, os conceitos de seção e região, que serão largamente utilizados no decorrer do texto, descritos a seguir e representados na Figura 4.3:

- (i) Uma seção é definida pelo intervalo entre duas chaves seccionadoras.
- (ii) Uma região é determinada por todos os ramos a jusante do ramo que contenha uma chave alocada.

A quantidade de seções e regiões depende sempre da quantidade de chaves em um sistema, porém qualquer alimentador tem no mínimo uma seção/região, definida pelo disjuntor de saída da subestação.

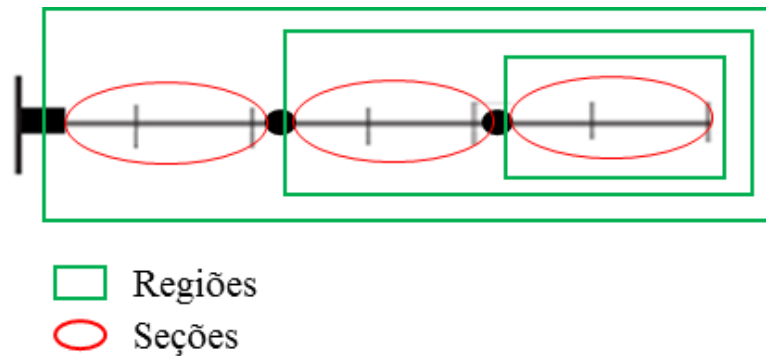


Figura 4.3: Alimentador de distribuição dividido em regiões e seções

Como já mencionado, o diferencial deste trabalho é propor a construção de ramais de interconexão entre o alimentador principal e os ramos laterais, assim como entre os ramos laterais, a fim de interligá-los. Será analisada então a influência deste recurso no sistema.

Considera-se um alimentador pequeno que contenha 10 nós de carga e 4 chaves alocadas, conforme apresentado na Figura 4.4.

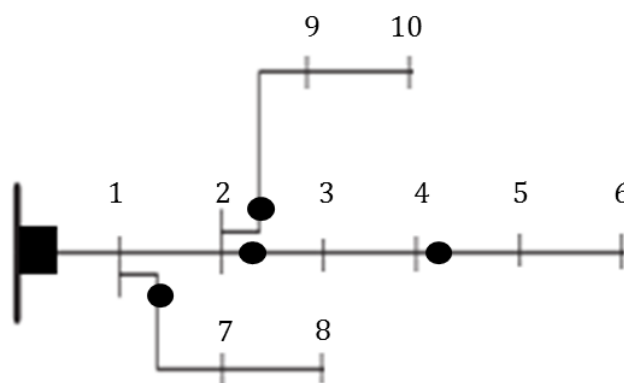


Figura 4.4: Alimentador fictício

Se, por exemplo, uma contingência ocasiona uma falha entre os nós 3 e 4, a chave a montante mais próxima a falha será aberta, isolando a seção com a falha do resto do sistema,

na Figura 4.5 pode-se analisar este fato, observando que a chave aberta encontra-se no ramo 2-3.

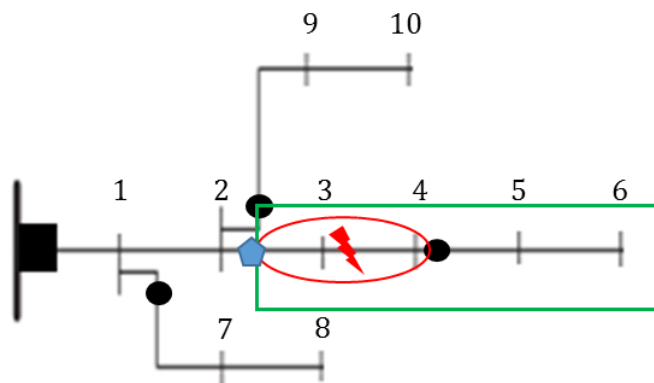


Figura 4.5: Alimentador com uma falta

A seção, como definida anteriormente, é a área delimitada por duas chaves seccionadoras, na figura acima, esta seção está delimitada pelos nós 2 e 4. Porém, a região afetada pela interrupção são todos os nós a jusante desta seção, ou seja, os nós 3, 4, 5, 6 sofrerão falta de energia.

Uma importante observação é o fato que se uma contingência ocorrer entre a subestação e o nó 2, será necessário a abertura do disjuntor da subestação, interrompendo o fluxo de carga para todos os consumidores dependentes desse alimentador.

Agora considere que este mesmo sistema possui um ramal de interconexão entre os nós 10-5, conforme apresentado na Figura 4.6.

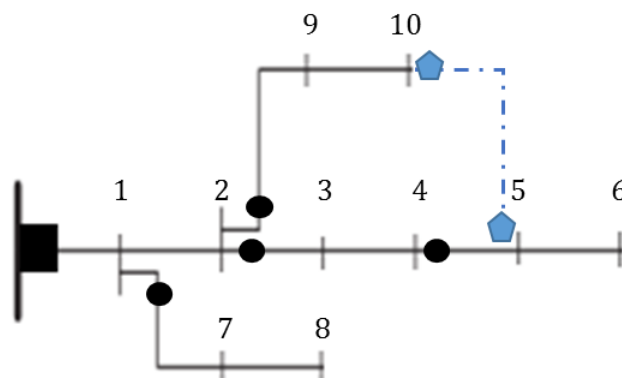


Figura 4.6: Alimentador com ramal de interconexão

Da mesma forma que na Figura 4.5, é considerada uma falha no ramo 3-4. Novamente a chave mais próxima a montante da falha será aberta, porém, neste caso, como existe um ramo de interconexão, este será utilizado e as chaves localizadas em suas extremidades serão fechadas, sendo necessária a abertura da chave localizada no ramo 4-5.

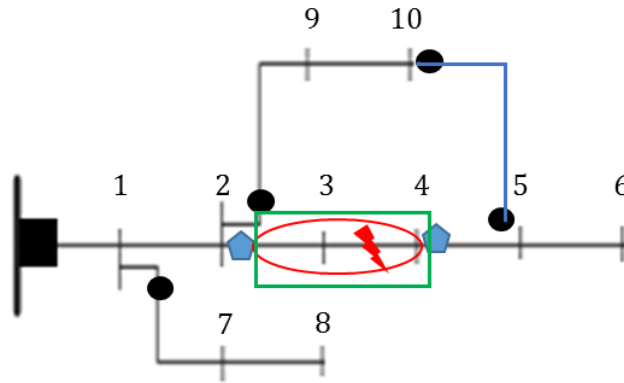


Figura 4.7: Alimentador com ramal de interconexão com falha

Com isto, pode-se observar na Figura 4.7, que a região afetada pela interrupção é minimizada, apenas os nós 3 e 4 ficarão sem energia, uma vez que os nós 5 e 6 agora serão alimentadas pelo nó 10.

Pode-se concluir que dependendo da forma em que as chaves e os ramais de interconexão são alocados em um alimentador, uma quantidade menor de usuários sofram uma interrupção de energia, e que uma quantidade maior de consumidores a jusante da seção faltosa possam ser remanejados para outro ramo de alimentação. Com isto os custos de energia não suprida do sistema são diminuídos, e a duração da falta de energia dos consumidores atingidos por interrupções também é reduzida, aumentando assim a confiabilidade do sistema.

Portanto, para o desenvolvimento do modelo matemático considera-se um sistema de distribuição com o apresentado na Figura 4.2. Neste sistema pode-se distinguir dois conjuntos de circuitos:

1) Circuitos já existentes

Define-se que Ω_E é o conjunto formado pelos ramos existentes no sistema, logo tem-se que $n(E)$ é número de ramos pertencentes a este conjunto e i indica cada ramo, sendo que esses podem variar de 1 a $n(E)$. Ou seja:

$$1 \leq i \leq n(E) \quad \forall i \in \Omega_E \quad (4.7)$$

Considerando que os circuitos deste alimentador não contenham chaves seccionadoras alocadas, então todos os ramos já existentes podem ser candidatos a receber uma chave. Assim, tem-se que a variável x_i definirá em qual ramo será alocada uma chave seccionadora. Ou seja:

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{se aloca chave no ramo } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \forall i \in \Omega_E \quad (4.8)$$

2) Circuitos de interconexão

Considerando que não existem ramos de interconexão neste alimentador, logo, a partir de algum critério, dependendo do tomador de decisões, ou das restrições físicas e topológicas da rede, define-se uma quantidade $n(N)$ de locais candidatos a receberem um ramal de interconexão j , ou também podem ser considerados todos os caminhos possíveis. Assim o conjunto Ω_N será formado pelos novos circuitos, ou seja, os caminhos candidatos a receberem um ramal de interconexão. Se considerar $j = 0$ tem-se que o modelo matemático contemplara a alocação exclusivamente de chaves seccionadoras, dessa forma, define-se que j deverá ser maior ou igual a 1. Logo:

$$1 \leq j \leq n(N) \quad \forall j \in \Omega_N \quad (4.9)$$

Assim tem-se que a variável y_j irá determinar em qual dos locais candidatos será construído um ramal de interconexão.

$$y_j = \begin{cases} 1, & \text{construir uma interconexão no ramo } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (4.10)$$

Com estas variáveis definidas pode-se escrever a função objetivo do modelo matemático.

4.2.1 Função objetivo

A função objetivo é composta por duas parcelas, uma avaliando a confiabilidade da rede, através do custo da energia não suprida, e a segunda avaliando os aspectos econômicos, para o qual será calculado o custo de investimento.

Custo da Energia não Suprida (ENS)

O atributo escolhido para avaliar a confiabilidade do serviço de fornecimento de energia ao consumidor é o índice energia não suprida (ENS). Em comparação com o apresentado nos trabalhos de Allan e Da Silva (1995); Billinton e Wang (1998); Teng e Liu (2003); Sohn, Nam e Park, (2006).

Como x_i define em quais ramos já existentes será alocada uma chave seccionadora, é ela que determinará a quantidade de regiões e seções do alimentador, e quais nós pertencem a cada uma. Como a quantidade de chaves não é pré-definida a quantidade de seções e regiões será variável.

Considere a chave alocada i , esta chave determinará a seção i , que será toda a área delimitada pelas chaves i e $i + 1$, logo todos os ramos k pertencentes a esta seção determinam o conjunto de ramos Ω_{K_i} . Assim:

$$1 \leq k \leq n(K)_i \quad \forall k \in \Omega_{K_i} \quad (4.11)$$

Utilizando a Figura 4.8 isso será ilustrado.

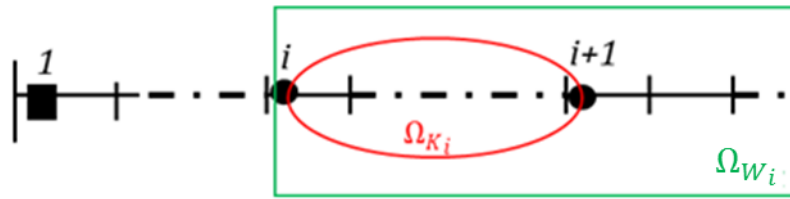


Figura 4.8: Alimentador Genérico

A taxa de falha de cada componente k é dada por $\lambda_{k,i}$, e o tempo de reparo por $r_{k,i}$. Portanto, é possível definir a indisponibilidade $U_{k,i}$, de cada componente desta seção.

A taxa de falha, o tempo de reparo e a indisponibilidade de um sistema, são calculados neste trabalho analiticamente conforme apresentado no capítulo 3. Como um sistema de distribuição tem a configuração radial, os componentes estão interligados em série, podendo ser utilizadas as equações (3.3), (3.4) e (3.5).

Com isto, a indisponibilidade da seção i é dada pela soma da multiplicação da taxa de falha $\lambda_{k,i}$ e do tempo de reparo $r_{k,i}$ de todos os componentes pertencentes a esta seção: Portanto a indisponibilidade U_i é dada por:

$$U_i = \sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \quad (4.12)$$

Deve-se ressaltar que o tempo de reparo $r_{k,i}$ é um tempo médio para o reestabelecimento da energia elétrica, este tempo médio considera: O tempo de localização da falha; o tempo de deslocamento da equipe de trabalho até o local da falha; e o tempo necessário para o reparo. No tempo $r_{k,i}$ também é estimado o tempo de manobra das seccionadoras. Muitos trabalhos fazem

a diferenciação do tempo de manobra das seccionadoras e do tempo de reparo da falta. Porém este trabalho optou por utilizar um tempo médio destas duas situações.

Prosseguindo, a chave i , determinará também a região i , que será o conjunto formado por todos os nós w a jusante da chave i , portanto este conjunto de nós é definido por Ω_{W_i} . Com isto, tem-se que:

$$1 \leq w \leq n(W)_i \quad \forall w \in \Omega_{W_i} \quad (4.13)$$

Logo, todas as cargas que estão a jusante da chave i pertencem a esta região. Estabelecendo que $La_{w,i}$ é a carga de cada nó w pertencente à região i , então a soma das cargas pertencentes a região i é dada por:

$$La_i = \sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \quad (4.14)$$

Desta forma pode-se calcular a Energia não Suprida de cada região i :

$$ENS_i = U_i \times La_i \quad (4.15)$$

Ou seja:

$$ENS_i = \left(\sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right) \quad (4.16)$$

Definindo C_e como o custo de perda de energia, logo o Custo da Energia não Suprida de cada região é dada por:

$$CENS_i = C_e \left[\left(\sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right) \right] \quad (4.17)$$

Como todas os nós do alimentador é candidato a receber uma chave seccionadora, então tem-se que variável binária x_i definirá as regiões. Portanto o custo de energia não suprida do alimentador é dado pela soma dos custos de energia não suprida de cada região.

$$CENS = \sum_{i=1}^{n(E)} x_i CENS_i \quad (4.18)$$

Para concluir, o custo de energia não suprida em sua forma expandida é dada por:

$$CENS = \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_e \times \left[\left(\sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right) \right] \quad (4.19)$$

Custos de Investimento

O segundo objetivo é minimizar os custos de investimento na aquisição e instalação de chaves seccionadoras e na construção dos ramais de interconexão.

Sendo C_s o custo para a aquisição e instalação de cada chave seccionadora, a função que calcula estes custos no modelo matemático é dada por:

$$Cchave = \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \quad (4.20)$$

Para calcular os custos na construção de um ramal de interconexão deve-se primeiramente considerar que cada ramal a ser construído poderá ter comprimento diferenciado. Portanto define-se l_L como o comprimento de cada linha a ser construída, e C_L como o custo para a construção desta linha por quilometro.

Ao ser proposta a construção de um ramo de interconexão é importante que esse ramo receba duas chaves alocadas em suas extremidades, uma vez que só será utilizado pelo sistema quando ocorrer alguma contingência na rede. Assim, acrescenta-se aos custos para a construção das linhas o custo de duas chaves seccionadoras.

Portando, a parcela da função objetivo que avalia os custos para a construção dos ramais de interconexão é dada por:

$$Clinhas = \sum_{j=1}^{n(N)} y_j (2C_s + C_L l_L) \quad (4.21)$$

Porém, se o tomador de decisões de uma empresa definir cenários de operação em que, necessite apenas de uma chave seccionadora no ramo de interconexão, nesse caso o modelo poderá se adaptar facilmente a este problema, considerando o custo de apenas uma chave seccionadora para a construção do novo ramal de interconexão.

Concluindo, a parcela da função objetivo que avalia o Custo Total de Investimento na alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão é dado pela soma das funções (4.20) e (4.21).

$$CINV = Cchave + Clinhas$$

Ou seja:

$$CINV = \left(\sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \right) + \left(\sum_{j=1}^{n(N)} y_j (2C_s + C_L l_L) \right) \quad (4.22)$$

É importante ressaltar que todas as variáveis e constantes das duas partes do modelo, devem estar com valores em um mesmo horizonte de tempo. Caso isto não ocorra é importante que sejam feitas as devidas correções, ou seja utilizando o método de anualização dos valores.

Geralmente os dados obtidos para o cálculo da ENS de um sistema são as taxas de falha, que na maioria das vezes é expressa em falhas/ano, e o tempo de reparo que é dado por horas/falha. Portanto, a indisponibilidade de um sistema será expresso em horas/ano.

O indicador ENS, assim como as restrições DEC e FEC que utilizam estas taxas, apresentam seus valores em um horizonte anual. Desta forma é importante que os custos de investimento no sistema também estejam anualizados.

Fator de Anualização do Investimento

Para anualizar os custos de investimento é necessário utilizar um fator que leve em conta o valor do dinheiro no tempo, conforme é apresentado a seguir:

$$CINV_{anual} = CINV \cdot FRC \quad (4.23)$$

Onde:

$$FRC = \frac{(1 + v)^p \cdot v}{(1 + v)^p - 1} \quad (4.24)$$

v Taxa anual de juros;

p Período de amortização.

Fatores Peso

Apresentadas as duas parcelas do modelo matemático, percebe-se claramente a existência de dois objetivos conflitantes (Falaghi, Haghifam e Sing, 2009):

- i. Melhorar a confiabilidade do sistema;
- ii. Minimizar os custos de investimento.

Melhorar a confiabilidade do sistema significa minimizar o custo de energia não suprida. Para que isto ocorra é necessário alocar uma quantidade elevada de equipamentos de segurança, porém quanto mais equipamentos forem instalados mais alto será o custo de investimento.

Desta forma percebe-se que o modelo matemático apresentado é um problema de otimização multi-objetivo.

Problemas de Otimização Multi-objetivo

Um problema de otimização multi-objetivo requer otimizar simultaneamente um certo número de objetivos com diferentes soluções otimizadas individuais. Esses dois objetivos são tais que nenhum deles podem ser melhorado sem a degradação do outro. Então ao invés de uma única solução otimizada, existe um conjunto de soluções entre os objetivos, que são as chamadas soluções ótimas de Pareto (Cossi, 2008).

Fronteira Ótima de Pareto

Nos problemas de otimização mono-objetivo busca-se apenas uma única solução otimizada de boa qualidade. Já em um problema de otimização multi-objetivo, normalmente os objetivos são conflitantes, e não existe uma única solução que seja otimizada simultaneamente para todos os objetivos, neste caso, tenta-se encontrar soluções que são bons compromissos (trade-off).

A solução de problemas multi-objetivo geralmente é caracterizada por um conjunto de pontos factíveis, que é denominado conjunto eficiente ou Pareto-ótimo.

Este trabalho optou-se por utilizar fatores de peso nos dois objetivos conflitantes do problema apresentado, estes fatores de peso inseridos na função objetivo propiciam encontrar um conjunto de soluções satisfatórias. Este conjunto representa uma curva de trade-off entre os dois objetivos, ou seja, todos os valores de função objetivo que fazem parte desta fronteira são soluções atraentes para o problema multi-objetivo sob análise, e compete ao tomador de decisões adotar a mais adequada para solução do problema (Cossi, 2008).

Portanto, define-se os fatores de peso β_1 e β_2 que serão os responsáveis por ponderar as duas parcelas da função objetivo e a partir de suas variações obter o conjunto de soluções que permitirão a construção da curva de trade-off.

