

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

**MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE  
INVESTIMENTOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA CONSIDERANDO ÍNDICES DE CONFIABILIDADE**

ANA PAULA PEREIRA TSUYUGUCHI CAETANO

FOZ DO IGUAÇU

2015



Ana Paula Pereira Tsuyuguchi Caetano

**Modelos de Otimização para Avaliação de Investimentos em Redes de  
Distribuição de Energia Elétrica Considerando Índices de Confiabilidade**

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: Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco

Coorientadora: Prof. Dra. Elizete de Andrade Amorim

Foz do Iguaçu

2015



# **Modelos de Otimização para Avaliação de Investimentos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Índices de Confiabilidade**

Ana Paula Pereira Tsuyuguchi Caetano

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: 20/03/2015

---

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

---

Prof. Dra. **Elizete de Andrade de Amorim** - (Coorientadora)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

---

Prof. Dr. **Fábio Bertequini Leão**  
Universidade Estadual Paulista - UNESP

---

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



# Resumo

Neste trabalho foram apresentados e analisados os resultados obtidos de três modelos matemáticos que minimizam indicadores de confiabilidade do sistema de distribuição e custo de investimento através da alocação de chaves seccionadoras e/ou instalação de ramais de interconexão. Trata-se de um problema com objetivos conflitantes que foram minimizados simultaneamente através de um algoritmo genético multiobjetivo (*Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II* – NSGA II), buscando soluções com bons compromissos (*trade-off*) entre o custo de investimento e a confiabilidade da rede. Foram considerados como restrições os indicadores de continuidade (DEC e FEC) e o fluxo de potência do sistema.

Os três modelos apresentados possuem duas funções objetivos, uma das funções representa o custo de investimento (CINV) dos equipamentos alocados e a outra função é um indicador de confiabilidade, sendo que foram adotados o custo de energia não suprida (CENS) e os indicadores DEC e FEC respectivamente ao primeiro, segundo e terceiro modelo.

No primeiro modelo (CENS e CINV) foram encontrados resultados com maior quantidade de alocação de chaves, deste modo foi o modelo que apresentou maiores custos de investimentos. No segundo modelo (DEC e CINV) foram encontrados resultados com menores valores para o DEC em relação ao primeiro modelo e com menor custo de investimento, porém com custo total aproximados dos valores do primeiro modelo, visto que tiveram um aumento do CENS. O terceiro modelo (FEC e CINV) foi o modelo que menos alocou chaves seccionadoras e apresentou menores custos de investimento, uma vez que a alocação destes dispositivos não influencia na minimização do FEC, somente a alocação dos ramais de interconexão que alteram a configuração do sistema influenciando no FEC.

Todos os resultados obtidos nos modelos atenderam às expectativas de encontrar um conjunto de solução diversificado respeitando as restrições impostas.

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

# Abstract

The simulation results obtained using three models which minimize the distribution system reliability indexes and investment through sectionalizing switches allocation and/ or installation of tie lines are presented in this work. This is a problem with conflicting goals that were simultaneously minimized through a multi-objective Genetic Algorithm (Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II - NSGA II), seeking trade-off solutions between investment costs and network reliability. As constraints, the continuity indexes (DEC and FEC) and the power flow of the system were considered.

The three models presented have two objective functions, being the first one the investment cost (CINV) of allocated equipment. The second function is one of three reliability indexes: Cost of Energy not Supplied (CENS), DEC and FEC.

In the first model (CINV and CENS), results with higher quantities of sectionalizing switches allocation were found, so it was the model which presented higher investment costs. In the second model (CINV and DEC) results presenting lower values for the DEC were found, comparing with the first model, and lower investment cost, but the total cost were similar to those of the first model, since it has an increased CENS. The third model (CINV and FEC) was the model which allocated less sectionalizing switches and presented lower investment costs, since the allocation of these devices do not influence the minimization of FEC, only the allocation of tie lines change the system configuration influencing the FEC.

All results obtained through the models met the expectations of finding a set of diverse solution considering the constraints.

**Index Terms:** Allocation Switches; Reliability; NSGA II; Tie Lines; Distribution System.

A Jesus Cristo.