Logo, determina-se que β_1 irá ponderar o objetivo de minimizar o custo da energia não suprida, ou seja, maximizar a confiabilidade do sistema e β_2 será o responsável em ponderar o objetivo de minimizar os custos de investimento no sistema. Porém define-se que:

$$\beta_1 + \beta_2 = 1 \quad (4.25)$$

Em consequência destes fatores a função objetivo do modelo é dada por:

$$\text{Minimize } F = \beta_1 CENS + \beta_2 CINV_{anual} \quad (4.26)$$

Com os dados das taxas de falha, tempos de reparo e carga instalada, tem-se que o Custo da Energia não Suprida de um sistema é dado por:

$$CENS = \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_e \times \left[\left(\sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right) \right] \quad (4.27)$$

E o Custo de Investimento anualizado para a aquisição, instalação de chaves seccionadoras, bem como os custos para a construção por quilometro dos ramais de interconexão é dado por:

$$CINV_{anual} = \left[\left(\sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \right) + \left(\sum_{j=1}^{n(N)} y_j (2C_s + C_L l_L) \right) \right] \times \left[\frac{(1+v)^p \cdot v}{(1+v)^p - 1} \right] \quad (4.28)$$

Portanto a função objetivo do problema é dado pela equação (4.25).

$$\begin{aligned} \text{Minimize } F = & \beta_1 \left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_e \times \left[\left(\sum_{w=1}^{n(W)_i} La_{w,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right) \right] \right\} \\ & + \beta_2 \left\{ \left[\left(\sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \right) + \left(\sum_{j=1}^{n(N)} y_j (2C_s + C_L l_L) \right) \right] \times \left[\frac{(1+v)^p \cdot v}{(1+v)^p - 1} \right] \right\} \end{aligned} \quad (4.29)$$

Em muitos caso obter um conjunto de soluções ou seja, a Curva de Pareto não faz-se necessário, nestes casos adota-se valores fixos para os fatores de peso β_1 e β_2 . Estes normalmente assumem valores determinados pela concessionária de energia elétrica, de acordo com sua filosofia de trabalho. (Leite, Mathias Neto e Mantovani, 2010).

4.2.2 Restrições

As principais restrições para este modelo são os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC, e os limites operacionais do sistema.

Indicadores de continuidade

As concessionárias distribuidoras são penalizadas através de pagamento de compensações aos consumidores, caso seus índices de continuidade DIC e FIC estejam abaixo dos estipulados pela ANEEL (2014a) (PRODIST – Modulo 8). O DIC e o FIC medem a duração e frequência de falta de fornecimento de unidades consumidoras individuais, já os dados dos sistemas geralmente são para conjuntos de consumidores, e estes são estimados através do DEC e FEC. Esses são, respectivamente, a soma das durações e interrupções individuais, conforme as equações (3.15) e (3.16), por isso, uma alternativa interessante seria utilizar estes indicadores como restrições do modelo matemático.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

O processo para obtenção do indicador DEC é análogo ao processo feito para o indicador ENS descrito nas equações (4.14) a (4.19). Ou seja, se a chave i determina a região i , o conjunto formado por todos os nós w a jusante da chave i é dado por Ω_{w_i} .

Todos os consumidores que estão a jusante da chave i , pertencem a esta região. Estabelecendo que $Cc_{w,i}$ é a quantidade de consumidores de cada nó w pertencente à região i , então a soma dos consumidores pertencentes à região i é dado por:

$$Cc_i = \sum_{w=1}^{n(W)_i} Cc_{w,i} \quad (4.30)$$

Assim, tem-se que para o cálculo do DEC esperado de uma região é necessário a multiplicação da quantidade de consumidores da região i pela indisponibilidade da seção i

$$DEC_i = Cc_i \times U_i \quad (4.31)$$

Ou seja:

$$DEC_i = \left[\sum_{w=1}^{n(W)_i} Cc_{w,i} \right] \times \left[\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right] \quad (4.32)$$

Como é a variável binária x_i que define as regiões, então tem-se que a Duração Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora Esperada (DEC_{Esp}) é dada pela soma dos DEC_i de cada região i , dividido pela quantidade total de consumidores NC do alimentador (sistema) sob análise.

$$DEC_{Esp} = \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i DEC_i}{NC} \quad (4.33)$$

Ou seja:

$$DEC_{Esp.} = \frac{\left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[\sum_{w=1}^{n(W)_i} C_{C_{w,i}} \right] \times \left[\sum_{k=1}^{n(K)_i} (\lambda_{k,i} \times r_{k,i}) \right] \right\}}{NC} \quad (4.34)$$

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

O processo para obtenção do indicador FEC é análogo ao feito para o indicador DEC descrito acima. Então não faz-se necessário repetir o processo de obtenção das equações. A única diferença no cálculo destes dois indicadores é que o FEC avalia a frequência das interrupções, portanto a indisponibilidade U_i da seção i , exposto na equação (4.12), será substituído pela taxa de falha λ_i desta mesma seção:

$$FEC_i = C_{C_i} \times \lambda_i \quad (4.35)$$

Então indicador que avaliará a frequência equivalente das interrupções esperada por unidade consumidora $FEC_{Esp.}$ de um determinado sistema é dado da seguinte forma:

$$FEC_{Esp} = \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i FEC_i}{NC}$$

Ou seja:

$$FEC_{Esp.} = \frac{\left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[\sum_{w=1}^{n(W)_i} C_{C_{w,i}} \right] \times \left[\sum_{k=1}^{n(K)_i} \lambda_{k,i} \right] \right\}}{NC} \quad (4.36)$$

Como as equações estabelecidas em (4.34) e (4.36) são as restrições do modelo matemático, então estes deverão respeitar os limites pré-estabelecidos para estes indicadores.

$$DEC_{Esp.} < DEC_{max} \quad (4.37)$$

$$FEC_{Esp.} < FEC_{max} \quad (4.38)$$

onde:

DEC_{max} Limite de DEC;

FEC_{max} Limite de FEC.

Os limites para os indicadores de continuidade são variáveis para cada cidade e estado e são determinados pela ANEEL (2014b).

Limites operacionais

Através do fluxo de potência do sistema será possível assegurar os limites operacionais do sistema.

Porém, para exemplificar no modelo matemático estas restrições, serão considerados os limites de tensões máximas e mínimas. Essa restrição deve garantir que o resultado obtido para a alocação das chaves seccionadoras e ramos de interconexão estão respeitando os níveis de tensão pré-estabelecidos pela ANEEL (2014a) (PRODIST – Modulo 8).

Os níveis de tensão no sistema foram considerados como restrição desse modelo porque, assim como com os indicadores de continuidade, as empresas distribuidoras pagam aos consumidores compensações por violar estes níveis. Os valores pagos pelas empresas podem ser visualizados em ANEEL (2014d).

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} \quad (4.39)$$

tem-se que:

V Tensão (pu);

V^{max} Tensão máxima permitida (pu);

V^{min} Tensão mínima permitida (pu).

Para esta restrição, foi utilizado um algoritmo de fluxo de potência trifásico apresentado nos artigos de Padilha-Feltrin e Gallego (2012); Gallego, Echeverria e Padilha-Feltrin, (2012) e Cheng e Shirmohammadi (1995).

Como os níveis de tensão são avaliados através do cálculo do fluxo de potência do sistema, a cada passo do algoritmo de solução, que será apresentado no capítulo 5, será necessário o cálculo das equações não lineares do fluxo de potência.

Outras restrições

O modelo ainda apresenta como restrição a garantia de que às variáveis x_i e y_j sejam variáveis binárias. Ou seja:

$$x_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_E \quad (4.40)$$

$$y_j \in \{0,1\} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (4.41)$$

O modelo matemático proposto é um problema de otimização combinatória, que irá buscar a melhor configuração em que as chaves seccionadoras, juntamente com os ramais de interconexão poderão ser instalados/construídos no sistema, obedecendo às restrições físicas, operacionais e de confiabilidade do sistema.

No modelo, o Custo da Energia não Suprida é a primeira parte da função objetivo, esta função é composta por valores fixos de custo (custo da energia por kW), assim como, variáveis discretas e contínuas, que são as cargas e as indisponibilidades dos componentes do sistema. As indisponibilidades são obtidas a partir das taxas de falha e dos tempos de reparo dos componentes, para estes valores estão sendo utilizados valores já previamente definidos. Portanto a primeira parte da função objetivo é linear.

Já a segunda parte é subdivida em duas funções lineares de custos (chaves e ramos). A primeira, é a função dos custos na aquisição e instalação das chaves seccionadoras, esta depende da quantidade de chaves a ser instaladas no sistema; a segunda função dos custos é da construção dos ramos de interconexão que depende da quantidade dos ramos que serão construídos e do comprimento de cada um deles.

As duas partes da função objetivo assim como as restrições, são compostas por variáveis discretas de decisão, ou seja, variáveis binárias (0/1) que correspondem às decisões quanto à alocação das chaves e à construção dos ramais.

Porém, as equações para o fluxo de potência são equações não lineares, desta forma, esta restrição torna o modelo matemático apresentado um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM).

4.3 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou o desenvolvimento do modelo matemático, de otimização para a alocação de chaves seccionadoras simultaneamente com a construção de ramais de interconexão em alimentadores primários dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A proposta para a construção dos ramais de interconexão está sendo avaliada para que esses sejam construídos entre o alimentador principal e os ramais laterais, assim como entre os ramais laterais, a fim de interligá-los. Este modelo tem como objetivo encontrar através dos fatores de peso da função objetivo um conjunto de soluções satisfatórias obtidas a partir da curva de pareto, para que um tomador de decisões de uma empresa, possa escolher dentre a variedade

de soluções, quais delas é a mais atrativa para a empresa. Uma vez que, todas as soluções obtidas apresentam resultados que garantem que os indicadores de continuidade bem como os níveis de tensão do sistema, estão abaixo dos estipulados pela ANEEL. Pois como pode-se observar em ANEEL (2014c e 2014d), é comum a concessionárias distribuidoras pagarem valores elevados por não respeitarem os limites estipulados para esses índices.

No capítulo 5 será apresentado o algoritmo de solução escolhido para avaliar o comportamento do modelo, e no capítulo seguinte apresenta-se alguns dos testes e comentários sobre as soluções encontradas para o modelo matemático.

Capítulo 5

Algoritmo de Solução

5.1 Introdução

A maioria dos modelos matemáticos para alocação de dispositivos de controle, manobra e proteção são problemas de otimização em que a função objetivo visa minimizar custos. A grande parte dessas funções são não lineares e não diferenciáveis. Desta forma, utilizam-se técnicas heurísticas e/ou metaheurísticas de otimização na resolução destes modelos. Os algoritmos mais utilizados no processo de solução dos modelos matemáticos são: os Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms – GA*); o método do Recozimento Simulado (*Simulated Annealing – AS*); Busca Tabu (*Tabu Search – TS*); Algoritmo de Colônia de Formigas (*Ant Colony System – ACS*); Algoritmo Grasp.

No trabalho de Billinton e Jonnavithula (1996) é apresentado o método do Simulated Annealing, esse método é baseado no recozimento de metais utilizado para a cristalização em sistemas físicos, os autores defendem que este método incorpora um mecanismo para escapar mais facilmente dos mínimos locais, e passar rapidamente para a vizinhança de uma solução ótima.

Já nos trabalhos como o de Benito, Silva e Mantovani (2008); Leite e Mantovani (2009); Leite, Mathias Neto e Mantovani (2010) é utilizado como técnica de solução a metaheurística GRASP. Segundo os autores este é um algoritmo desenvolvido para a solução de problemas combinatórios, que consiste basicamente de duas fases: fase de construção e fase de busca local. Durante a fase de construção geram-se soluções factíveis, e durante a fase de melhoria ou de busca local efetua-se uma análise da vizinhança da melhor solução obtida durante a fase de construção.

Nos trabalhos de Silva, Pereira e Mantovani (2004); Silva, Pereira e Mantovani (2005); Romero (2009); Cossi e Mantovani (2009) é utilizado o algoritmo Busca Tabu. Este método

tem como característica a capacidade de exploração do histórico do processo de busca, organizado em estruturas que compõem a memória. De acordo com Silva (2005) esse método utiliza estratégias adequadas para controlar ou sair de soluções ótimas locais.

Em Teng e Liu (2003) é apresentado um algoritmo de otimização baseado na filosofia do Sistema de Colônia de formiga, este é inspirado no comportamento de como as formigas encontram o caminho mais curto entre a fonte de alimento e a colônia de origem. O objetivo do trabalho é mostrar a aplicabilidade do algoritmo com base nos problemas de otimização aplicados aos sistemas de distribuição. Trabalhos como Falaghi, Haghifam e Sing (2009); Ferreira et al. (2010) também utilizam esta técnica para a solução dos modelos de alocação ótima.

E por fim, nos trabalhos de Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1994); Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1995); Silva (2002); Haghifam (2004); Wenyu, et. al. (2004) e Burian (2009) é apresentada como técnica de solução para o modelo o Algoritmo Genético, que realiza a busca baseado na genética e seleção natural das espécies. Este é o algoritmo escolhido para avaliar o comportamento do modelo matemático no presente trabalho.

Primeiramente será apresentada uma breve revisão dos processos que envolvem este algoritmo e por fim, como este foi modificado para se adaptar ao modelo proposto.

5.2 Algoritmo Genético

Os Algoritmos Genéticos (AGs) foram desenvolvidos nos meados dos anos 60 por vários cientistas, entretanto quem iniciou os primeiros trabalhos nessa área foi John Holland, inspirado no que se conhece como evolução natural das espécies, baseado na teoria da evolução de Darwin, no seu conhecido trabalho *The Origin of Species*. São algoritmos evolutivos que operam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem descendentes cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer (Dias, Aoki e Fernandes, 2010). Desta forma os Algoritmos Genéticos modelam os processos naturais através de operadores básicos aplicados aos indivíduos da *população*, tais como a *seleção* dos melhores, o *cruzamento* (Crossover) entre eles e a *mutação* de genes (Medeiros e Kripka, 2012), tais como apresentado na Figura 5.1.

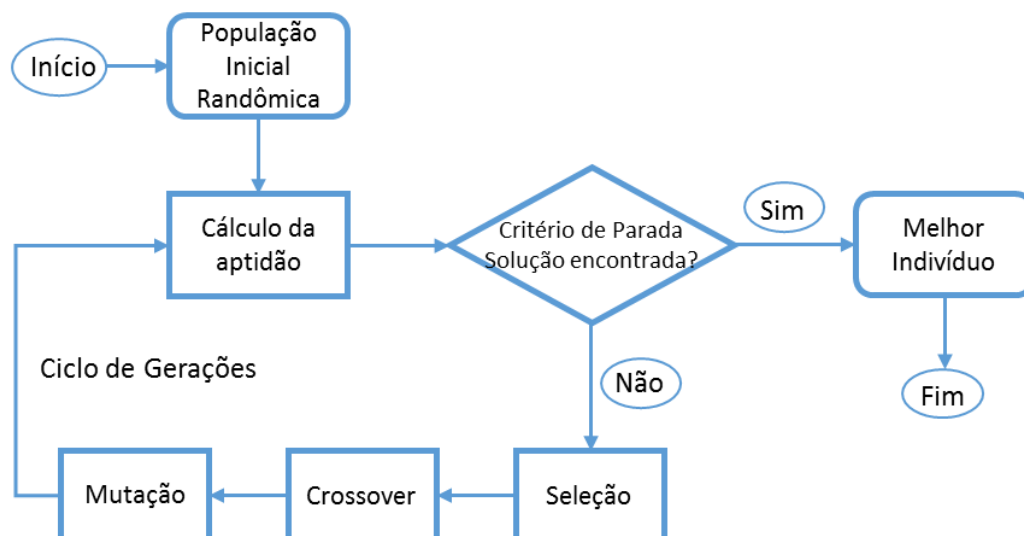


Figura 5.1: Fluxograma Algoritmo Genético Básico

A inicialização da população impõe a criação de indivíduos aleatórios que serão utilizados nas iterações do algoritmo, neste primeiro processo avalia-se quais são os indivíduos mais aptos da população.

O processo de seleção é baseado na aptidão (fitness), onde os mais aptos possuem maior probabilidade de serem escolhidos. Existem diversos mecanismos para determinar o indivíduo a ser selecionado, os mais utilizados são o método da roleta, em que cada indivíduo é representado por uma fatia, proporcional a sua aptidão, ou então, o método do torneio que utiliza sucessivas disputas para realizar a seleção, onde o indivíduo de maior aptidão na disputa é selecionado, estes indivíduos são denominados “pais”.

Uma vez selecionados os “pais”, estes são recombinados através do operador de cruzamento (crossover), este é responsável por gerar novos indivíduos a partir do cruzamentos dos genes, os indivíduos gerados são chamados de “filhos”, tais indivíduos são diferentes de seus pais, mas possuem características genéticas de ambos.

Na sequência, os indivíduos são submetidos à operação de mutação, que tem por finalidade diversificar a população, este operador efetua a troca do conteúdo de uma posição dos indivíduos. Existem várias formas de se realizar a mutação, no geral é utilizada a troca segundo uma determinada probabilidade.

O critério de parada deste algoritmo é dado pelo término do tempo computacional pré-estabelecido.

5.3 Algoritmo Genético aplicado ao modelo matemático

Para o problema da alocação ótima de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, o algoritmo genético foi levemente adaptado para se enquadrar as necessidades do modelo matemático. O diagrama geral utilizado para obtenção do conjunto de soluções necessário para a construção da Curva de Pareto é apresentado na Figura 5.2

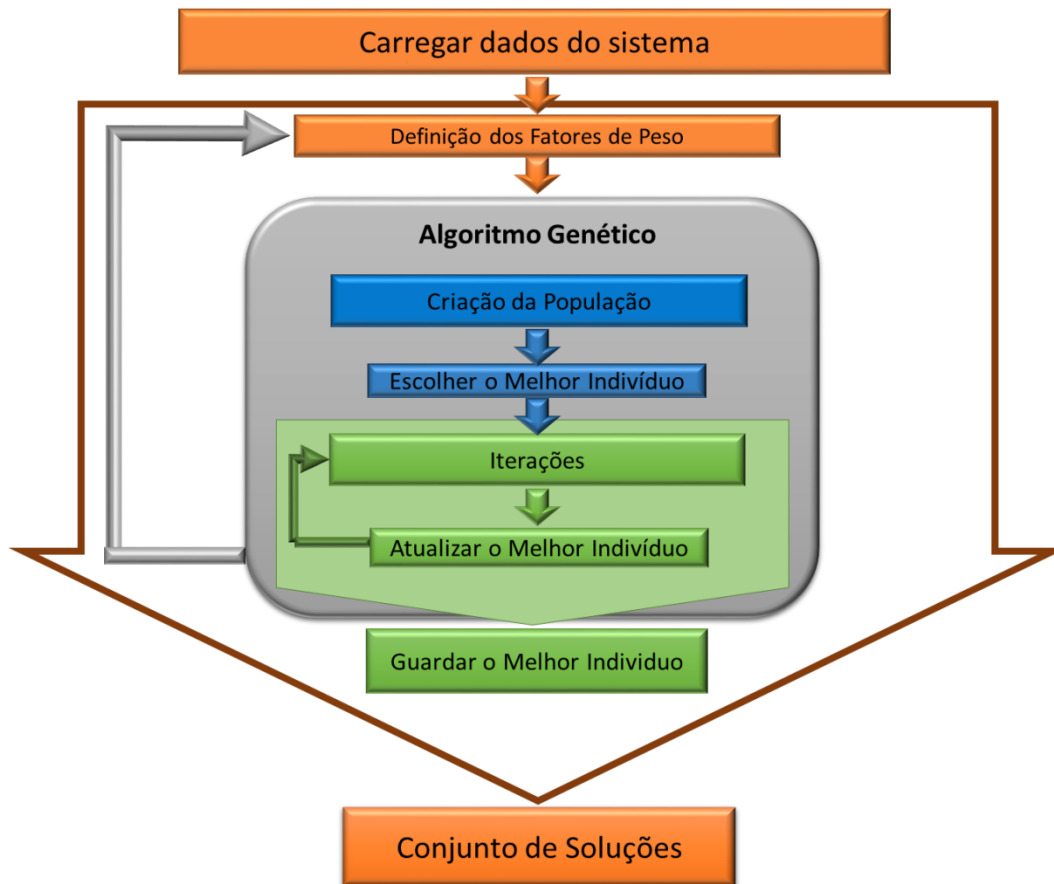


Figura 5.2: Algoritmo geral utilizado

O diagrama apresentado na Figura 5.2 será pontualmente detalhado para que os resultados obtidos no próximo capítulo sejam de fácil compreensão.

Primeiramente é necessário carregar todos os dados do sistema teste utilizado. Para este problema, são necessários, os nós iniciais, e finais, as taxas de falha e os tempos de reparo de cada ramo do sistema, número de consumidores em cada nó, assim como as potências ativa e reativa dos nós e os dados da impedância e reatância dos ramos. Todos estes dados devem ser referentes aos ramos já existentes no sistema e também para os ramos candidatos a ser um ramal de interconexão. Também é necessário estipular os limites para os indicadores de continuidade

(DEC e FEC) e os limites operacionais (nas simulações foram utilizados apenas os limites de máximos e mínimos para as tensões).

Após, define-se os valores para os fatores de peso, em todas as simulações este valor foi obtido automaticamente da seguinte forma:

- Estipula-se um valor mínimo de 0,1 para o β_1 , e um valor máximo para β_2 de 0,9.
- Determina-se que devem ser encontradas 100 soluções.

Portanto automaticamente para cada iteração o valor de β_1 varia de 0,1 para 0,9 e o valor de β_2 variando de 0,9 para 0,1. Respeitando sempre a condição de que $\beta_1 + \beta_2 = 1$.

Seguidamente, após a definição dos valores para os fatores de peso, é construída a população para dar início ao algoritmo genético. A população é construída conforme o diagrama apresentado na Figura 5.3.

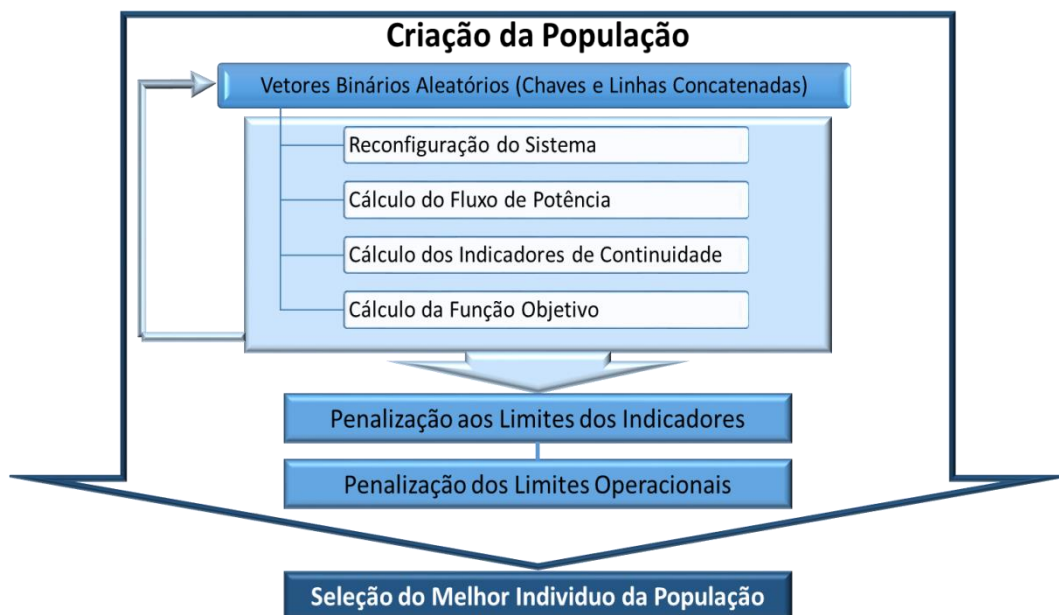


Figura 5.3: Criação da População para o Algoritmo Genético

Todos os ramos do alimentador são candidatos a receberem uma chave seccionadora, desta forma, o vetor para as chaves é um vetor binário onde 0 representa “não alocar” e 1 representa “alocar”. Da mesma maneira, cria-se um vetor para os locais candidatos a receberem um ramal de interconexão. Os indivíduos, então, serão esses dois vetores concatenados. Conforme pode-se observar na Figura 5.4.

1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
Vetor das Chaves												Vetor dos Ramos			

Figura 5.4: Vetor das Chaves e Ramos Concatenados

Os indivíduos são gerados aleatoriamente, e a partir deles constroem-se grandes populações, dependendo do problema considerado, em geral utilizou-se populações de 1000 à 100000 indivíduos. Como já citado dos indivíduos são gerados aleatoriamente, ao ser atribuído “1” no vetor dos ramos, é necessário que todo o sistema seja reconfigurado, pois, novos ramos de interconexão estão sendo inseridos no sistema. Após a reconfiguração é indispensável calcular o Fluxo de Potência do sistema, assim como os indicadores de continuidade, e por fim o cálculo da função objetivo.

Os melhores indivíduos foram considerados aqueles que tem os valores menores para a função objetivo. Enfatiza-se que esse valor, não é o custo real formado pela soma dos custos de investimento e energia não suprida, uma vez que existem fatores de peso na função objetivo. É feita a penalização dos indivíduos que não respeitarem as restrições para os indicadores de continuidade DEC e FEC e para as tensões máxima e mínima. Os indivíduos são penalizados, através da multiplicação de sua função objetivo por um fator θ com um valor extremamente grande.

Após a criação da população, inicia-se o algoritmo para um número elevado de iterações. A Figura 5.5 apresenta o diagrama para as iterações do algoritmo genético utilizado.

A seleção dos indivíduos é dada através de sorteios, sorteia-se aleatoriamente dois indivíduos, seleciona o melhor (menor valor para a função objetivo) e guarda-o, novamente sorteia-se aleatoriamente mais dois indivíduos, faz a seleção do melhor, e por fim compara os dois selecionados para obter o primeiro “pai”, repete-se o processo para a obtenção do segundo “pai”.

Os “filhos” foram criados a partir de três pontos de crossover, um ponto no intervalo das chaves, o outro ponto exatamente na divisão entre as chaves e ramos e o último ponto no intervalo dos ramos, conforme, pode ser visualizado na Figura 5.6. Para cada filho, é necessário fazer a reconfiguração do sistema, os cálculos do fluxo de potência, dos indicadores de continuidade e da função objetivo, após os cálculos, escolhe-se o melhor entre os filhos, e substitui-o no pior elemento da população, fazendo a penalização dos limites operacionais de confiabilidade caso seja necessário.

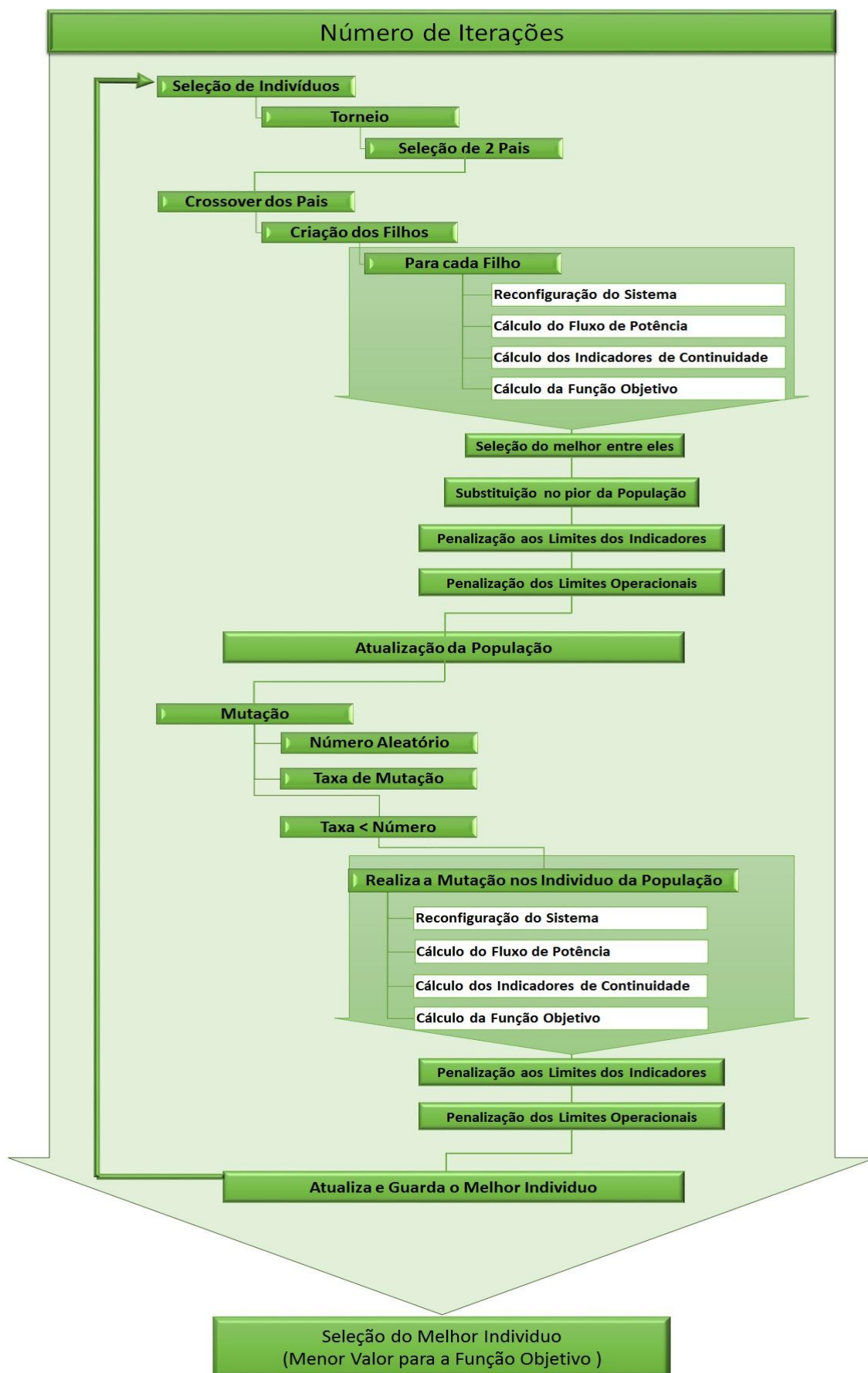


Figura 5.5: Fluxograma do Algoritmo Genético utilizado

Atualizando a população, parte-se para o ultimo operador genético, a mutação. Neste operador, define-se uma taxa de mutação, na simulações realizadas, utilizou-se diferentes taxas dependendo do sistema utilizado. A partir de um número criado aleatoriamente, compara-se este valor com a taxa de mutação, como observado Figura 5.5. A mutação consiste na troca do “material genético” de alguns indivíduos da população. Sorteia-se aleatoriamente uma linha e uma coluna da população e se este “gene” for “0” então será substituído por “1” ou vice versa. Novamente após a mutação é necessário a reconfiguração do sistema, os cálculos do fluxo de potência, dos indicadores de continuidade e da função objetivo.

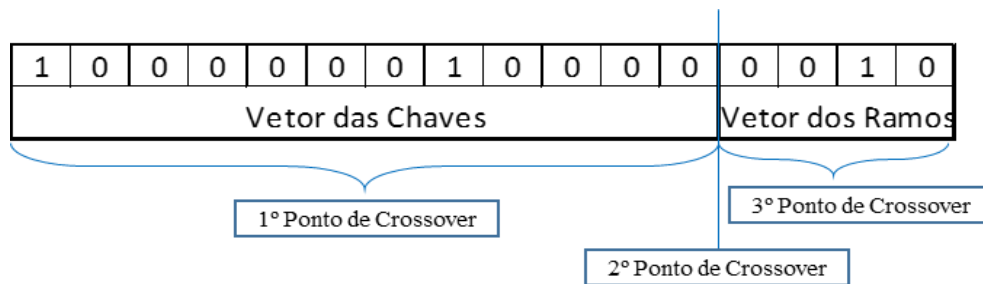


Figura 5.6: Pontos de Crossover

Após a mutação, atualiza-se a população e escolhe-se novamente o melhor indivíduo da população. Guarda esta informação, e repete-se o processo o número de vezes estipulado para realizar as iterações.

O produto final deste algoritmo é o indivíduo que apresentou o menor valor para a função objetivo dentre todas as iterações realizadas, para β_1 e β_2 fixados anteriormente. A partir de cada resultado obtido pelo algoritmo genético constroem-se a curva de Pareto.

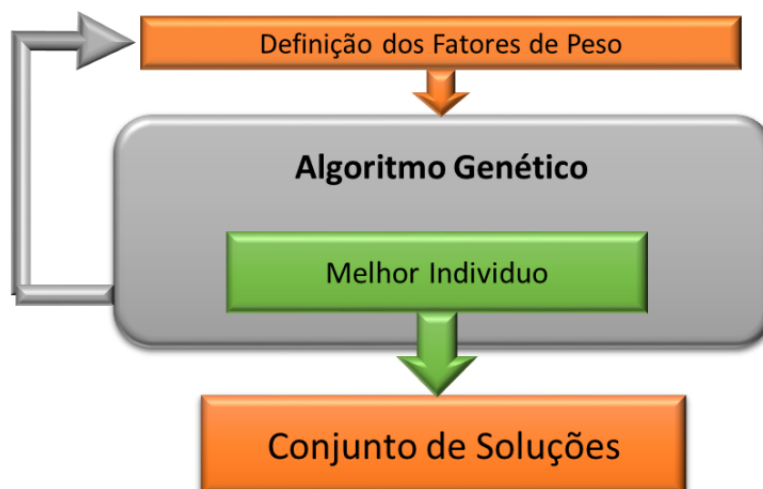


Figura 5.7: Resumo do Algoritmo utilizado para a obtenção da Fronteira de Pareto

Desta forma, o processo será repetido 100 vezes (como já apresentado no começo desta seção), obtendo assim um conjunto de soluções para cada variação dos β_1 e β_2 . Cada solução deste conjunto de soluções, é a melhor saída de cada processo do algoritmo genético, como pode ser observado na Figura 5.7.

Desta forma, este conjunto de soluções corresponde a uma curva de trade-off conforme apresentado no capítulo anterior. A visualização desta curva será apresentada juntamente com a apresentação dos resultados no capítulo 6.

Capítulo 6

Testes e Resultados

6.1 Introdução

Para avaliar o comportamento do modelo matemático, será utilizado um sistema teste de 33 nós, juntamente com o algoritmo apresentado no capítulo anterior. Nas primeiras simulações será considerado que não existam chaves nem ramos de interconexão no alimentador. Será proposto a alocação de um número não definido de chaves seccionadoras e dos ramais de interconexão, ou seja, a quantidade de chaves/ramos que o algoritmo de solução irá testar é variável. Assim faz-se a análise do tipo diferencial, comparando a diferença entre ter e não ter os recursos alocados, ou seja, verifica-se o quão é vantajoso a alocação destes dispositivos, e como estes afetam diretamente a confiabilidade do sistema de distribuição analisado.

Como um dos objetivos deste trabalho é a apresentação de um conjunto de soluções para que o tomador de decisões de uma empresa, escolha a que mais se adapte à sua estratégia de trabalho. Será apresentado alguns dos resultados que foram considerados mais relevantes, dentre o conjunto de soluções resultante da Curva de Pareto. A partir desses resultados foram feitas análises quanto aos fatores de peso (ponderações), e alguns comentários referentes as duas parcelas da função objetivo do modelo matemático.

Além disso, é apresentado também duas soluções em particular: A primeira para a solução obtida ao se buscar o custo mínimo na soma das duas funções objetivo. E a segunda solução aquela que apresentou um ponto de equilíbrio entre as duas funções, como este resultado é um dos objetivos específicos deste trabalho, será apresentado a sua solução gráfica.

Após a exposição desses resultados, será feito uma alteração no modelo, considerando nesse, exclusivamente a alocação de chaves seccionadoras. Com esta alteração será possível comparar os resultados encontrados, verificando se a alocação de chaves seccionadoras

juntamente com a alocação dos ramais de interconexão, torna-se mais vantajoso, quando comparado com a alocação exclusivamente de chaves seccionadoras.

6.2 Dados e valores utilizados nas simulações

As simulações foram realizadas por meio do software de cálculo numérico MATLAB, versão 7.10.0.

Os valores atribuídos para todas as simulações realizadas foram baseados em pesquisas recentes (Sousa, 2013). Ou seja, para o cálculo do custo de energia não suprida atribuiu-se um valor de U\$ 0,17 por (kWh), para o custo de investimento foi utilizado U\$ 1.370,00 para cada uma das chaves seccionadoras e U\$ 2.000,00 por quilômetro para a construção de um ramal de interconexão.

Os limites para os indicadores de continuidade foram estipulados conforme as indicações do PRODIST. Esses limites foram baseados na região de Foz do Iguaçu - PR, tendo como objetivo alcançar as metas de 2016, onde o limite para o DEC será de 7 horas e para o FEC será de 8 interrupções (ANEEL, 2014b).

Para a restrição das tensões máximas e mínimas, utilizou-se um fluxo de potência trifásico para garantir tanto que estas tensões estejam dentro dos limites estipulados assim como para garantir que os limites operacionais da rede estão sendo respeitados. Para a restrição do modelo considerou-se a tensão mínima de 0.90 PU e a máxima de 1,10 PU.

O fluxo de potência como já apresentado no capítulo 5, foi executado em todas as iterações do algoritmo, para a construção da população, assim como todas as vezes que os indivíduos sofreram alguma alteração através dos operadores genéticos.

Para anualizar os custos de investimento, utilizou-se um período de recuperação de capital de 30 anos e uma taxa de juros de 10% ao ano, para determinado fator de anualização de investimento exposto na equação (4.24).

Para a simulação foi definido que os fatores de peso da função objetivo β_1 e β_2 , deveriam variar de um valor mínimo de 0,1 e um valor máximo de 0,9. Dentro desse intervalo, determinou-se que deveriam ser encontradas 100 soluções para a construção da Curva de Pareto. Desta forma, iniciou-se com o valor de β_1 igual a 0,1 e o valor de β_2 igual a 0,9, variando-se automaticamente, até se obter o conjunto de soluções desejado.

No Algoritmo Genético criou-se populações de 10000 indivíduos, e um número máximo de 1000 iterações, como já citado no capítulo anterior, os mais foram selecionados a por sorteio e os filhos criados a partir de 3 pontos de crossover, e foi utilizada 0.5 como taxa de mutação.

6.3 Sistema de 33 nós

O sistema teste utilizado neste trabalho é mostrado na Figura 6.1, este sistema contém uma subestação, apenas um alimentador principal, e alguns ramais laterais, subdivido em 32 ramos e 33 nós, das quais 32 são nós com cargas consumidoras. Os dados deste sistema encontram-se no Anexo A, ou também podem ser encontrados em Goswami e Basu (1992).

Considera-se inicialmente que não existem ramos de interconexão nem chaves seccionadoras no alimentador apresentado na Figura 6.1.