# Agradecimentos

Quando realizamos um trabalho científico a seção de agradecimentos é uma das seções menos lida, visto que não contém conceitos teóricos ou dados relacionados à pesquisa. Entretanto, eu considero de grande importância, porque nesta seção posso honrar as pessoas que apoiaram e contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradeço a Deus por seu amor incondicional que me sustentou fisicamente, psicologicamente e espiritualmente, desta maneira foi possível cumprir esta etapa da minha vida acadêmica.

Agradeço ao meu esposo Mário Augusto Caetano dos Santos e minha princesa Aiko Tsuyuguchi Caetano que compreenderam e me apoiaram quando precisei me dedicar ao mestrado, mesmo nos momentos que eram de direito deles ter minha presença.

Agradeço as minhas amigas “Únicas”: Adriana Oliveira Mendes de Moura, Gabryelle Vilalba Pereira dos Santos e Patrícia Volpe Bauermeister, porque mesmo distantes estavam perto em orações e com palavras de ânimo, as quais me ajudaram a perseverar.

Agradeço aos meus amigos de mestrado Antônio Carlos Bana Chiella, Cristian Adolfo Alves, Fernando Emanuel Machado, Jhoni Eldor Schulz e Rômulo Gonçalves Bainy pela amizade que foi construída através da convivência e troca de conhecimentos.

Agradeço a todos os docentes e a assistente (Fabiana Santos) do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos (PGESDE) que se dedicaram a me transmitir seus conhecimentos contribuindo para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço especialmente ao meu orientador Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco e a minha coorientadora Prof. Dra. Elizete de Andrade Amorim, sem eles a realização deste trabalho teria sido impossível, obrigada pelas orientações acadêmicas, profissionais e pessoais, obrigada por todo conhecimento transmitido.

E finalmente, agradeço a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro concedido durante o tempo da pesquisa.



*“Nenhuma palavra torpe saia da boca de vocês, mas apenas a que for útil para edificar os outros, conforme a necessidade, para que conceda graça aos que a ouvem”.*

(Efésios 4:29)



# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b>	<b>xix</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Revisão Bibliográfica .....	4
1.2 Objetivos .....	7
1.2.1 Objetivo Geral .....	7
1.2.2 Objetivos Específicos .....	7
1.3 Estrutura do Trabalho .....	8
<b>2 Confiabilidade em Sistemas de Distribuição</b>	<b>9</b>
2.1 Introdução .....	9
2.2 Indicadores de Confiabilidade .....	10
2.2.1 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Consumidores .....	10
2.2.2 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Carga .....	13
2.2.3 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Energia .....	14
2.3 Cálculo da Indisponibilidade .....	16
2.4 Confiabilidade x Custo .....	17
2.5 Considerações Finais do Capítulo .....	18
<b>3 Modelos Matemáticos</b>	<b>19</b>
3.1 Introdução .....	19
3.2 Modelo Matemático Base .....	20
3.3 Modelos Matemáticos Adaptados .....	24
3.3.1 Modelo CENS e CINV .....	29
3.3.2 Modelo DEC e CINV .....	30
3.3.3 Modelo FEC e CINV .....	30