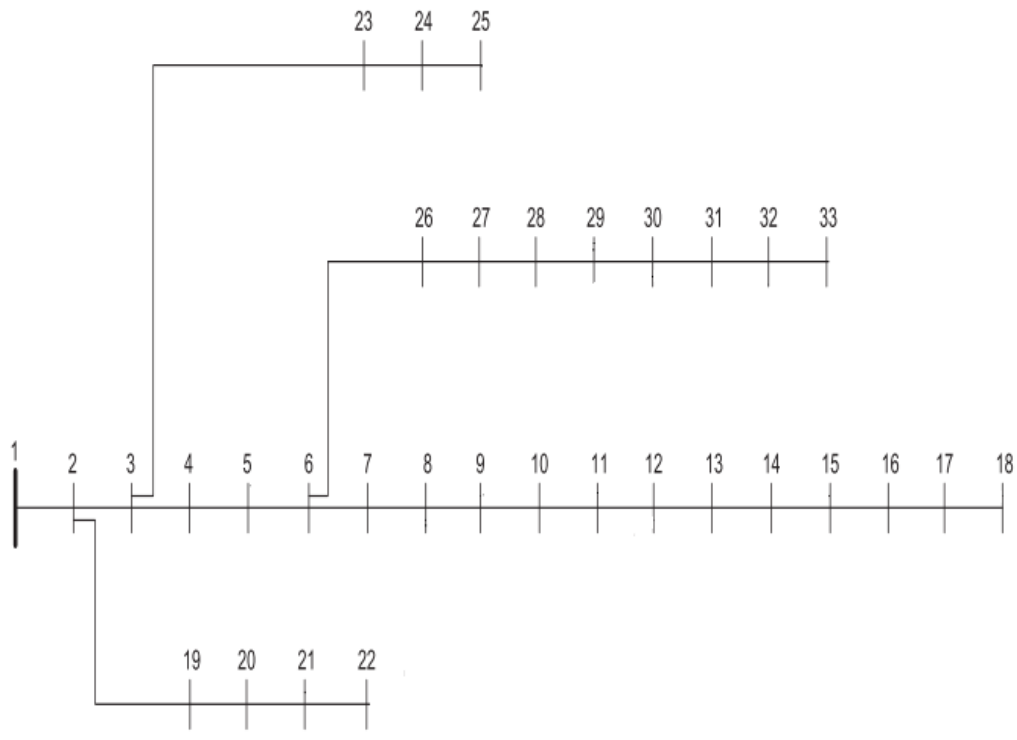


Figura 6.1: Sistema teste

Nas simulações realizadas, a proposta para a construção dos ramais de interconexão são dados de entrada para o modelo. Ou seja, os nós de partida e chegada de um novo ramo de interconexão já foram previamente definidos, uma vez que desta forma diminui-se o tempo de

processamento das soluções. No entanto, seria possível considerar todos os caminhos possíveis para a construção dos ramais de interconexão de um alimentador.

Sendo assim, respeitando as restrições físicas e topológicas do alimentador, propõem-se 6 possíveis locais para a construção dos ramais de interconexão. Estes locais foram escolhidos a fim de reforçar os nós com as maiores demandas do alimentador. Os 6 possíveis ramos estão entre os nós 21 – 8, 9 – 15, 5 – 24, 29 – 25, 11 – 30, 13 – 32. Estes novos ramos estão numerados de 1 a 6, conforme pode-se observar na Figura 6.2.

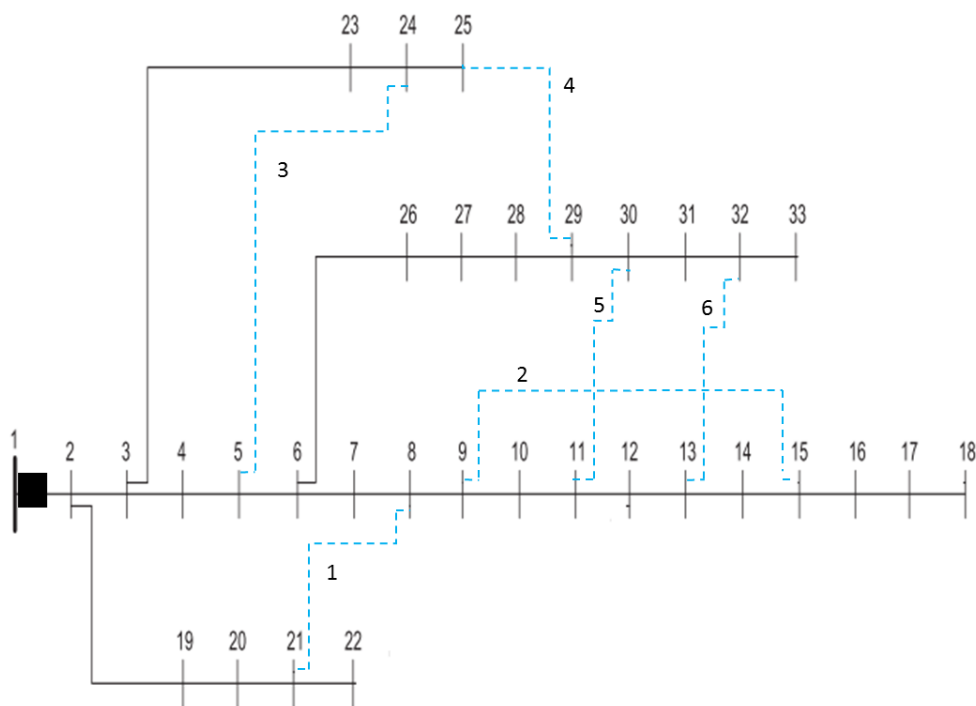


Figura 6.2: Alimentador com ramais de interconexão

Quando o algoritmo propõe a alocação de um ramal de interconexão, deve-se observar que é importante a alocação de uma chave seccionadora NF nos ramos já existente, próximos ao local da construção do ramal. Por exemplo, se o algoritmo propõe a construção do ramo de interconexão 21 – 8 da Figura 6.2, sabe-se que nas extremidades desse ramo terão chaves NA alocadas, porém é necessário também a alocação de chaves seccionadoras NF perto deste ramo, para que em caso de contingências possa ser feita a transferência de carga. Neste sentido, este trabalho estipulou que os ramos antecessores ao 21 – 8 irão receber uma chave, no exemplo, as chaves NF estariam alocadas em 21 – 22 e 7 – 8.

Assim a construção de um ramo de interconexão deve-se estimar que, além das chaves NA alocadas em suas extremidades, serão necessárias mais duas chaves NF alocadas nos ramos antecessores aos nós que irão dar suporte para o ramal.

6.4 Resultados

A fim de obter o conjunto de soluções através da construção da Curva de Pareto, utilizou-se o algoritmo de solução apresentado no capítulo anterior exposto através dos fluxogramas. Os resultados serão analisados a partir das variações dos fatores de peso, ressaltando os valores encontrados para as duas parcelas da função objetivo. A Figura 6.3 apresenta o comportamento dos resultados encontrados pelo algoritmo.

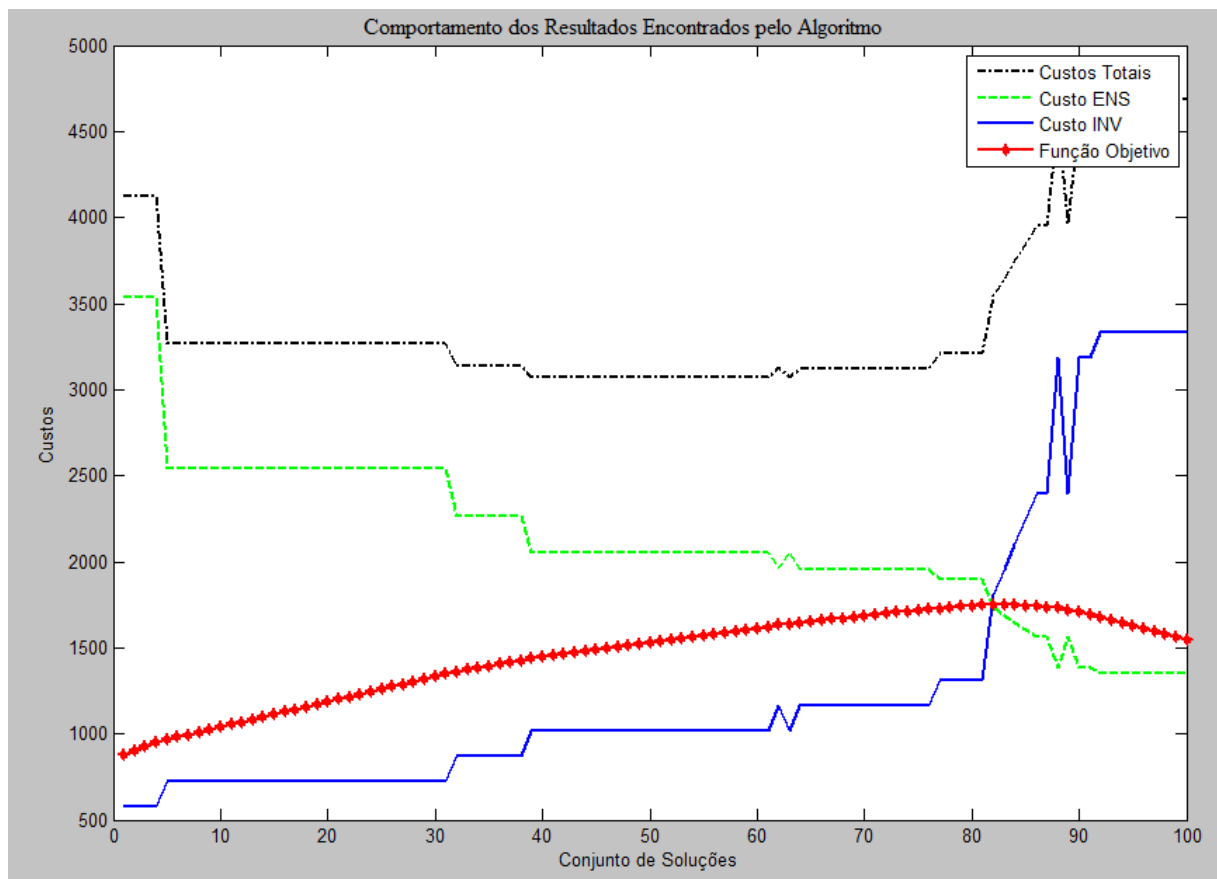


Figura 6.3: Comportamento dos resultados encontrados pelo algoritmo para a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão

Dentre o conjunto de soluções da Curva de Pareto, ou seja o conjunto de 100 soluções encontradas a partir da variação das ponderações, tem-se que muitas delas apresentam o mesmo resultado para os custos totais. Ou seja, a variação das ponderações alterou apenas o valor da

função objetivo do problema, mas não alterou os resultados dos custos das soluções. Para estes casos será considerado o valor médio das ponderações e o valor médio da função objetivo para apresentação dos resultados

No gráfico apresentado na Figura 6.3, pode-se fazer algumas observações:

1 – A Curva de Pareto (linha vermelha), foi obtida através das saídas do algoritmo genético. Cada resultado/saída (pontos vermelhos) corresponde a melhor solução, ou seja, o menor valor encontrado para a função objetivo de cada variação dos fatores de peso.

2 – Foi construído o gráfico apresentado no capítulo 3, na Figura 3.3. O gráfico representa os custos vs confiabilidade, em que os custos totais sinalizado pela linha tracejada na cor preta, representa os custos totais referentes a soma dos custos de energia não suprida e os custos de investimento. Percebe-se que o Ponto Ótimo da Figura 3.3, também é obtido na Figura 6.3, porém este Ponto Ótimo é representado por um conjunto de soluções como pode ser observado na Figura 6.4.

3 – Existe um ponto de cruzamento entre as funções de custo de investimento anual (linha contínua na cor azul) e os custos de energia não suprida (linha tracejada na cor verde), este cruzamento representa um ponto de equilíbrio entre as duas funções objetivo, os valores obtidos das soluções que apresentou este equilíbrio serão analisados posteriormente.

A partir das análises feitas e da visualização do gráfico apresentado na Figura 6.3, serão apresentados alguns dos resultados que se julgaram importantes dentre o conjunto de resultados encontrados. Primeiramente apresentam-se os dois resultados extremos do problema, ou seja as duas extremidades da Curva de Pareto.

6.4.1 Resultados extremos da Curva de Pareto

O primeiro quando a importância para os custos de investimento é superior a importância dada para a energia não suprida. Ou seja, atribui-se valores baixos para β_1 . Com essa ponderação encontram-se os resultados apresentados na Tabela 6-1.

Essa solução pode ser uma ótima alternativa para concessionárias distribuidoras que estiverem interessadas exclusivamente em se enquadrar nas metas para os indicadores DEC e FEC. Como pode-se observar, estes índices estão abaixo dos estipulados pela ANEEL, e a empresa não tem a necessidade de investir muito no sistema.

Tabela 6-1: Maior importância para os custos de investimento

Ponderações: $\beta_1 \approx 0,1121$, $\beta_2 \approx 0,8879$				
Função Objetivo $\approx U\$ 912,72$				
DEC	FEC	CENS / anual	CINV / anual	Custos Totais / anual
6,50 h	3,03 int	<i>U\$ 3538,42</i>	<i>U\$ 581,31</i>	<i>U\$ 4119,74</i>

Porém, é relevante ressaltar os altos custos com a energia não suprida que este resultado apresenta, conduzindo a custos totais anuais elevados.

A segunda solução é uma boa alternativa para ser utilizada por uma empresa concessionária que está interessada em investir no sistema com o objetivo de diminuir os custos de energia não suprida, então utiliza-se valores elevados para o β_1 , um exemplo dos resultados com este enfoque é apresentado na Tabela 6-2.

Tabela 6-2: Maior importância para a energia não suprida

Ponderações: $\beta_1 \approx 0,8677$, $\beta_2 \approx 0,1323$				
Função Objetivo $\approx U\$ 1615,26$				
DEC	FEC	CENS / anual	CINV / anual	Custos Totais / anual
2,61 h	1,51 int.	<i>U\$ 1353,63</i>	<i>U\$ 3330,89</i>	<i>U\$ 4684,51</i>

Importando-se com a confiabilidade da rede, o algoritmo irá indicar a alocação de uma quantidade elevada de chaves, para diminuir os custos de energia não suprida. Este resultado apontou dois lugares para a construção de ramais de interconexão: entre os nós 5 – 24, 13 – 32, e indicou 16 ramos para a alocação das chaves seccionadoras: entre os nós 2 – 3, 5 – 6, 6 – 7, 8 – 9, 13 – 14, 15 – 16, 2 – 19, 20 – 21, 3 – 23, 23 – 24, 24 – 25, 6 – 26, 28 – 29, 30 – 31, 31 – 32, 32 – 33.

Pode-se notar a diferença de *U\$ 564,06* no custo total, dos dois resultados. Porém, o resultado apresentado na Tabela 6-1 tem um custo de energia não suprida de *U\$ 3538,42* e o apresentado na Tabela 6-2 é de *U\$ 1353,63*. Ou seja, uma diferença de *U\$ 2184,79* anuais que a empresa deixa de receber pela energia não distribuída aos consumidores.

6.4.2 Resultados importantes

A partir das três observações dadas anteriormente, pode-se extrair dois resultados importantes.

O primeiro para o resultado que apresenta um custo mínimo resultante da soma dos custos de investimento e dos custos de energia não suprida. E o segundo para a solução que apresentou um ponto de equilíbrio entre as duas parcelas da função objetivo. Estas duas soluções estão sinalizadas na Figura 6.4.

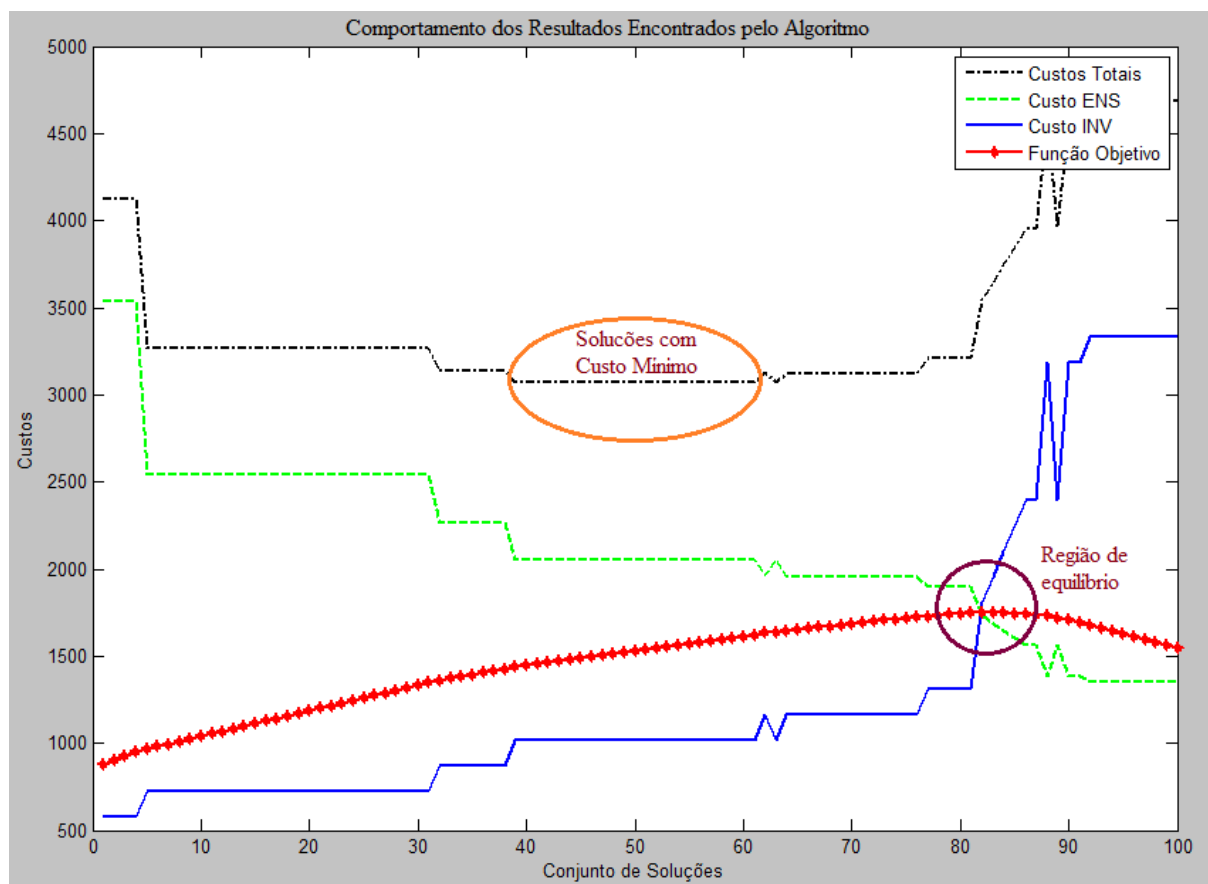


Figura 6.4: Sinalização das soluções com custo mínimo e da região de equilíbrio

Destaca-se o primeiro resultado citado, pelo fato que na maioria das vezes uma empresa concessionária distribuidora de energia elétrica está interessada em minimizar os custos, sendo assim, é importante soluções de modelos matemáticos de otimização que apresentam a minimização dos custos de investimento, juntamente com os custos de energia não suprida.

Como pode ser observado na Figura 6.4, este resultado é repetido muitas vezes dentre as 100 soluções encontradas. Sendo assim para a apresentação dos resultados fez-se a média das

ponderações e da função objetivo de todos os resultados encontrados com o mesmo valor mínimo para os custos totais, este resultado está apresentado na Tabela 6.3Tabela 6-3.

Tabela 6-3: Resultado com o custo mínimo

Ponderações: $\beta_1 \approx 0,5040$, $\beta_2 \approx 0,4959$				
Função Objetivo $\approx U\$ 1539,89$				
DEC	FEC	CENS / anual	CINV / anual	Custos Totais / anual
3,95 h	2,22 int.	<i>U\$ 2054,07</i>	<i>U\$ 1017,30</i>	<i>U\$ 3074,37</i>

Este resultado sugeriu a alocação de 7 chaves no sistema, entre os nós 3 – 4, 8 – 9, 2 – 19, 3 – 23, 6 – 26, 30 – 31, 32 – 33, e nenhum ramo de interconexão.

Analizando estes valores, percebe-se que os custos com a energia não suprida ainda são elevados comparados com os custos de investimento, porém a redução nos custos totais anuais é considerável, comparado com os resultados apresentados nas Tabela 6-1 e Tabela 6-2. Este resultado foi obtido atribuindo praticamente a mesma importância para as duas parcelas da função objetivo, uma vez que a média dos fatores peso de β_1 e β_2 são quase iguais.

Analizando aos resultados até aqui apresentados pode-se concluir, que se não há investimentos no sistema compromete-se a confiabilidade da rede, e portanto a qualidade da energia fornecida ao consumidor. Além disso a empresa distribuidora deixa de receber pela energia não distribuída aos usuários, tendo um custo com ENS elevado, mesmo quando busca-se um custo total anual mínimo. Assim, foi possível verificar a importância de encontrar soluções que equilibrem os custos de energia não suprida e os custos de investimento no sistema.