3.4	Restrições.....	31
3.5	Considerações Finais do Capítulo.....	34
<b>4</b>	<b>Método de Solução</b>	<b>37</b>
4.1	Introdução .....	37
4.2	Otimização Multiobjetivo .....	38
4.3	Metaheurísticas de Otimização Multiobjetivo .....	42
4.3.1	Algoritmo Genético.....	43
4.3.2	Algoritmo Genético Multiobjetivo.....	44
4.4	NSGA II Aplicado aos Modelos Propostos .....	46
4.5	Considerações Finais do Capítulo.....	55
<b>5</b>	<b>Testes e Resultados</b>	<b>57</b>
5.1	Introdução .....	57
5.2	Características do Sistema Teste.....	57
5.3	Dados e valores utilizados nas simulações .....	59
5.4	Resultados.....	61
5.4.1	Resultados para ENS e Custo de Investimento.....	61
5.4.2	Resultados para DEC e Custo de Investimento .....	65
5.4.3	Resultados para FEC e Custo de Investimento .....	68
5.5	Considerações Finais do Capítulo.....	71
<b>6</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>73</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>77</b>
	<b>Anexo A</b>	<b>81</b>
	<b>Dados do Sistema Teste</b>	<b>81</b>
	<b>Apêndice A</b>	<b>87</b>
	<b>Artigo Publicado</b>	<b>87</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1: Relação custos x confiabilidade.....	18
Figura 3.1: Alimentador com uma falta.....	21
Figura 3.2: Alimentador de distribuição dividido em regiões, sub-regiões e seções.....	25
Figura 3.3: Ramo de um sistema de distribuição.....	33
Figura 4.1: Métodos de abordagem da otimização multiobjetivo.....	39
Figura 4.2: Distribuição das soluções na fronteira de Pareto.....	41
Figura 4.3: Ilustração das definições de um problema de otimização multiobjetivo.....	42
Figura 4.4: Procedimento geral do NSGA-II.....	45
Figura 4.5: Diagrama Geral.....	47
Figura 4.6: Etapa 1 – Formação da <i>População Inicial</i> .....	48
Figura 4.7: Sistema de um alimentador fictício de 11 nós.....	49
Figura 4.8: Vetor das chaves seccionadoras e ramais candidatos.....	49
Figura 4.9: Sistema fictício de 6 nós (cálculo das funções objetivos).....	50
Figura 4.10: Exemplo de cruzamento - Pontos de <i>crossover</i> nas posições 3, 10 e 12.....	52
Figura 4.11: Etapa 2 – Criação da <i>População Filha</i> .....	53
Figura 4.12: Etapa 3 - Geração da <i>População Final</i> .....	54
Figura 5.1: Sistema teste de 33 nós.....	58
Figura 5.2: Alimentador com ramais candidatos e dispositivos de proteção.....	59
Figura 5.3: Fronteira de Pareto-ótimo aproximada ENS x CINV. Fonte: Própria.....	62
Figura 5.4: Configuração para o menor CENS do modelo CENS e CINV.....	63
Figura 5.5: Configuração para o menor CINV do modelo CENS e CINV.....	64
Figura 5.6: Tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 (CENS e CINV).....	64
Figura 5.7: Fronteira de Pareto-ótimo aproximada DEC e CINV.....	65
Figura 5.8: Configuração para o menor DEC do modelo DEC e CINV.....	67
Figura 5.9: Tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 (DEC e CINV).....	67
Figura 5.10: Fronteira de Pareto-ótimo aproximada FEC x CINV.....	68
Figura 5.11: Configuração para o menor FEC do modelo FEC e CINV.....	70
Figura 5.12: Configuração para o menor CINV do modelo FEC e CINV.....	70
Figura 5.13: Tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 (FEC e CINV).....	71



# Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Limites dos indicadores de continuidade estabelecidos para 2015.....	15
Tabela 5.1: Exemplos de soluções para minimização do CENS e CINV.....	63
Tabela 5.2: Exemplos de soluções para minimização do DEC e CINV.....	66
Tabela 5.3: Exemplos de soluções para minimização do FEC e CINV.....	69
Tabela A.1: Dados dos nós do sistema de 33 nós .....	82
Tabela A.2: Dados dos ramos existentes do sistema.....	83
Tabela A.3: Dados dos ramos existentes do sistema.....	84
Tabela A.4: Dados dos ramais candidatos do sistema .....	85
Tabela A.5: Dados dos ramais candidatos do sistema .....	85



# Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASIDI	<i>Average system interruption duration index</i>
ASIFI	<i>Average system interruption frequency index</i>
CENS	Custos de não faturamento da energia não suprida
CINV	Custo de investimento
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
ENS	Energia não suprida
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
NA	Normalmente aberta
NF	Normalmente fechada
NSGA II	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
PRODIST	Procedimentos de distribuição
SAIDI	<i>System average interruption duration index</i>
SAIFI	<i>System average interruption frequency index</i>



# Lista de Símbolos

$\beta_1$	Fator de peso para o Custo da Energia não Suprida;
$\beta_2$	Fator de peso para os Custos de Investimento;
$N_e$	Número de ramos existentes no sistema;
$i$	Índice do número de ramos do sistema;
$x_i$	Define a alocação de chaves seccionadoras ou dispositivo de proteção no ramo $i$ do sistema ( $x_i = 1$ : chave alocada, $x_i = 0$ : não há chave alocada);
$C_e$	Custo da energia (U\$/kWh);
$m$	Índice dos nós pertencentes à região $i$ ;
$Nm_i$	Número de nós pertencente à região $i$ ;
$La_{m,i}$	Carga instalada no nó $m$ que pertence à região $i$ (kVA);
$w$	Índice dos ramos pertencentes à seção $i$ ;
$Nw_i$	Número de ramos pertencentes à seção $i$ ;
$U_{w,i}$	Indisponibilidade do ramo $k$ pertencente à seção $i$ (falha.h/ano);
$C_s$	Custo de uma chave seccionadora (U\$);
$Nn$	Número de possíveis locais para novas linhas;
$j$	Índice do número de ramos candidatos do sistema;
$y_j$	Variável binária que define a construção de novos ramais de interconexão entre os circuitos e/ou alimentadores do sistema ( $y_j = 1$ : ramal alocado, $y_j = 0$ : não há ramal alocado);
$Cl$	Custo para a construção de uma linha de interconexão (U\$/km);
$Ll$	Comprimento da linha a ser construída (km);
$DEC_{Esp.}$	Duração equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (h/ano);
$FEC_{Esp.}$	Frequência equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (interrupção/ano);

$DEC_{max}$	Limite de DEC definido (h/ano);
$FEC_{max}$	Limite de FEC definido (interrupção/ano);
$V$	Tensão (p. u.);
$V^{max}$	Tensão máxima permitida (p. u.);
$V^{min}$	Tensão mínima permitida (p. u.);
$CC_{m,i}$	Quantidade de consumidores em cada nó $w$ pertencente à região $i$ ;
$NC$	Número total de consumidores do sistema sob análise;
$\lambda_{w,i}$	Taxa de falha do ramo $k$ pertencente à seção $i$ (falha/ano);
$r$	Índice dos nós pertencentes à sub-região a montante da seção $i$ ;
$Nr_i$	Número de nós pertencente à sub-região a montante da seção $i$ ;
$La_{r,i}$	Carga instalada no nó $r$ que pertence à sub-região a montante $i$ (kVA);
$t$	Índice dos ramos pertencentes à sub-região a jusante da seção $i$ ;
$Nt_i$	Número de ramos da sub-região a jusante seção $i$ ;
$U_{t,i}$	Indisponibilidade do ramo $t$ pertencente à seção $i$ relacionada ao tempo de chaveamento (falha.h/ano);
$q$	Índice dos ramos pertencentes à sub-região a jusante da seção $i$ ;
$Nq_i$	Número de ramos da sub-região a jusante seção $i$ ;
$Np_i$	Número de nós pertencente à sub-região a jusante seção $i$ ;
$La_{p,i}$	Carga instalada no nó $p$ pertencente à sub-região a jusante seção $i$ (kVA);
$U_{q,i}$	Indisponibilidade do ramo $q$ pertencente à seção $i$ relacionada ao tempo de reparo (falha.h/ano);
$CC_{r,i}$	Número de consumidores atendidos pelo nó $r$ que pertencem à sub-região a montante da seção $i$ ;
$CC_{p,i}$	Número de consumidores atendidos pelo nó $p$ que pertencem à sub-região a jusante da seção $i$ ;
$\lambda_{q,i}$	Taxa de falha do ramo $q$ pertencente à seção $i$ (falha/ano);
$\rho$	Penalização das funções objetivos.
$V_m$	Tensão em cada nó $m$ (p. u.);