Desta forma, o segundo resultado destacado na Figura 6.4, é referente a solução que apresentou um ponto de equilíbrio entre as duas parcelas da função objetivo. Um dos objetivos específicos deste trabalho é justamente a obtenção de uma solução que apresenta a menor diferença entre os custos de energia não suprida e os custos de investimento. Este resultado está apresentada na Tabela 6.4.

Percebe-se desse resultado que os custos de investimento e os custos de energia não suprida são bem próximos, ou seja, estes valores apresentam equilíbrio.

Tabela 6-4: Resultado com equilíbrio entre as funções objetivo

Ponderações: $\beta_1 = 0,7626$, $\beta_2 \approx 0,2374$				
Função Objetivo = U\$ 1752,01				
DEC	FEC	CENS / anual	CINV / anual	Custos Totais / anual
2,75 h	1,58 int.	U\$ 1732,90	U\$ 1810,77	U\$ 3543,67

Este resultado apontou para a construção de um ramal de interconexão entre os nós 13 – 32 e indicou 9 lugares para a alocação das chaves seccionadoras, entre os nós 3 – 4, 8 – 9, 13 – 14, 2 – 19, 3 – 23, 6 – 26, 30 – 31, 31 – 32, 32 – 33. Optou-se por apresentar apenas a solução gráfica desse resultado, uma vez que, apresentar um ponto de equilíbrio entre as duas parcelas da função objetivo, é um dos objetivos específicos desse trabalho. Sendo assim a solução desse resultado pode ser observado na Figura 6.5.

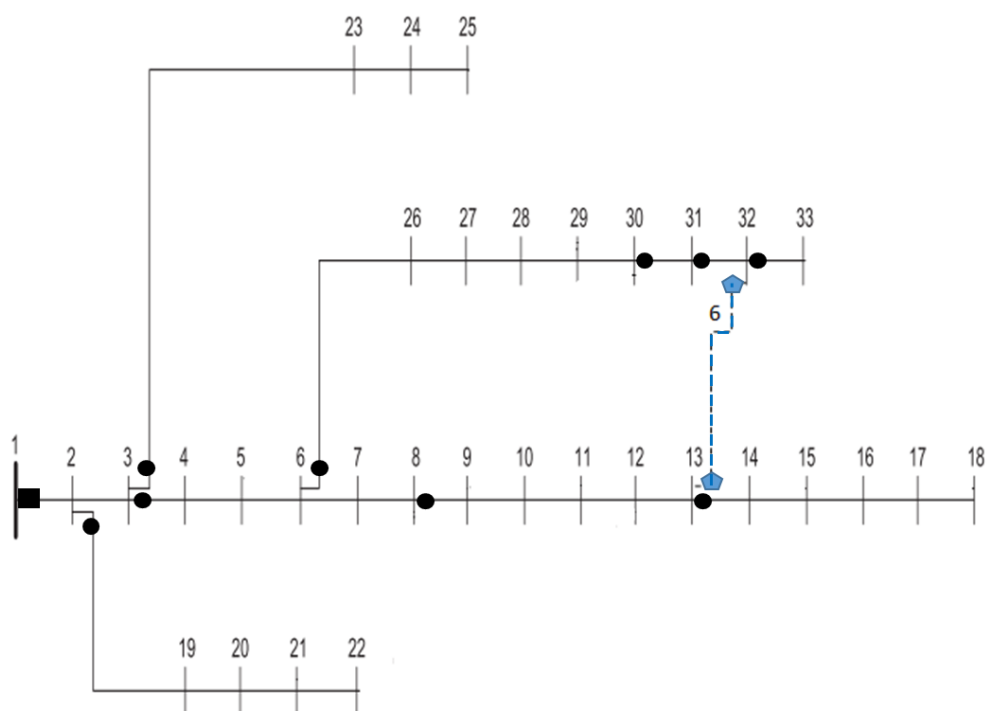


Figura 6.5: Resultado com equilíbrio entre as funções objetivo

Um fator a ser observado nesta solução é a alocação de três chaves consecutivas, nos ramos 30 – 31, 31 – 32 e 32 – 33. A chave alocada no ramo 31 – 32 é necessária uma vez que foi estipulado anteriormente que para a construção de um ramal de interconexão os ramos antecessores receberão uma chave NF. Justificando as chaves alocadas nos ramos 13 – 14 e 31

– 32. Porém, analisando nos dados (Apêndice A) pode-se observar que as taxas de falha e os tempos de reparo para estes ramos são bem maiores, comparados com os outros ramos do alimentador.

Comparado os resultados da Tabela 6.3 e da Tabela 6.4, pode-se analisar que a diferença entre os custos de energia não suprida é de $U\$ 321,17$ a menos para a segunda solução, porém para este resultado é necessário investir $U\$ 793,74$ a mais do que a primeira solução. Ou seja, a solução apresentada 6.3, apresentou um custo de $U\$ 469,3$ a menos comparado com o resultado apresentado pela Tabela 6.4.

6.4.3 Alocação exclusivamente de chaves seccionadoras

Com o objetivo de comparar e avaliar o modelo, propõe-se a retirada da opção de construção dos ramos de interconexão do modelo matemático. Ou seja, o algoritmo de solução, executará somente a alocação de chaves seccionadoras. O objetivo continua sendo a minimização de uma função objetivo com fatores de peso, que visa encontrar um ponto de satisfação entre a energia não suprida e os custos de investimento em chaves seccionadoras. As restrições, o alimentador teste, e os custos também permaneceram os mesmos.

Das simulações realizadas foi possível construir o gráfico apresentado na Figura 6.5. Percebe-se uma pequena diferença com o gráfico apresentado 6.3.

Na Figura 6.3 existe claramente um ponto de cruzamento entre as duas funções que compõem a função objetivo, sendo o resultado correspondente o que apresenta o maior valor para esta função. Após este ponto percebe-se que a função custos de investimento eleva-se consideravelmente, por causa da adição dos ramais de interconexão nas soluções. Em consequência disso a função que representa os custos de energia não suprida diminui razoavelmente. Já na Figura 6.6 não está totalmente visível o ponto de cruzamento das funções, percebe-se que nas últimas soluções encontradas, as duas funções de custos (Investimento, ENS), assim como a função objetivo, apresentam estabilidade, ou seja, há pouca variação dos resultados encontrados, este fato ocorre porque a adição de mais chaves seccionadoras na rede não irá interferir consideravelmente nos custos de energia não suprida.

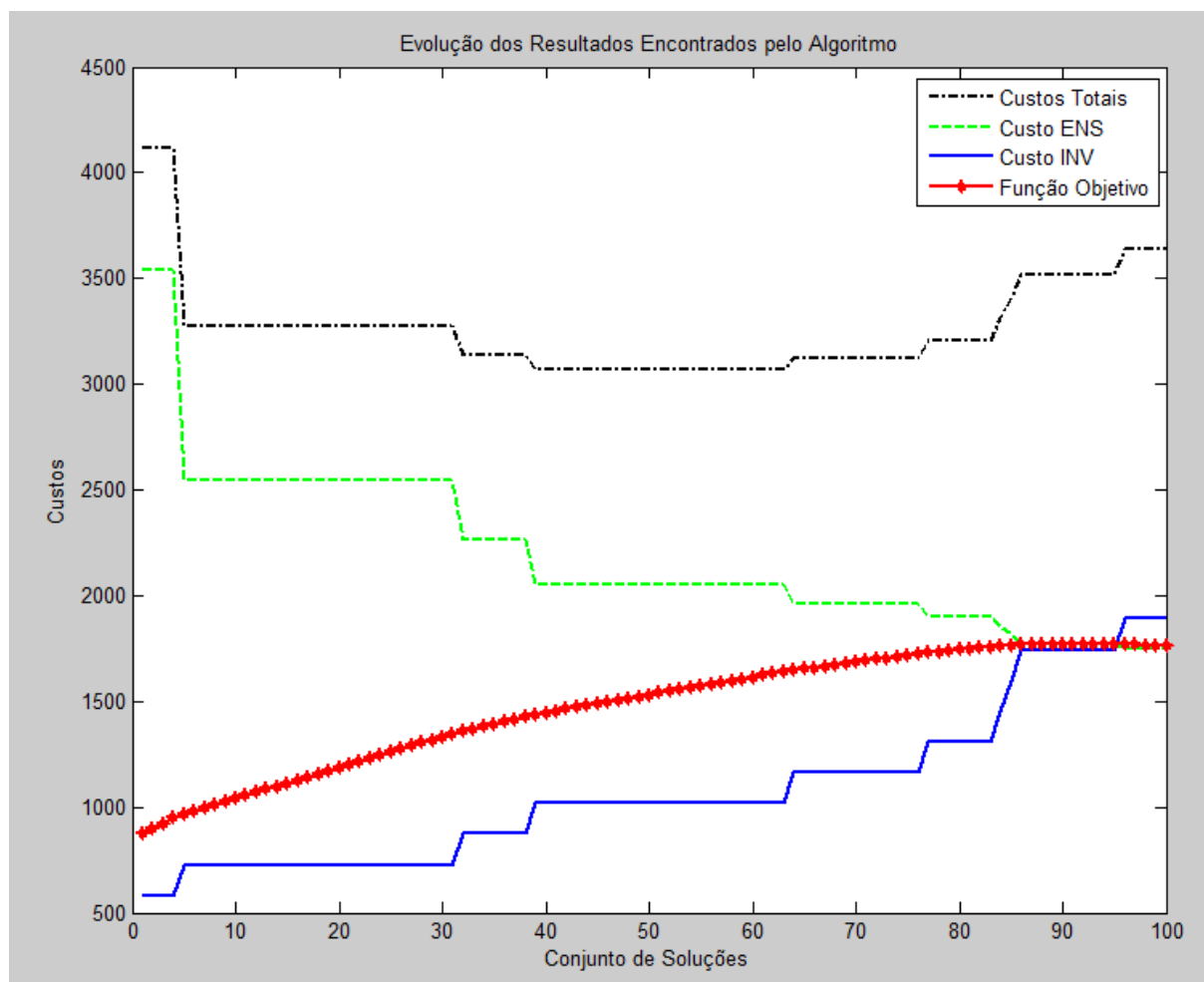


Figura 6.6: Gráfico da evolução dos resultados do algoritmo para a alocação exclusivamente de chaves

Sendo assim dentre todos os resultados encontrados, será apresentado o resultado que apresentou a menor diferença entre os custos de investimento e os custos de energia não suprida. Este resultado foi escolhido para ser apresentado para poder posteriormente comparar os resultados encontrados na alocação de chave seccionadoras juntamente com a construção dos ramais de interconexão.

Tabela 6-5: Resultado para alocação exclusiva de chaves

Ponderações: $\beta_1 = 0,8838$, $\beta_2 \approx 0,1162$				
Função Objetivo = U\$ 1767,56				
DEC	FEC	CENS / anual	CINV / anual	Custos Totais / anual
2,97 h	1,72 int.	U\$ 1751,64	U\$ 1889,27	U\$ 3640,91

Conforme pode ser visto na Tabela 6-5, esta solução apontou para a alocação de 13 chaves seccionadoras, entre os ramos 3– 4, 6– 7, 8 – 9, 11 – 12, 15 – 16, 2 – 19, 20 – 21, 3 – 23, 24 – 25, 6 – 26, 28 – 29, 30 – 31, 32 – 33.

6.4.4 Comparação dos resultados

Para fazer a comparação dos resultados encontrados nos tópicos 6.4.2 e 6.4.3, foram colocadas as duas soluções em uma tabela, a mesma será apresentada na Tabela 6.6.

Tabela 6-6: Comparação dos resultados

		Resultado para a alocação de chaves e linhas	Resultado para alocação exclusivamente de chaves
Quantidades	Chaves/Linhas	9 - 1	13 - 0
Custos	CINV	U\$ 1810,77	U\$ 1889.27
	CENS	U\$ 1732,90	U\$ 1751.64
	TOTAIS	U\$ 3543,67	U\$ 3640.91
Indicadores	DEC	2,75	2,97
	FEC	1,58	1,72

Desta comparação percebe-se é necessário investir U\$ 78,50 anuais a mais quando aloca-se somente chaves seccionadoras na rede, esse investimento maior deveria implicar em um custo de energia não suprida menor, porém não é isso que se observa na tabela. Além de apresentar um custo de investimento superior, o resultado também aponta para um custo de energia não suprida maior superior. Além disso, os índices de continuidade DEC e FEC também são ligeiramente superiores.

Ou seja, para um custo de investimento maior, tem-se ainda um custo em energia não suprida maior. Por mais que a diferença seja pequena, ainda pode-se afirmar que a alocação das chaves juntamente com as linhas torna-se mais vantajoso, tanto para os custos quanto para a confiabilidade da rede.

6.5 Conclusões

Este capítulo apresentou algumas das soluções encontradas a fim de validar o modelo matemático apresentado no capítulo 4. Pode-se concluir que o modelo representa adequadamente o problema de alocação e chaves seccionadoras e ramais de interconexão, encontrando soluções satisfatórias utilizando como técnica de solução o algoritmo apresentado no capítulo 5.

Conclui-se ainda que estes primeiros resultados encontrados com o modelo matemático, podem ser ampliados com a utilização de sistemas teste de maior complexidade. Ao considerar um sistema maior é possível que ocorram índices de energia não suprida elevados, o que pode justificar a construção de uma quantidade maior de ramais de interconexão.

Outro fator importante é que, para o problema apresentado nesta pesquisa, considerou-se um conjunto de ramais de interconexão já previamente definidos. Essas linhas candidatas foram utilizadas para diminuir o tempo de processamento do algoritmo de solução. Porém, se fossem considerar todos os caminhos possíveis como candidatos a ramal de interconexão, certamente iria influenciar nos resultados, uma vez que dessa forma poderia encontrar caminhos que proporcionariam a diminuição da energia não suprida.

Concluindo, o objetivo deste trabalho é a apresentação do modelo matemático, os custos, os dados e o algoritmo, foram utilizados unicamente para avaliar o comportamento do mesmo. Pode-se a partir desse modelo apresentado utilizar valores dos custos e dados de sistemas reais, assim como considerar todos os caminhos possíveis para a construção dos ramais de interconexão. Esses fatores não alteram o modelo, e sim seus resultados.

Ressalta-se que o modelo matemático apresentado tem uma abordagem diferente dos demais modelos encontrados na literatura, podendo então ser utilizada como mais uma alternativa, dentre tantas outras já existentes, para definir uma estratégia para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Capítulo 7

Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Ao longo da pesquisa pode-se observar a importância dos modelos matemáticos que tratam do problema da alocação de dispositivos de segurança, manobra e proteção, tendo por alvo o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Este trabalho propôs um modelo matemático de otimização para a alocação de chaves seccionadoras, juntamente com o melhor posicionamento para a construção de ramais de interconexão nas redes de distribuição.

Foi mostrado que a proposta para a construção dos ramais de interconexão entre tronco principal e os ramais laterais de um mesmo alimentador, oferece uma alternativa para as empresas distribuidoras investirem no reforço do sistema. Estes ramos, quando alocados de maneira ótima na rede interligando os circuitos, oferecem maiores opções para o remanejamento das cargas interrompidas devido a faltas ocorridas na rede.

Verificou-se que a consideração da alocação simultânea destes dois dispositivos, encontra resultados parecidos quando comparados com a alocação exclusivamente de chaves seccionadoras. Porém, pode-se perceber uma vantagem do modelo proposto, pois na alocação exclusiva de chaves seccionadoras obtém-se como o melhor resultado uma solução que apresenta um custo de investimento, e um custo de energia não suprida maior, ocasionando maiores custos totais anuais.

Ainda, é importante relembrar que o modelo matemático apresentado neste trabalho proporciona uma abordagem diferente dos demais modelos encontrados na literatura, sendo assim este modelo pode ser utilizado como mais uma alternativa por empresas distribuidoras que estão interessadas em aumentar a confiabilidade dos sistemas de distribuição e se enquadrar nas metas estipuladas pela ANEEL. Com os resultados obtidos foi possível comprovar que as

soluções encontradas pelo algoritmo apresentam soluções satisfatórias. Sendo possível escolher dentre um conjunto de soluções, aquela que mais se adapta a estratégia de trabalho da empresa distribuidora.

É importante ressaltar que o modelo oferece não só uma solução ótima, mas sim, um conjunto de soluções através das ponderações contidas no modelo. Todos os resultados obtidos são importantes, pois apresentam distintos cenários, dependendo então de um tomador de decisões com base na proposta de trabalho da concessionária distribuidora, escolher qual das soluções melhor se enquadra na proposta de trabalho da empresa. Além disso todas as soluções extraídas desse modelo têm a garantia de que os limites para os indicadores DEC e FEC estão dentro dos estipulados pela ANEEL, não implicando assim em adições de pagamento de compensações aos consumidores.

Ademais, com o aumento da automatização das redes de distribuição, em que priorizam a alocação de chaves automáticas e controladas remotamente, o modelo aqui apresentado ganha em importância. Uma vez que os tempos médios de reparo são estimados tanto para chaves automáticas quanto manuais, podendo até mesmo mesclar as duas chaves em um mesmo processo de otimização, apenas atribuindo os valores reais/aproximados para os tempos médios de reparo.

Porém, é válido ressaltar que o modelo não considera os custos anuais de operação e manutenção das chaves seccionadoras, um fator que torna-se importante para os sistemas reais. Acredita-se ainda que este modelo pode ser ampliado para considerar a construção dos ramos de interconexão entre alimentadores, podendo, desta forma, utilizar sistemas com mais de um alimentador, ampliando ainda mais o campo de buscas de soluções.

Considerando sistemas de grande porte com problemas de confiabilidade, uma alternativa interessante seria partir de cenários já fixos, ou seja, onde as chaves e ramais já estão alocados na rede, e então, assim, propor alternativas para as concessionárias reforçarem a rede e aumentarem os níveis de confiabilidade, porém sem custos adicionais de remanejamento das chaves já existentes. Esta alternativa é viável para alimentadores de grande porte, em que os custos de energia não suprida podem justificar os custos de investimentos necessários para se enquadrarem nos limites dos índices de continuidade.

Como referido do capítulo anterior é importante a incorporação no algoritmo de solução de uma rotina de programação que possa avaliar todos os caminhos possíveis para a construção de um ramal de interconexão.

Acredita-se também que a forma de obtenção das taxas de falha e tempos de reparo torna-se um fator importante para deixar o modelo ainda mais realista. Neste trabalho foram utilizadas taxas de falha e tempo médio de reparo através de análises de eventos passados ocorridos na rede. Com base nestes fatores utilizou-se a método e equações apresentadas no capítulo 3 para obtenção destes valores. Porém, o método de Monte Carlo mostra-se mais adequado para obtenção das taxas de falha e tempos de reparo de um sistema de distribuição, um vez que este método utiliza números aleatórios para a realização de uma simulação.

Como trabalho futuro o pode-se incorporar no modelo matemático os custos de manutenção e operação das chaves seccionadoras, além de considerar as variáveis de decisão quanto a operação das chaves, também é fundamental a ampliação do modelo para a consideração de vários alimentadores de um sistema de distribuição, com estas adaptações o modelo matemático poderá representar melhor um sistema de distribuição real.

Certamente, como proposta de futuros trabalhos, a utilização do método de Monte Carlo torna-se fundamental para a obtenção das taxas de falha e tempos de reparo, e como o modelo possui dois objetivos conflitantes, uma sugestão seria a utilização da otimização multiobjetivo, substituindo os fatores de peso da função objetivo.

Com essas observações o modelo pode-se tornar mais realista e encontrar resultados ainda mais satisfatórios para sistemas reais.

Referências Bibliográficas

- ANEEL (2014a) – Agência Nacional de Energia Elétrica; “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, revisão 4 de 01/02/2012. Acesso em Janeiro 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf
- ANEEL (2014b) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Limites dos Indicadores de Continuidade por município. Acesso em Janeiro 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>
- ANEEL (2014c) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Compensações pagas pelas transgressão dos limites de continuidade. Acesso em Janeiro 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Compensacao_de_Continuidade_Conformidade_v2
- ANEEL (2014d) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente. Acesso em Janeiro 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao
- Abiri-Jahromi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Parvania, M. and Mosleh, M. (2012). Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* **27** (1): 362–370.
- Allan, R. N. and da Silva, M. G. (1995). Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Systems* **10** (1): 413–419.
- Aranha Neto, E. A. C. (2006). *Alocação de Chaves Automatizadas em Redes de Distribuição Utilizando Múltiplos Critérios*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.
- Assis, L. S., González, J. F. V., Lyra, C. e Cavellucci, C. (2013). Abordagem Multiobjetivo para Alocação de Chaves em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, *XLV SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, pp.1-12.
- Assis, L. S., González, J. F. V., Usberti, F. L., Lyra, C., Cavellucci, C. e Zuben, F. V. (2012). Algoritmo Memético para Alocação Ótima de Chaves Manuais e Telecomandadas em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, *CLAIO e SBPO - Congresso Latino-Iberoamericano de Investigación Operativa e Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Rio de Janeiro, Brasil, p.1125–1137.
- Bassanezi, R. C. (2002). *Ensino-aprendizagem com modelagem matemática*, Primeira Edição, Contexto, São Paulo, Brasil.
- Benito, B. R., Silva, L. G. W. e Mantovani, J. R. S.(2008). Metaheurística GRASP Dedicada à Solução do Problema de Alocação e Realocação de Chaves de Manobra em Alimentadores Radiais de Distribuição de Energia Elétrica, *XVII CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, João Pessoa, Paraíba, Brasil, pp, 1-6.

- Bernardon, D. P., Sperandio, M., Garcia, V. J., Ferreira, A. S. Q., Canha, L. N., Abaide, A. R., Cardoso Jr, G., Daza, E. F. B. e Comassetto, L. (2009). Alocação Ótima de Chaves Telecomandadas nas Redes de Distribuição para Aumento da Confiabilidade dos Sistemas, *VII CBQEE - Confêrencia Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, pp.1-6.
- Bernardon, D. P., Sperandio, M., Garcia, V. J., Canha, L. N., Abaide, A. R. e Daza, E. F. B. (2011). AHP Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Delivery* **26** (3): 1884–1892.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Second Edidion, Plenum Press, New York and London.
- Billinton, R. and Jonnavithula, S. (1996). Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* **11** (3): 1646–1651.
- Billinton, R. and Wang, P. (1998). Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques, *IEEE Transactions on Power Systems* **13** (4): 1245–1250.
- Billinton, R. and Wang, P. (1999). Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation, *IEEE Transactions on Power Systems* **14** (2): 397–403.
- Brown, R. E., Gupta, S., Christie, R. D., Venkata, S. S. and Fletcher, R. (1996). Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling, *IEEE Transactions on Power Delivery* **11** (4): 1929–1934.
- Brown, R. E., Gupta, S., Christie, R. D., Venkata, S. S. and Fletcher, R. (1997). Automated primary distribution system design: reliability and cost optimization, *IEEE Transactions on Power Delivery* **12** (2): 1017–1022.
- Burian, R. (2009). *Algoritmos Genéticos na Alocação de Dispositivos de Proteção de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese de doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, Brasil.
- Celli, G. and Pilo, F. (1999). Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks, *IEEE Transactions on Power Delivery* **14** (3): 1167–1172.
- Chen, C. S., Lin, C. H., Chuang, H. J., Li, C. S., Huang, M. Y. and Huang, C. W. (2006). Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems* **21** (3): 1209–1217.
- Cheng, C. S. and Shirmohammadi, D. A. (1995). Tree-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis, *IEEE Transactions on Power Systems* **10** (2): 671–679.
- Cossi, A. M. (2008). *Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão*, Tese de doutorado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa de Pós Graduação em Engenharia Elética, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Cossi, A. M. e Mantovani, J. R. S. (2009). Integrated Planning of Electric Power Distribution Networks, *IEEE Latin America Transactions* **7** (2): 203 – 210.

- Dias, K. C. O. (2009). *Alocação de Chaves para Melhoria dos Indicadores de Continuidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Paraná. Departamento de Engenharia Elétrica, Curitiba, Paraná, Brasil.
- Dias, K. C. O., Aoki, A. R. e Fernandes, J. M. (2010). Alocação Ótima de Chaves para Melhoria dos Indicadores de Continuidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, *CIDEL - International Congress on Electricity Distribution*, Buenos Aires, Argentina, p. 1-6.
- Falaghi, H., Haghifam, M.-R. and Sing, C. (2009). Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach, *IEEE Transactions on Power Delivery* **24** (1): 268–276.
- Ferreira, G. D., Bretas, A. S., Oliveira, M. O., Cardoso Jr, G. e Morais, A. P. (2010). Seleção e Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção e Manobras em Sistemas Elétricos de Distribuição Utilizando o Algoritmo Colônia de Formigas. *CIDEL - International Congress on Electricity Distribution*, Buenos Aires, Argentina, p. 1-6.
- Ferreira, G. D., Cardoso Jr, G., Morais, A. P., Marioto, L. e Mülher, F. M. (2008). Seleção e alocação otimizada de dispositivos de proteção contra sobrecorrentes em sistemas elétricos de distribuição, *XVII CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, pp.1-6.
- Gallego, L. A., Echeverria, M. G. e Padilha-Feltrin, A. (2012). Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos, *Controle & Automação*, **23** (2): 179 - 189.
- Gontijo, M. M. (2007). *Modelagem e Otimização dos Indicadores de confiabilidade na Reconfiguração das Redes em Sistemas de Distribuição*, Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.
- Goswami, S. K. and Basu, S. K. (1992). A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery* **7** (3): 1484–1491.
- Haghifam, M.-R. (2004). Optimal Allocation of Tie Points in Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm, *European Transactions On Electrical Power* **14**: 85–96.
- Leite, A. P. (2005). *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudo de Confiabilidade*, Tese de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Pós-Graduação de Engenharia, Rio de Janeiro, Brasil.
- Leite, J. B. e Mantovani, J. R. S. (2008). Análise do Algoritmo Genético na Solução do Problema de Alocação de Chaves em Alimentadores Radiais de Distribuição de Energia Elétrica, *XL SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, João Pessoa, Paraíba, Brasil, pp.1162–1173.
- Leite, J. B. e Mantovani, J. R. S. (2009). Solução do Problema de Alocação de Chaves em Redes Radiais de Distribuição de Energia Elétrica Através de uma Heurística Multistart Probabilística, *XLI SBPO - Pesquisa Operacional na Gestão do Conhecimento*, Porto Seguro, Bahia, Brasil, pp.1965–1976.
- Leite, J. B., Mathias Neto, W. P. e Mantovani, J. R. S. (2010). Alocação Otimizada de Chaves de Manobras para Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica, *XLII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Bento Gonçalves, Rio Grande do Sul, Brasil, pp.1-12.

- Levitin, G., Mazal-Tov, S. and Elmakis, D. (1994). Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm, *Electric Power Systems Research* **31**: 97–102.
- Levitin, G., Mazal-Tov, S. and Elmakis, D. (1995). Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply, *Electric Power Systems Research* **35**: 149–155.
- Levitin, G., Mazal-Tov, S. and Elmakis, D. (1996). Optimal insulation in radial distribution networks, *Electric Power Systems Research* **37** (2): 97–103.
- Lopes, L. F. D. (2001). *Análise de Componentes Principais Aplicada à Confiabilidade de Sistemas Complexos*, Tese de doutorado, Universidade Federal Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.
- Mantovani, J. R. S., Casari, F. and Romero, R. A. (2000). Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão, *SBA Controle e Automação* **11** (3):150–159.
- Marantes, C., Strbac, G. and Allan, R. (2006). Sequential Monte Carlo Simulation Assessment of the Quality of Supply in Distribution Networks, *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, Sweden, p.1–6.
- Martins, V. F. (2009). *Planejamento de Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Incertezas e Geração Distribuída*, Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil.
- Matos, É. Dos R. (2009). *Um Método para Detecção e Classificação de Curtos-Circuitos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseado na Transformada de Fourier e em Redes Neurais Artificiais*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho". Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Medeiros, G. F. e Kripka, M. (2012). Algumas aplicações de métodos heurísticos na otimização de estruturas, *Revista CIATEC - UPF* **4** (1): 19–32.
- Oliveira, L. W. (2009). *Reconfiguração e Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição*, Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil.
- Padilha-Feltrin, A. e Gallego, L. A. (2012). Power flow for primary distribution networks considering uncertainty in demand and user connection, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **43**: 1171 - 1178.
- Pahwa, A. (2005). Planning and analysis tools to evaluate distribution automation implementation and benefits, *IEEE Power Engineering Society General Meeting* **3**: 2622–2623.
- Peñuela Meneses, C. A. (2012). *Desenvolvimento de técnicas e modelos matematicos para solução de problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuidos*, Tese de doutorado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa de Pos Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Romero, M. E. V. (2009). *Alocação de Chaves para Transferências Automáticas de Cargas entre Subestações Utilizando Algoritmo Busca Tabu Reativa*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa de Pos Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.

- Silva, L. G. W. (2002). *Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Silva, L. G. W. (2005). *Desenvolvimento de uma Metodologia Integrada para Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese de doutorado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F. e Mantovani, J. R. S. (2004). Alocação e Realocação de Chaves para Restauração de Redes de Distribuição utilizando Algoritmo de Busca Tabu Dedicado, *XV CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado, Rio Grande do Sul, Brasil, pp. 1-6.
- Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F. and Mantovani, J. R. S. (2005). Optimised Allocation of Sectionalising Switches and Protection Devices in Distribution Networks by Using a Reactive Tabu Search Algorithm, *CIGRE - 18^o International Conference on Electricity Distribution*, Turin, pp.1-5.
- Sohn, J., Nam, S. and Park, J. (2006). Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization, *IEEE Transactions on Power Delivery* **21** (2): 941-947.
- Soudi, F. and Tomsovic, K. (1999). Optimal distribution protection design: quality of solution and computational analysis, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **21** (5): 327-335.
- Sousa, J. de. (2013). *Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de um Modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM)*, Tese de doutorado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
- Tang, Y. (1996). Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization, *IEEE Transactions on Power Systems* **11** (1): 181-189.
- Teng, J. and Liu, Y., (2003). A novel ACS-based optimum switch relocation method, *IEEE Transactions on Power Systems*, **18** (1): 113-120.
- Teng, J. and Lu, C. (2002). Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery* **17** (1): 254-259.
- Wang, P. and Billinton, R. (1998). Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* **145** (4): 409-414.
- Wenyu, Y., Jian, L., Jianmin, Y., Haipeng, D. and Meng, S. (2004). Optimal allocation of switches in distribution networks, *Proceedings of the 5th World Congress on Intelligent Control and Automation*, Hangzhou, P.R. China, pp.5155-5159.

Apêndice A

Dados do Sistema Teste

Neste apêndice encontram-se os dados do sistema teste que foram utilizados durante a elaboração deste trabalho.

A Tabela A.7-1 apresenta os dados dos nós para o sistema de 33 nós. As Tabelas A.7-2 e A.7-3 apresentam os dados dos ramos existentes no sistema e as Tabelas A.7-4 e A.7-5 apresentam os dados dos ramos candidatos a serem um ramal de interconexão, sendo que:

De	Nó de origem;
Para	Nó de destino;
PI	Potência ativa (kW);
QI	Potência reativa da carga (kVar);
R	Resistência do ramo (p.u);
X	Reatância do ramo (p.u);
λ	Taxa de falha do ramo (falhas/ano);
r	Tempo médio de reparo (horas/falha);
NC	Número de consumidores.

Tabela A.7-1: Dados das barras do sistema de 33 nós

Para	PI [kW]	QI [kVar]
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200

Para	PI [kW]	QI [kVar]
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

Tabela A.7-2: Dados dos ramos existentes do sistema

De	Para	R [pu]	X [pu]
1	2	0.0922	0.0470
2	3	0.4930	0.2511
3	4	0.3660	0.1864
4	5	0.3811	0.1941
5	6	0.8190	0.7070
6	7	0.1872	0.6188
7	8	0.7114	0.2351
8	9	1.0300	0.7400
9	10	1.0440	0.7400
10	11	0.1966	0.0650
11	12	0.3744	0.1238
12	13	1.4680	1.1550
13	14	0.5416	0.7129
14	15	0.5910	0.5260
15	16	0.7463	0.5450
16	17	1.2890	1.7210
17	18	0.7320	0.5450
2	19	0.1640	0.1565
19	20	1.5042	1.3554
20	21	0.4095	0.4784
21	22	0.7089	0.9373
3	23	0.4512	0.3083
23	24	0.8980	0.7091
24	25	0.8960	0.7011
6	26	0.2030	0.1034
26	27	0.2842	0.1447
27	28	1.0590	0.9337
28	29	0.8042	0.7006
29	30	0.5075	0.2585
30	31	0.9744	0.9630
31	32	0.3105	0.3619
32	33	0.3410	0.5302

Tabela A.7-3: Dados dos ramos existentes do sistema

De	Para	λ [f/a]	r [h/f]	NC
1	2	0.1	3.0	100
2	3	0.1	2.0	100
3	4	0.1	2.0	150
4	5	0.1	2.0	146
5	6	0.1	1.5	145
6	7	0.1	1.5	178
7	8	0.1	1.5	199
8	9	0.2	1.0	212
9	10	0.1	1.0	234
10	11	0.2	1.0	375
11	12	0.2	1.0	14500
12	13	0.1	1.5	7520
13	14	0.2	1.5	120
14	15	0.1	1.5	452
15	16	0.3	2.0	421
16	17	0.2	2.0	245
17	18	0.1	2.0	189
2	19	0.3	2.0	125
19	20	0.1	2.5	200
20	21	0.2	2.5	212
21	22	0.3	3.0	340
3	23	0.4	3.0	124
23	24	0.2	2.0	145
24	25	0.1	5.0	145
6	26	0.2	3.0	187
26	27	0.4	1.5	145
27	28	0.1	1.5	245
28	29	0.3	2.0	3210
29	30	0.1	7.0	750
30	31	0.6	4.5	1750
31	32	0.1	5.5	80
32	33	0.2	6.0	96

Tabela A.7-4: Dados dos circuitos candidatos do sistema

De	Para	R [pu]	X [pu]
21	8	2.0000	2.0000
9	15	2.0000	2.0000
5	24	0.4512	0.3083
29	25	0.5000	0.5000
11	30	0.5075	0.2585
13	32	0.3105	0.3619

Tabela A.7-5: Dados dos circuitos candidatos do sistema

De	Para	λ [f/a]	r [h/f]
21	8	0.1	1.0
9	15	0.1	1.0
5	24	0.1	1.0
29	25	0.1	1.0
11	30	0.1	1.0
13	32	0.1	1.0

Apêndice B

Artigos Publicados

Neste apêndice encontram-se os artigos que foram publicados em congressos e simpósios durante a elaboração deste trabalho e a numeração destes artigos são mantidas de acordo com a publicação destes eventos.

B.1 Contece

Apresentado e publicado nos anais do Contece - Congresso de Tecnologias, Engenharia e Ciências Exatas, 2013, Foz do Iguaçu – PR.

B.2 SBSE (2014)

Submetido e em fase de correções para SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014, Foz do Iguaçu – PR.



I ConTECE

I Congresso de Tecnologias, Engenharias e Ciências Exatas

Foz do Iguaçu – Paraná – 07, 08 e 09 de agosto de 2013

MODELO MATEMÁTICO DE OTIMIZAÇÃO PARA A ALOCAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS E LINHAS DE LIGAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Katiani Pereira da Conceição

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Kathy_ani@hotmail.com

Edgar Manuel Carreño Franco

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

emfra.unioeste@gmail.com

Resumo:

Este trabalho apresenta um modelo matemático de otimização, que minimiza os custos na alocação ótima de chaves seccionadoras e linhas de interconexão em alimentadores primários dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O estudo deste modelo propicia o desenvolvimento de estratégias para o aumento da confiabilidade das redes de distribuição, uma vez que, na ocorrência de uma falha na rede, as chaves seccionadoras e as linhas de ligação, alocados em lugares estratégicos da rede, proporcionam maiores opções para o remanejamento de cargas, beneficiando os consumidores na vizinhança do local de defeito.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição; Confiabilidade; Otimização; Chaves Seccionadoras; Linhas de Ligação.

Introdução

Com o aumento do consumo de energia elétrica em decorrência do crescente desenvolvimento da sociedade, tornou-se indispensável que empresas distribuidoras de energia elétrica, desenvolvam esforços no sentido de melhorar a qualidade dos serviços prestados, investindo principalmente na segurança e confiabilidade de seus sistemas.

A confiabilidade em sistemas de distribuição está intimamente ligada com a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica. A ANEEL através do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional; Modulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica), estabelece indicadores de continuidade que permitem mensurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica, sendo possível através destes indicadores fiscalizar a energia fornecida ao consumidor.

A qualidade da energia fornecida ao consumidor e os índices de confiabilidade do sistema, podem ser melhorados com a alocação otimizada de chaves seccionadoras em alimentadores primários dos sistemas de distribuição. Na ocorrência de uma falha na rede, estas chaves atuam no sentido de isolar a área com defeito, transferindo a energia da seção interrompida a outras seções, minimizando a quantidade de usuários na vizinhança do local de defeito que ficam sem o fornecimento de energia. Chaves seccionadoras também permitem controlar o fornecimento de energia para a realização de obras de expansão e intervenções para manutenção preventiva em componentes da rede (LEITE; NETO; MANTOVANI, 2010; SILVA, 2005).

O “desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização que selecionam um número adequado de chaves e seus locais é uma tarefa difícil na configuração de um sistema de distribuição” (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996). É possível encontrar uma quantidade elevada de artigos, que apresentam a modelagem matemática para este tipo de problema (ABIRI-JAHROMI et al., 2012; BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996; CELLI; PILO, 1999; WANG; BILLINTON, 1998; LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1994).

A busca por um sistema confiável é de grande importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica, uma vez que estas estão sujeitas a sanções, sendo submetidas a pagamentos de compensações (multas), caso não cumpram as metas estabelecidas pela ANEEL.

Estudos que visam um sistema de distribuição com altos índices de confiabilidade, devem considerar alternativas que busquem minimizar a quantidade de usuários que sofrerão interrupções de energia devido a uma falha ocorrida na rede. Neste contexto, é possível considerar a construção de linhas interconexão entre ramos e/ou alimentadores de uma rede de distribuição para que juntamente com a alocação ótima de chaves seccionadoras, proporcionam maiores opções para o remanejamento de cargas que foram interrompidas pelo processo de chaveamento, no trabalho (LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1995), foi apresentada tal proposta. O modelo apresentado neste trabalho visa minimizar os índices de energia não suprida e duração de uma interrupção, entretanto a formulação matemática não contempla os custos para a construção das linhas de ligação e a instalação das chaves seccionadoras.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar um modelo matemático, que minimize o custo de alocação ótima de chaves seccionadoras e linhas de interconexão

em sistemas de distribuição de energia elétrica. O modelo contempla tanto custos de investimento na aquisição e instalação das chaves seccionadoras e para a construção das linhas de ligação, assim como, os custos da energia não fornecida ao consumidor, visando o aumento da confiabilidade o sistema.

Confiabilidade em Sistemas de Distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica é o segmento do sistema de potência que se encontra mais próximo do consumidor final. As falhas ocorridas neste sistema provocam interrupções no fornecimento de energia afetando diretamente o usuário.