$m$	Índice dos nós existente no sistema;
$N$	Total de nós existente no sistema;
$I_{km}$	Corrente no ramo entre o nó $k$ e $m$ (p. u.);
$k$	Índice dos nós existente no sistema;
$I^{max}$	Corrente máxima permitida (p. u.);
$\Omega_E$	Conjunto dos ramos existentes no sistema;
$\Omega_N$	Conjunto dos novos ramos de interconexão;
$P_m$	Potência ativa do nó $m$ (p. u.);
$Q_m$	Potência reativa do nó $m$ (p. u.);
$P_s$	Potência ativa dos nós alimentados pelo nó $m$ (p. u.);
$Q_s$	Potência reativa dos nós alimentados pelo nó $m$ (p. u.);
$V_s$	Tensão dos nós alimentados pelo nó $m$ (p. u.);
$s$	Índice dos nós alimentados pelo nó $m$ ;
$FS$	Conjunto de todos os nós alimentados pelo nó $m$ ;
$V_k$	Tensão do nó a montante do nó $m$ (p. u.);
$r_{km}$	Resistência do ramo entre o nó $k$ e $m$ (p. u.);
$x_{km}$	Resistência do ramo entre o nó $k$ e $m$ (p. u.).



# Capítulo 1

## Introdução

No Brasil o setor de distribuição de energia elétrica é regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Com o intuito de melhorar e/ou manter o funcionamento do setor de distribuição a ANEEL formula e estabelece resoluções, portarias e outras normas.

A ANEEL elaborou documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica que estão agrupados nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). O PRODIST contém 9 módulos, sendo que o Módulo 8 estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica. Para avaliar a qualidade do serviço prestado pelas empresas distribuidoras de energia elétricas o PRODIST define indicadores de continuidade (ANEEL, 2014d e 2014f).

Dentre os indicadores de continuidade estabelecidos no PRODIST, relacionados ao serviço das empresas distribuidoras de energia, destacam-se o DEC e o FEC, que são indicadores coletivos de duração e frequência de interrupções, e o DIC, o FIC e o DMIC, que são indicadores individuais de duração, frequência e duração máxima de interrupções. 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 (Pereira, 2014).

Até dezembro de 2008, a violação dos indicadores DEC e FEC nos períodos pré-definidos de apuração por parte das empresas distribuidoras, implicavam no pagamento de multas à ANEEL. Porém, a partir de janeiro de 2009, caso ocorra violação dos índices de continuidade DIC, FIC e DMIC nas unidades consumidoras atendidas através de contrato de adesão ou de fornecimento, conforme estabelecido no PRODIST, a empresa distribuidora

deverá realizar uma compensação financeira na fatura de energia elétrica da unidade consumidora do mês subsequente à apuração.

A cada ano os indicadores de continuidade tornam-se mais rigorosos, e para não serem penalizadas através das compensações, as empresas distribuidoras veem-se obrigadas a investirem mais em seus sistemas de distribuição de energia elétrica, além de evitar perdas pela energia não suprida, pois, quanto maior o índice de continuidade maior é a quantidade de energia que a distribuidora deixa de entregar.

Os investimentos no setor de distribuição tem um custo elevado e crescente, e devido a este fato, as empresas distribuidoras de energia necessitam de ferramentas que auxiliem na decisão de onde e como investir para atender os critérios técnicos estabelecidos pelo órgão regulador, mas de uma forma otimizada, levando em consideração a relação entre o custo e o benefício.

Estudos que visam um sistema de distribuição com índices de continuidade baixos, apontam que a alocação criteriosa de chaves seccionadoras e/ou instalação de ramais de interconexão é uma forma eficiente de se obter ganhos na confiabilidade (Benavides, 2010), dado que na ocorrência de uma contingência isolam o ponto de falha e auxiliam na reconfiguração da rede, minimizando a quantidade de usuários que permanece sem fornecimento de energia (Billinton & Jonnavithula, 1996).

Diversos modelos matemáticos têm sido apresentados na busca de aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição através da alocação de chaves de monobra e/ou dispositivos de proteção, porém alguns não consideraram o custo de investimentos para aquisição e instalação destes equipamentos (Levitin et al., 1995; Teng & Lu, 2002; Teng & Liu, 2003; Celli & Pilo; 1999; Ferreira, 2009).