Estudos apresentados ao longo dos anos mostram constantemente a preocupação com a segurança das redes de distribuição, focando esforços para o aumento da confiabilidade dos sistemas, uma vez que as concessionárias distribuidoras sofrem penalizações caso seus índices de continuidade estejam abaixo dos estabelecidos pela ANEEL (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2005; SOHN; NAM; PARK, 2006; SOUDI; TOMSOVIC, 1999; TANG, 1996). A alocação otimizada de chaves seccionadoras é uma estratégia para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, sendo foco de estudos no decorrer dos anos. (ABIRI-JAHROMI et al., 2012; BERNARDON et al., 2011; BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996; CELLI; PILO, 1999; CHEN et al., 2006; SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004; TENG; LU, 2002; WANG; BILLINTON, 1998). Um dos modelos mais estudados (TENG; LIU, 2003) apresenta uma metodologia para o cálculo do custo da interrupção ao consumidor, servindo como base de modelos matemáticos apresentados em vários trabalhos (BENITO; SILVA; MANTOVANI, 2008; LEITE; MANTOVANI, 2008; LEITE; NETO; MANTOVANI, 2010).

Foi possível verificar uma pequena quantidade de trabalhos desenvolvidos na área de confiabilidade de sistemas de distribuição que analisa a possibilidade de construção de ramos de ligação entre alimentadores e/ou linhas da rede em conjunto com as chaves. No trabalho (LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1995) é apresentado uma formulação matemática para este problema. Este trabalho busca a alocação otimizada de chaves seccionadoras para dois casos: no primeiro quando a oferta de linhas de ligação já é dado, e a segunda quando é necessário determinar um número de linhas de ligação, bem como a determinação da quantidade de seccionadoras a serem instaladas. Esta segunda definição do problema é analisada durante o planejamento da rede, ou quando são feitas decisões

sobre as extensões da rede. Porém a formulação matemática apresentada neste trabalho não considera os custos de investimento para a aquisição e instalação das chaves seccionadoras bem como a construção das linhas de ligação. A consideração destes valores em um modelo matemático é de suma importância, uma vez que este modelo possa ser utilizado de maneira viável como uma estratégia por empresas distribuidoras, para o aumento da confiabilidade dos sistemas.

Modelo Matemático de Alocação Ótima de Chaves Seccionadoras e Linhas de Interconexões

O modelo matemático proposto para a alocação ótima de chaves seccionadoras e linhas de interconexão em sistemas de distribuição, contempla os aspectos econômicos e de confiabilidade da rede. Desta forma, o Custo Total de Confiabilidade (*CTC*) a ser minimizado pode ser representado como:

$$\text{Minimize } CTC = C_{IC} + C_{inv} \quad (1)$$

Onde:

C_{IC} - Custo de interrupção ao consumidor: Custo de energia não suprida, devido a uma falta na rede.

C_{inv} - Custo de investimento na aquisição de novas chaves seccionadoras e o investimento na construção de novas linhas.

Ao detectar uma falha na rede de distribuição, as chaves seccionadoras supostamente instaladas no sistema irão isolar a área com defeito, alterando a configuração do sistema. Neste processo o modelo considera três tipos de consumidores que irão sofrer distintos tempos de interrupção:

- 1) Os consumidores a montante da falha sofrerão uma interrupção referente ao tempo de chaveamento para isolar a área que sofreu a falha.
- 2) Os consumidores da área onde ocorreu a falha sofrerão uma interrupção de energia referente ao tempo de reparo.
- 3) Os consumidores a jusante irão sofrer um tempo de interrupção dependendo da reserva de carga dos alimentadores vizinhos. Ou seja, se o alimentador vizinho ao local

da falha tiver reserva suficiente, estes consumidores sofrerão apenas uma interrupção referente ao tempo de chaveamento, caso contrário, sofrerão uma interrupção referente ao tempo de reparo da rede.

A modelagem dos custos de interrupção (C_{IC}), é:

$$C_{IC} = \sum_{i=1}^n \lambda_i * l_i * (CP_i + CM_i + CJ_i) \quad (2)$$

Onde:

n : Número total de seções do alimentador, definido pela quantidade de chaves que é permitida alocar;

λ_i : Taxa de falha média anual da seção i (falha/km/ano);

l_i : Comprimento da seção i (km)

CP_i : Função custo de interrupção na seção i onde ocorreu a falta.

$$CP_i = C L_{a_i} T_r \quad (3)$$

CM_i : Função custo de interrupção para as seções a montante da seção i onde ocorreu a falta.

$$CM_i = \sum_{m=1}^M C L_{a_m} T_c \quad (4)$$

CJ_i : Função custo de interrupção para as seções a jusante da seção i onde ocorreu a falta.

$$CJ_i = \begin{cases} \sum_{j=i+1}^n C L_{a_j} T_r & \begin{matrix} se: RS < L_{a_j} \\ RS \in \Omega_i \end{matrix} \\ \sum_{j=i+1}^n C L_{a_j} T_c & \begin{matrix} se: RS > L_{a_j} \\ RS \in \Omega_i \end{matrix} \end{cases} \quad (5)$$



Onde:

C : Custo de energia não suprida por um determinado intervalo de tempo (R\$);

$L_{a(i)}$: Carga total da seção (i) (MVA);

T_r : Tempo de reparo (tempo médio necessário para realizar o reparo da rede, detecção da falha, deslocamento da equipe e reparação do defeito) (horas);

T_c : Tempo de chaveamento (tempo médio necessário para realizar a manobra das cargas interrompidas devido a uma falha) (horas);

M : Conjunto das seções á montante da seção i ;

Ω_i : Alimentadores vizinhos do alimentador i , que possuem chaves de interconexão, alocadas para o planejamento da operação e permite o remanejamento de cargas do alimentador i ;

RS : Capacidade de reserva dos alimentadores vizinhos de i (Ω_i) (MVA).

A modelagem dos custos de investimento (C_{inv}) é dado por:

$$C_{inv} = \sum_{s=1}^{CS} C_s * Ch_s + \sum_{l=1}^L C_l * L_l \quad (6)$$

Onde:

CS : Quantidade de locais candidatos para a instalação de chaves;

C_s : Custo das chaves seccionadoras (R\$);

Ch_s : Vetor binário que representa a variável de decisão das chaves;

L : Quantidade de locais candidatos para a construção de linhas de ligação;

C_l : Vetor custo para a construção da linha l (R\$);

L_l : Vetor binário que representa a variável de decisão das linhas;

O Modelo matemático terá as seguintes restrições

- Limitações operacionais dos alimentadores;
- DEC e FEC abaixo do máximo permitido;

Devido à natureza combinatória, e as características não-lineares, o problema de alocação ótima de chaves seccionadoras e linhas de interconexão, os métodos mais utilizados para resolver esses problemas são as heurísticas ou metaheurísticas, que são geralmente empregados para encontrar uma boa solução, porém sem garantir a solução ótima. O nível de assertividade destes métodos depende essencialmente de sua capacidade

de se adaptar, explorar a estrutura do problema em questão e evitar um ótimo local. Desta forma, o emprego de técnicas heurísticas metaheurísticas ou uma combinação de ambas as técnicas são adequadas, e podem levar a resultados satisfatórios na solução de problemas reais.

Considerações Finais

Este trabalho apresentou um modelo matemático de otimização que tem como objetivo a minimização dos custos na alocação ótima de chaves seccionadoras e linhas de ligação em redes de distribuição de energia elétrica, proporcionando uma estratégia para o aumento da confiabilidade em sistemas de distribuição, de tal modo, que na ocorrência de uma contingência estes recursos ajudam a garantir a qualidade no abastecimento de energia aos consumidores.

O modelo apresentado se diferencia dos já apresentados na literatura por contemplar os custos de investimento na aquisição e instalação das chaves seccionadoras, assim como para a construção das linhas de ligação.

A escolha do método de solução, a validação do modelo (aplicando-o em sistemas testes) e a discussão dos resultados está sendo desenvolvido em um trabalho de pesquisa.

Agradecimentos

A CAPES pelo apoio financeiro. A UNIOESTE e ao PGESDE.

Referências

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

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, revisão 4 de 01/02/2012.

BENITO, B. R.; SILVA, L. G. W. DA; MANTOVANI, J. R. S. Metaheurística GRASP Dedicada à Solução do Problema de Alocação e Realocação de Chaves de Manobra em Alimentadores Radiais de Distribuição de Energia Elétrica. In: XVII CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2008, João Pessoa. **Anais...**João Pessoa, 2008.

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

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

CELLI, G.; PILO, F. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, p. 1167-1172, 1999.

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

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Análise do Algoritmo Genético na Solução do Problema de Alocação de Chaves em Alimentadores Radiais de Distribuição de Energia Elétrica. In: XL SBPO - SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2008, João Pessoa. **Anais...**João Pessoa, 2008

LEITE, J. B.; NETO, W. P. M.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação Otimizada de Chaves de Manobras para Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. In: XLII SBPO - SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2010 Bento Gonçalves. **Anais...** Bento Gonçalves, 2010.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 31, p. 97-102, 1994.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply. **Electric Power Systems Research**, v. 35, p. 149-155, 1995.

SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma Metodologia Integrada para Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2005. 163 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2005.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação e Realocação de Chaves para Restauração de Redes de Distribuição Utilizando Algoritmo de Busca Tabu Dedicado. In: XV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2004, Gramado. **Anais...**Gramado, 2004.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Optimased Allocation of Sectionalising Switches and Protection Devices in Distribution Networks by Using a

Reactive Tabu Search Algorithm. In: 18^o INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2005, Turin. **Anais...**Turin, 2005

SOHN, J.; NAM, S.; PARK, J. Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 2, p. 941-947, 2006.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal distribution protection design: quality of solution and computational analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 21, n. 5, p. 327-335, 1999.

TANG, Y. Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, p. 181-189, 1996.

TENG, J.; LIU, Y. A novel ACS-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 113-120, 2003.

TENG, J.; LU, C. Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 1, p. 254-259, 2002.

WANG, P.; BILLINTON, R. Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 145, n. 4, p. 409-414, 1998.

Modelo Matemático para a Alocação de Chaves Seccionadoras e Ramais de Interconexões em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Katiani Pereira, Luis A. Gallego e Edgar M. C. Franco

Resumo - Este trabalho apresenta um modelo matemático de otimização, que tem como objetivo encontrar um ponto de satisfação entre custos de energia não suprida e os custos de investimento na alocação de chaves seccionadoras e linhas de interconexões entre os ramos e/ou alimentadores das redes primárias de um sistema de distribuição de energia elétrica. O modelo é um problema de programação não linear inteiro misto, e são considerados como restrições os indicadores de continuidade e o fluxo de potência do sistema. Para verificar o comportamento do modelo foi utilizado o algoritmo genético como ferramenta de solução. Os primeiros resultados obtidos mostraram que o modelo matemático proposto é capaz de encontrar soluções satisfatórias, dependendo para isto, da importância atribuída aos fatores de peso contidos na função objetivo.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição; Confiabilidade; Chaves Seccionadoras; ramais de interconexões; Otimização.

I. INTRODUÇÃO

COM o aumento do consumo de energia elétrica em decorrência do crescente desenvolvimento da sociedade, tornou-se indispensável que empresas distribuidoras de energia elétrica desenvolvam esforços no sentido de melhorar a qualidade dos serviços prestados, investindo, principalmente, na segurança e confiabilidade de seus sistemas.

A confiabilidade em sistemas de distribuição está intimamente ligada com a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável por regular e fiscalizar a atuação das empresas distribuidoras e definir indicadores para monitorar o desempenho destas empresas, estabelecendo metas e sanções, caso as mesmas não sejam cumpridas.

Entre os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, destacam-se o DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e o FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora) [1]. Estes indicadores permitem mensurar a

continuidade do fornecimento de energia elétrica em uma rede e podem ser utilizados como métricas comparativas da qualidade do serviço prestado.

A confiabilidade de uma rede de distribuição é inversamente proporcional aos seus indicadores de continuidade, ou seja, quanto menores forem seus indicadores, mais confiável é a rede [2].

O erro humano, as condições climáticas, animais e árvores são as causas que mais acarretam falhas no sistema, sendo necessário a atuação dos dispositivos de proteção. Nestes casos, a rede deve possuir um conjunto de chaves seccionadoras para reconfiguração, interrompendo o fornecimento de energia para a menor quantidade de consumidores possíveis.

Na ocorrência de uma falha na rede, as chaves seccionadoras atuam no sentido de isolar a área com defeito, transferindo a energia da seção interrompida à outras seções, também permitem controlar o fornecimento de energia para a realização de obras de expansão e intervenções para manutenção preventiva em componentes da rede [3], [4].

Trabalhos apresentados ao longo dos anos mostram constantemente a preocupação com a segurança das redes de distribuição. Estudos apresentam alternativas para as empresas distribuidoras, uma vez que estas tem como objetivo fornecer um serviço com qualidade e confiabilidade aos seus consumidores, porém buscando sempre o mínimo custo de investimento.

Na literatura pode-se encontrar uma variedade de artigos que proporcionam alternativas a fim de elevar a confiabilidade de um sistema de distribuição, apresentando modelos de alocação de dispositivos de controle e proteção [2], [3]. Mais especificamente os trabalhos [5], [6], [7], apresentam estratégias para o aumento da confiabilidade, modelando a alocação ótima de chaves seccionadoras. Outros expõem modelos a fim de verificar os benefícios devido a existência ou não dos dispositivos de chaveamento no sistema [8], [9].

Estudos que visam um sistema de distribuição com índices de continuidade baixos, devem considerar alternativas que minimizam a quantidade de usuários que sofrem interrupções de energia devido as falhas ocorrida na rede.

Neste contexto, é possível considerar a construção de ramais de interconexões entre circuitos e/ou alimentadores de uma rede de distribuição, para que juntamente com a alocação ótima de chaves seccionadoras proporcionem maiores opções para o remanejamento das cargas.

Agradecimentos a CAPES, pela bolsa¹, a Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE e a Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e energéticos – PGESDE.

K. Pereira, UNIOESTE/PGESDE(kathy_ni@hotmail.com)

E. M. C. Franco, UNIOESTE/PGESDE (emfra.unioeste@gmail.com)

Luis A. Gallego, UEL/Dep.EE (gallegopareja@gmail.com)

Encontra-se na literatura uma pequena quantidade de trabalhos que apresentam a modelagem matemática para a alocação de chaves seccionadoras juntamente com a melhor configuração de ramais de interconexões [10], [11].

No trabalho [10] foi proposto um modelo matemático que visa minimizar os índices de energia não suprida e duração de uma interrupção, entretanto, a formulação matemática não contempla custos para a aquisição e instalação das chaves, tampouco para a construção dos ramos de interconexões. Já no trabalho [11] aparecem estes custos, entretanto a proposta para a construção dos ramais de interconexões somente é realizada na fase de planejamento do sistema, e a proposta para a construção destes ramais abrange apenas a conexão entre alimentadores.

A consideração dos custos de investimento em um modelo matemático faz-se necessário, para que esse possa ser utilizado de maneira viável por empresas distribuidoras. Os ramais de interconexão podem ser construídos, não só entre alimentadores, mas também entre os ramos do sistema a fim de reforçar a rede.

Neste sentido, este trabalho apresenta um modelo matemático de otimização, que seleciona locais para a alocação de chaves seccionadoras e linhas de interconexão entre os ramos e/ou alimentadores dos sistemas primários de distribuição, tendo como objetivo encontrar um ponto de satisfação entre os custos de energia não distribuída e os custos de investimento.

O diferencial deste modelo é propôr que em um mesmo processo de otimização, a solução encontre os locais ótimos para a alocação das chaves seccionadoras juntamente com os lugares ótimos para a construção dos ramais de interconexões entre ramos e/ou alimentadores de um sistema de distribuição.

Apresentar métodos para as empresas distribuidoras investirem no reforço do sistema, são importantes, uma vez que, constantemente essas procuram por estratégias para se enquadrarem nas metas estipuladas pelos órgãos reguladores.

Os indicadores de continuidade DEC e FEC são aplicados como a principal restrição deste modelo, em que as chaves e ramos serão alocados e construídos a partir de um limite mínimo para estes índices. Os níveis de tensão máximo e mínimo do sistema também são considerados como restrição.

O algoritmo Genético e um sistema teste de 33 barras foram escolhidos para avaliar o comportamento do modelo.

II. MODELO MATEMÁTICO

A seleção de locais para a construção dos ramos de interconexões e o melhor posicionamento para a alocação de chaves seccionadoras em sistemas de distribuição de energia elétrica é proposto por este trabalho, através do desenvolvimento de um modelo matemático com dois objetivos conflitantes [12].

- Melhorar a confiabilidade do sistema;
- Minimizar os custos de investimento.

O indicador escolhido para avaliar a confiabilidade do serviço de fornecimento de energia ao consumidor é o índice energia não suprida (ENS) [13], [14], [15]. Esse indicador avalia a confiabilidade ao encontrar valores baixos para o custo

da energia não suprida aos consumidores devido a faltas ocorridas no sistema.

O primeiro objetivo para o modelo é encontrar uma configuração de chaves seccionadoras e ramais de interconexão a um custo da energia não suprida baixo.

O segundo objetivo é minimizar os custos de investimento na aquisição e instalação de chaves seccionadoras e a construção dos ramais de interconexão.

Será utilizado na função objetivo fatores de peso [3], para encontrar soluções que possam equilibrar os dois objetivos conflitantes do modelo.

Portanto, o modelo matemático proposto por este trabalho é formulado matematicamente como:

$$\text{Minimize } F = \beta_1 \left\{ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_e \times \left[\left(\sum_{m=1}^{n(M)_i} L_{a,m,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} U_{k,i} \right) \right] \right\} + \beta_2 \left\{ \left[\sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \right] \times \left[\sum_{j=1}^{n(N)} y_j (2C_s + C_L L_L) \right] \right\} \quad (1)$$

sujeito a:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[\left(\sum_{h=1}^{n(C)_i} C_{c,h,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} U_{k,i} \right) \right]}{NC} < DEC_{max} \quad (2)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[\left(\sum_{h=1}^{n(C)_i} C_{c,h,i} \right) \times \left(\sum_{k=1}^{n(K)_i} \lambda_{k,i} \right) \right]}{NC} < FEC_{max} \quad (3)$$

$$V^{max} \leq V \leq V^{min} \quad (4)$$

$$x_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_E \quad (5)$$

$$y_j \in \{0,1\} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6)$$

Na função objetivo (1) a variável x_i define a alocação de chaves seccionadoras no ramo i do sistema. Já a variável binária y_j é utilizada para definir a construção de novos ramais de interconexões entre os circuitos e/ou alimentadores do sistema.

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{se aloca chave no ramo } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \forall i \in \Omega_E$$

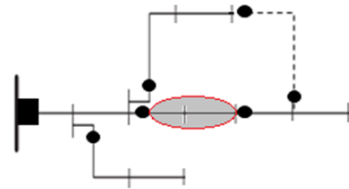
$$y_j = \begin{cases} 1, & \text{construir uma interconexão no ramo } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \forall j \in \Omega_N$$

Tal que:

Ω_E Conjunto dos ramos existentes no sistema;

Ω_N Conjunto de ramos candidatos.

Ao se alocar chaves seccionadoras em um sistema de distribuição, esse sistema torna-se mais confiável, uma vez que, essas chaves atuam no sentido de isolar a área (seção) com defeito, caso o sistema tenha ramais de interconexões esses podem remanejar as cargas e alimentar as regiões a montante da seção que sofreu a falta Fig. 1.



--- Ramo de interconexão
○ Seção/Região interrompida

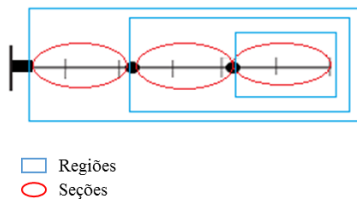
Figura 1 – Alimentador de distribuição

A energia não suprida devido a uma falha na rede é a soma das cargas de todas as barras pertencentes a região a qual a seção faltosa está inserida.

É importante definir o conceito de seção e região que serão utilizadas neste trabalho Fig.2

(i) Uma região é definida por toda a área a montante do ramo que contenha uma chave alocada.