A consideração dos custos de investimento em um modelo matemático faz-se necessário (Levitin et al., 1994; Billinton & Jonnavithula, 1996; Silva, 2005; Conceição, 2014), para que esse possa atender os interesses das empresas distribuidoras uma vez que estas têm como objetivo fornecer um serviço com qualidade e confiabilidade aos seus consumidores o que resulta em um menor custo de energia não suprida, mas com o mínimo custo de investimento.

O modelo matemático de otimização apresentado por Conceição (2014) seleciona locais para a alocação de chaves seccionadoras e linhas de interconexão entre os ramos e/ou alimentadores dos sistemas primários de distribuição no mesmo processo de otimização, tendo como objetivo encontrar um ponto mínimo entre os custos de energia não fornecida e os custos de investimento para compra dos equipamentos.

A minimização do custo da energia não suprida em conjunto com a minimização dos custos de investimento é um problema de otimização multiobjetivo, com objetivos conflitantes, ou seja, a melhoria de um objetivo deteriora o outro. Os problemas com dois ou mais objetivos, conhecidos como otimização multiobjetivo, são problemas combinatórios de alta complexidade tornando-se mais adequada a utilização de técnicas de solução baseadas em Metaheurísticas (Benito et al., 2008).

Para esse tipo de problema não existe uma única solução que seja ótima simultaneamente para todos os objetivos. Neste caso, tenta-se encontrar soluções que tenham bons compromissos (*trade-off*) entre seus objetivos ao invés de uma única solução ótima global como no caso da otimização mono-objetivo (Amorim, 2006).

Dentro da otimização multiobjetivo existem métodos que combinam os objetivos em uma única função objetivo transformando o problema em mono-objetivo, mas ao utilizar esses métodos há a necessidade de realizar varias vezes o processo de otimização para obter um conjunto de soluções de boa qualidade.

Neste trabalho propõem-se três modelos matemáticos que visam aumentar a confiabilidade do sistema, e minimizar os custos de investimentos, por meio da alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão em sistemas de distribuição. No primeiro modelo foram consideradas como funções objetivos o custo da energia não suprida (CENS) e custo de investimento (CINV). No segundo modelo tem-se por objetivo obter a minimização do DEC e do CINV, e no terceiro consideram-se como funções objetivos o FEC e o CINV.

A confiabilidade do sistema e os custos de investimentos foram otimizados simultaneamente para obter um conjunto de soluções factíveis, sendo representadas em uma curva de *trade-off* entre os objetivos denominado conjunto eficiente ou Pareto-ótimo.

As vantagens e desvantagens de cada modelo são apresentadas a fim de ofertar opções que se enquadrem as necessidades das empresas distribuidoras.

## 1.1 Revisão Bibliográfica

Nesta seção será realizada uma breve explanação de alguns trabalhos encontrados na literatura a respeito de alocação otimizada de dispositivos de manobras e/ou proteção, considerando ou não ramais de interconexão, como forma de melhorar a confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição. Por se tratar de um problema de programação não linear de grande explosão combinatória, geralmente as metodologias empregadas para solução são baseadas nas Metaheurísticas que visam fornecer soluções de boa qualidade para este tipo de problema.

Levitin et al.(1994) desenvolveram um modelo matemático para alocação ótima de chaves seccionadoras em alimentadores radiais de sistemas de distribuição, visando a minimização do custo da energia não suprida e do custo de investimentos na alocação das chaves. Neste trabalho os conceitos de probabilidade são utilizados para determinar as taxas de falhas de operação e tempo de reparo das chaves e obter o custo da energia não suprida. O modelo foi solucionado através de um algoritmo genético convencional, e também não foram considerados ramais de interconexão.