(ii) Uma seção é definida pelo intervalo entre duas chaves seccionadoras.



□ Regiões
○ Seções

Figura 2 – Alimentador de distribuição dividido em regiões e seções

Na função objetivo (1) a primeira parcela da função é referente ao custo da energia não suprida ao consumidor. As variáveis e os parâmetros contidos nesta partição do modelo são:

- C_e Custo de energia (R\$);
- $n(E)$ Número ramos do sistema ;
- $n(M)_i$ Número de barras pertencente a região i ;
- $L_{a,m,i}$ Carga instalada na barra m que pertence a região i (KVA);
- $n(K)_i$ Número de ramos da seção i ;
- $U_{k,i}$ Indisponibilidade do ramo k pertencente a seção i .

A indisponibilidade de um sistema U_s é calculado pelo produto da taxa de falha do sistema λ_s pelo tempo de reparo t_s

$$U_s = \lambda_s t_s \quad (7)$$

Neste trabalho as taxas de falha e os tempos de reparo de um sistema de distribuição, são baseados no ponto de vista da confiabilidade, em que um conjunto de componentes pode se apresentar com uma configuração em série ou paralela.

Em um sistema de distribuição os componentes estão interligados em série, e para que um funcione todos devem estar funcionando simultaneamente [13].

A taxa de falha e o tempo médio de reparo para um sistema s com f componentes em série, é expresso por:

$$\lambda_s = \sum_{f=1}^{N(s)} \lambda_f \quad r_s = \frac{\sum_{f=1}^{N(s)} \lambda_f r_f}{\lambda_s} \quad (8)$$

$N(s)$ Quantidade total de componentes no Sistema s ;

λ_s Taxa de falha do sistema s ;

λ_f Taxa de falha do componente f ;

r_s Tempo médio de reparo para o sistema s ;

r_f Tempo de reparo do componente f .

A segunda parcela da função objetivo (1), é referente aos custos de investimentos na alocação de chaves seccionadoras e na construção de ramais de interconexão. As variáveis da segunda parte do modelo são:

C_s Custo de uma chave seccionadora (R\$);

C_L Custo para a construção de uma linha de interconexão (R\$/km);

l_L Comprimento da linha a ser construída (km);

$n(N)$ Número de possíveis locais para novas linhas.

Ao ser proposta a construção de um ramo de interconexão é importante que esse ramo receba duas chaves alocadas em suas extremidades, uma vez que por ser um ramal de interconexão, o mesmo só será utilizado pelo sistema quando ocorrer alguma contingência na rede. Sendo assim, acrescenta-se aos custos para a construção das linhas, o custo das duas chaves seccionadoras.

Porém, se o tomador de decisões de uma empresa definir cenários de operação em que necessite apenas de uma chave seccionadora no ramo de interconexão, neste caso o modelo poderá se adaptar facilmente a esse problema, considerando o custo de apenas uma chave seccionadora para a construção do novo ramal de interconexão.

É importante ressaltar que todas as variáveis e constantes das duas partes do modelo devem estar com valores em um mesmo horizonte de tempo. Caso isto não ocorra, é importante que façam-se, por exemplo, a anualização dos valores.

As principais restrições para este modelo são os limites para os indicadores DEC (2) e FEC (3). Nestas restrições tem-se que:

$n(C)_i$ Número total de consumidores em um região i ;

$C_{c,h,i}$ Número de consumidores atendidos pela barra h que pertencem a região i ;

$\lambda_{k,i}$ Taxa de falha da seção k pertencente a região i ;

NC Número total de consumidores do sistema;

DEC_{max} Limite de DEC definido;

FEC_{max} Limite de FEC definido.

Os limites para os indicadores de continuidade, são variáveis para cada cidade e estado, e são determinados pela ANEEL.

A restrição (4) é referente aos níveis de tensão do sistema. O modelo sofre esta penalidade na maioria das vezes, quando propõe a construção de uma ramal de interconexão que causa uma queda de tensão. Nesta restrição tem-se que:

- V Tensão (PU);
 V^{max} Tensão máxima permitida (PU);
 V^{min} Tensão mínima permitida (PU).

As restrições (5) e (6) garantem que as variáveis x_i e y_j sejam variáveis binárias.

A primeira parte do modelo é composta por variáveis discretas e contínuas, e a relação dessas variáveis na função objetivo torna-lhe não-linear.

A segunda parte é composta por variáveis binárias, contínuas (comprimento) e valores fixos (custos), esta função é subdivida em duas funções lineares de custos (chaves e ramos).

Sendo assim, o problema proposto é um modelo de programação não linear inteiro misto (PNLIM).

Como já mencionado, a função objetivo é composta por duas funções conflitantes, como pode ser observado na Fig. 3. Ao aumentar os custos de investimento no sistema, eleva-se a confiabilidade da rede e os custos de energia não suprida irão diminuir. Porém, se não há investimentos no sistema os custos de energia não suprida tendem a aumentar.

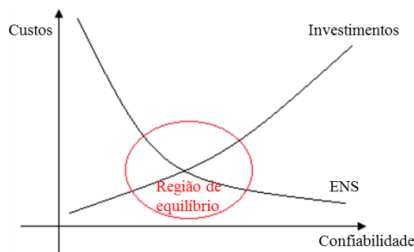


Figura 3 – Custos vs. Confiabilidade

É necessário encontrar soluções que tenham um custo de energia não suprida baixo, porém com custo de investimento inferior. Para encontrar estas soluções fez-se necessário considerar fatores de peso β_1 e β_2 para as duas parcelas da função objetivo. Estes fatores permitem dar importâncias de peso diferenciadas, dependendo do objetivo para o qual o modelo está sendo usado. Se por exemplo, uma concessionária está disposta a investir no sistema, pode-se ajustar o fator β_2 para se obter soluções satisfatórias que se adaptem ao objetivo escolhido.

Os fatores de peso β_1 e β_2 normalmente assumem valores determinados pela concessionária de energia elétrica, de acordo com sua filosofia de trabalho [3].

III. ALGORITMO DE SOLUÇÃO

O algoritmo escolhido para validar o modelo proposto é o Algoritmo Genético, onde os indivíduos serão vetores binários que representaram as posições das chaves e as posições dos ramos concatenados. A população impõe a criação de indivíduos aleatórios, em que todos passarão pelo processo de aptidão e pelas restrições do problema.

O processo de seleção é baseado na aptidão (fitness), em que os mais aptos possuem maior probabilidade de serem escolhidos. Nesta etapa utiliza-se o método do torneio, que emprega sucessivas disputas para realizar a seleção, onde o indivíduo de maior aptidão na disputa é selecionado, esses indivíduos são denominados “pais”.

Uma vez selecionados os “pais”, esses são recombinados através do operador de cruzamento (crossover), que é responsável por gerar novos indivíduos a partir do cruzamento dos genes (para o problema, foi utilizado 3 pontos de crossover, um ponto no intervalo das chaves, o outro ponto exatamente na divisão entre as chaves e ramos e o último ponto no intervalo dos ramos) os indivíduos gerados são chamados de “filhos”, tais indivíduos são diferentes de seus pais, mas possuem características genéticas de ambos.

Na sequência, os indivíduos são submetidos à operação de mutação, que tem por finalidade diversificar a população. Esse operador efetua a troca do conteúdo de uma posição dos indivíduos. Existem várias formas de se realizar a mutação: no geral é utilizada a troca por uma determinada probabilidade. Utilizou uma taxa de mutação com uma probabilidade 0.9 para diversificar ao máximo a população.

IV. ANÁLISE DE RESULTADOS

O sistema usado como teste contém 33 barras e 32 ramos, os dados das barras e dos ramos podem ser encontrados em [16]. Considera-se inicialmente que não existem ramos de interconexões no sistema, sendo propostos 6 locais para possíveis construções destes ramos. Esses locais são escolhidos conforme as maiores demandas do sistema.

Deve-se observar, que neste trabalho é apresentado o modelo matemático, e para validar o mesmo foram utilizadas linhas candidatas no algoritmo de solução para diminuir o tempo de processamento. No entanto seria possível considerar todos os caminhos possíveis, em um outro algoritmo de solução, sem modificar o modelo matemático.

Sendo assim, os 6 possíveis ramos estão entre as barras 21 – 8, 9 – 15, 5 – 24, 29 – 25, 11 – 30, 13 – 32, para estes ramos serão utilizados valores similares para a resistência e reatância, o comprimento será unitário e como estes ramais são novos é razoável considerar que as taxas de falha e o tempo de reparo terão valores baixos Fig 4.

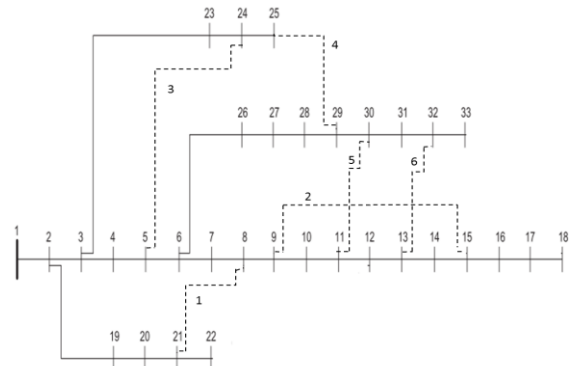


Figura 4 – Sistema de 33 barras

Para o cálculo do custo da energia não suprida atribuiu-se um valor de R\$ 0,40 por (Kw/h), já para os custos de investimento foram utilizados R\$ 4.000 para cada uma das chaves seccionadoras e R\$ 6.000 para a construção de um ramal de interconexão por quilometro, lembrando que para cada ramal a ser construído o tipo de cabo está inserido nos custos totais para a construção de um quilômetro desta linha.

Os fatores de peso da função objetivo foram utilizados gradativamente, em um total de 100 resultados, de tal forma que $\beta_1 + \beta_2 = 1$, considerando as soluções a partir destas variações. Como os valores dos custos das chaves e da construção das linhas não estavam anualizados, fez-se necessário utilizar um fator de anualização, onde utilizou-se um horizonte de 30 anos e uma taxa de juros de 10 %.

Os limites para os indicadores de continuidade foram estipulados conforme as indicações do PRODIST, sendo um limite de 7 para o DEC e 8 para o FEC.

Para o cálculo do fluxo de potência utilizado como restrição considera-se tensão mínima de 0.90 PU e máxima de 1,10 PU. Para essa restrição foi utilizado um algoritmo de fluxo de potência trifásico apresentado nos artigos [17], [18] e [19], porém nas referências [17], [18] é apresentada uma análise probabilística, mas o algoritmo de fluxo de potência trifásico empregado é o de varredura [19].

Com base na análise de alguns dos resultados pode-se perceber a importância dos fatores peso na função objetivo. Para verificar a variação de resultados, apresenta-se os dois extremos dos resultados:

Quando $\beta = 0.1$ e $\beta_2 = 0.9$, obtemos o seguinte resultado.

TABELA 1

Cens/a	Cinv/a	Custos Totais/a
8988.10	1697.27	10685.37

Este resultado alocou 4 chaves entre as barras 8 – 9, 2 – 19, 2 – 26, 32 – 33, no sistema e não considerou a construção de nenhum ramo de interconexão.

Já quando $\beta_1 = 0.9$ e $\beta_2 = 0.1$, obtemos o seguinte resultado.

TABELA 2

Cens/a	Cinv/a	Custos Totais/a
3293.00	9971.45	13264.45

Este resultado apontou 2 lugares para a construção de ramais de interconexões entre as barras 5 – 24, 13 – 32, e alocou 16 chaves seccionadoras entre as barras 2 – 3, 5 – 6, 6 – 7, 8 – 9, 13 – 14, 15 – 16, 2 – 19, 20 – 21, 3 – 23, 23 – 24, 24 – 25, 6 – 26, 28 – 29, 30 – 31, 31 – 32, 32 – 33.

Como pode-se perceber nos resultados da tabela 1 os custos de investimento são baixos, o que representa baixos investimentos da distribuidora na segurança do sistema, porém

os custos referentes a energia não suprida são altos quando comparados com os resultados apresentados na tabela 2, comprovando que quando se investe na segurança do sistema os custos em energia não suprida diminui.

Ao se buscar um custo mínimo na soma das duas funções obtém-se o resultado apresentado na tabela 3

TABELA 3

Cens/a	Cinv/a	Custos Totais/a
5135.50	2970.22	8105.72

Este resultado alocou 7 chaves no sistema entre as barras 3 – 4, 8 – 9, 2 – 19, 3 – 23, 6 – 26, 30 – 31, 32 – 33 e nenhum ramo de interconexão. Analisando estes valores, percebe-se que os custos em energia não suprida ainda são altos comparados com os custos de investimento. Este resultado foi encontrado com uma média pra os fatores peso de $\beta_1 = 0.56$ e $\beta_2 = 0.44$, ou seja, dando praticamente a mesma importância para as duas parcelas da função objetivo.

Com estes dados, é possível verificar a importância de encontrar soluções que equilibrem os custos de energia não suprida e os custos de investimento anuais no sistema.

O gráfico apresentado na Fig. 5, representa o resultado obtido pelo algoritmo de solução para o modelo proposto.

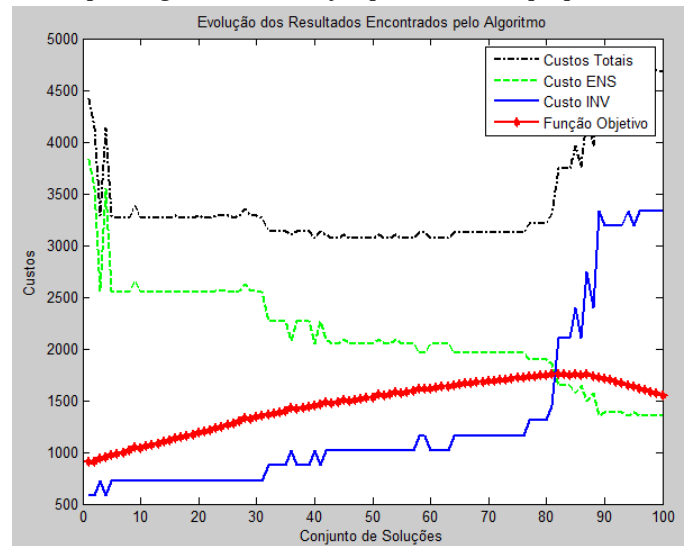


Figura 5 –Resultado do algoritmo

Como pode ser observado no gráfico, o ponto de cruzamento entre as funções de custo de investimento anual e os custos de energia não suprida, representa o ponto máximo para a função objetivo, esse resultado foi obtido com os fatores peso valendo $\beta_1 = 0.7384$ e $\beta_2 = 0.2616$, como $\beta_1 > \beta_2$, percebe-se que esta solução prioriza a confiabilidade da rede. Os custos para estes valores está apresentado na tabela 4.

TABELA 4

Cens/a	Cinv/a	Custos Totais/a
4185.40	5410.04	9595.44

Este resultado apontou para a construção de uma linha de ligação entre as barras 13 – 32 e alocou 9 chaves entre as barras 3 – 4, 8 – 9, 13 – 14, 2 – 19, 3 – 23, 6 – 26, 30 – 31, 31 – 32, 32 – 33, conforme ilustra a Fig. 6.

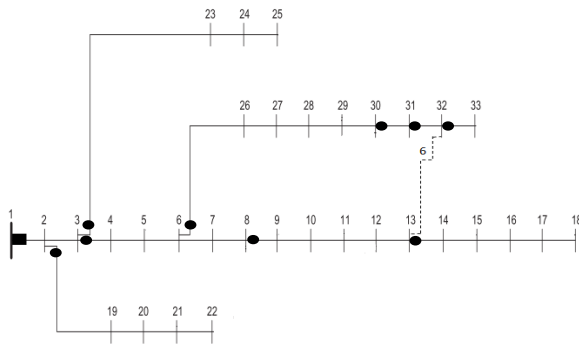


Figura 6 – Melhor solução encontrada

Esta configuração obteve $DEC = 2,84$ e $FEC = 1,60$, muito abaixo do estipulado como limite, a tensão mínima em PU foi de 0,91.

V. COMENTÁRIOS FINAIS

Esse trabalho apresentou o desenvolvimento de um modelo matemático de otimização, que seleciona locais para a alocação de chaves seccionadoras e linhas de interconexão entre os ramos e/ou alimentadores dos sistemas de distribuição. O objetivo principal do modelo é encontrar um ponto de satisfação entre os custos de energia não suprida e os custos de investimento no sistema.

O diferencial deste modelo com relação aos encontrados na literatura é propôr que em um mesmo processo de otimização encontre-se locais para a construção de ramos de interconexão entre os circuitos e/ou alimentadores de um sistema, juntamente com a alocação ótima de chaves seccionadoras, podendo esse modelo ser utilizado como uma estratégia por empresas distribuidoras que estão dispostas a investirem no reforço do sistema, a fim de aumentar a confiabilidade da rede.

O objetivo deste trabalho é a apresentação do modelo matemático, os custos, os dados e o algoritmo, foram utilizados unicamente para avaliar o comportamento do mesmo. Pode-se a partir deste, utilizar valores dos custos e dados de sistemas reais, assim como, considerar todos os caminhos possíveis para a construção dos ramais de interconexão, estes fatores não alteram o modelo, e sim seus resultados.

Os resultados apresentados são os primeiros testes realizados para a validação do modelo matemático. Com estes resultados pode-se verificar que o modelo cumpre com o seu objetivo inicial, encontrando soluções satisfatórias.

VI. REFERENCIAS

[1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, revisão 4 de 01/02/2012.

[2] Silva, L. G. W.; Pereira, R. A. F.; Mantovani, J. R. S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, New York, v. 69, n. 1, p.77–84, 2004.

[3] Leite, J. B.; Neto, W. P. M. and Mantovani, J. R. S. “Alocação Otimizada de Chaves de Manobras para Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica,” in Proc XLII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, p. 12, 2010.

[4] Silva, L. G. W. “Desenvolvimento de uma Metodologia Integrada para Alocação Otimizada e Dispositivos de Controle e Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2005.

[5] Billinton, R.; Jonnavithula, S. “Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, n. 3, p. 1646-1651, 1996.

[6] Wang, P.; Billinton, R. “Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning”. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 4, p. 409-414, 1998.

[7] Levitin, G.; Mazal-Tov, S.; Elmakis, D. “Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm”. *Electric Power Systems Research*, v. 31, p. 97-102, 1994.

[8] Abiri-Jahromi, A. et al. “Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 1, p. 362-370, jan. 2012.

[9] Celli, G.; Pilo, F. “Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, n. 3, p. 1167-1172, 1999.

[10] Levitin, G.; Mazal-Tov, S.; Elmakis D. “Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply”. *Electric Power Systems Research*, v. 35, p. 149-155, 1995.

[11] Sousa, João de. “Planejamento de sistema de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (plim)”. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2013.

[12] Falaghi, H.; Haghifam, M.; Singh, C. “Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach”. *IEEE transactions on power delivery*, v. 24, n. 1, jan. 2009.

[13] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems” 2nd ed. Plenum Press, New York, 1996.

[14] Teng, J.; Lu, C. “Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 1, p. 254-259, 2002.

[15] Teng, J.; Liu, Y. “A novel ACS-based optimum switch relocation method”. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, p. 113-120, 2003.

[16] Goswami, S. K. e Basu, S. K. “A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.7, No.3, 1992.

[17] Paldilha-Feltrin, Antonio, Gallego, Luis A. “Power flow for primary distribution networks considering uncertainty in demand and user connection,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v.43, p.1171 - 1178, 2012.

[18] Pareja, Luis Alfonso Gallego, Granda, M., Antonio Padilha-Feltrin “Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos,” *Controle & Automação (Impresso)*, v.23, p.179 - 189, 2012.

[19] Cheng, Carol S.; Shirmohammadi, Dariush. “A Tree-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis” *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, p. 671-679 1995.