Levitin et al. (1995) seguiram na linha de alocação otimizada de chaves de manobras no alimentador de distribuição, mas agora considerando os indicadores SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) em vez dos custos de investimentos, e energia não suprida (*Unsupplied Energy*). Além da alteração das funções objetivos em relação ao modelo apresentado em 1994, neste modelo consideraram ramais de interconexão entre alimentadores distintos, e abordaram de duas maneiras: uma alocando chaves de manobras considerando ramais de interconexão pré-existentes; e na outra, alocaram simultaneamente as chaves e os ramais de interconexão. Para o cálculo dos indicadores utilizados nas funções objetivos necessitaram de dados como tempos de localização do defeito, chaveamento e reparo, taxas de faltas e carga instalada em cada trecho. Os autores não consideraram a existência de dispositivos de proteção no alimentador estudado, assim qualquer falha independente da sua localização interrompe o fornecimento de todos os consumidores do alimentador. Como

restrição foi considerada um número limite de chaves a serem alocadas, mas não consideraram restrições técnicas, como limites de corrente e queda de tensão admissível. Na solução utilizaram novamente o Algoritmo Genético, porém modificado, pois incluíram operadores genéticos adaptados para geração de indivíduos plausíveis para melhorar o desempenho na busca de uma boa solução.

Billinton & Jonnavithula (1996) apresentaram um modelo para alocação de chaves de manobras de forma a minimizar o custo da energia não suprida mais o custo de instalação e operação das chaves de manobras, na qual resultou em uma função objetivo que considerou as cargas instaladas, taxas de falhas, tempos de restabelecimento (reparo e chaveamento), e tempo de vida útil para diferentes tipos de chaves de manobras. Também foram considerados os custos conforme o tipo de consumidor. As restrições adotadas foram às restrições técnicas de limites de tensão e limites de correntes. No entanto o problema com dois objetivos foi tratado de forma mono-objetivo através da técnica *Simulated Annealing*.

Celli & Pilo (1999) expuseram um modelo matemático que visa a melhoria da confiabilidade do serviço de fornecimento através da alocação de dispositivos de chaveamento automáticos, que são capazes de diagnosticar faltas e reconfigurar automaticamente o sistema, restaurando o fornecimento de energia. Neste trabalho, foi considerada a minimização dos custos da energia não suprida, para o qual foram utilizados tempos de localização da falta e de reparos, índices de faltas do alimentador, mas no modelo matemático não foram considerados os custos de investimentos com os equipamentos. O modelo matemático apresentado pode ser aplicado tanto para operar em redes radiais como em redes malhadas. Para solucionar o problema foi utilizada uma técnica de programação dinâmica, baseada no Princípio da Otimalidade de Bellmann (*Bellmann's Optimality Principle*), combinada com a técnica *Thinning*.

Teng & Lu (2002) abordaram a alocação e realocação otimizada das chaves de manobras em sistema de distribuição com a finalidade de minimizar o custo da energia não suprida devido à ocorrência de interrupções no fornecimento de energia e não foram considerados os custos de aquisição destes equipamentos. O custo da energia foi considerado conforme os tipos de consumidores (residenciais, comerciais e industriais). Para o alimentador estudado há a possibilidade de manobrar cargas para outros alimentadores e o alimentador foi dividido em seções conforme a alocação das chaves de manobras. Para a formulação da

função objetivo, foram utilizados dados como: tempo das interrupções, taxas de falhas, comprimentos, carga instalada e distribuição percentual de consumidores residenciais, comerciais e industriais, em cada seção do alimentador. As restrições técnicas adotadas foram máxima queda de tensão e a capacidade de reserva dos alimentadores interligados. Para a solução do problema foi utilizado um algoritmo evolutivo.

Teng & Liu (2003) expuseram um modelo matemático semelhante ao modelo apresentado em Teng & Lu (2002), que minimiza o custo da energia não suprida sem analisar os custos de investimentos. A diferença foi a técnica de solução utilizada, o algoritmo Sistema de Colônia de Formigas (*Ant Colony System*), que é baseado no comportamento de como formigas acham o caminho mais curto entre uma fonte de alimentos e a colônia.

Silva (2005) propôs um modelo matemático de otimização para alocação e realocação de dispositivos de proteção e de chaves de manobras em sistema de distribuição de energia elétrica. Tendo como objetivo a minimização dos custos da energia não suprida na ocorrência de interrupções no fornecimento de energia, e dos custos da alocação/realocação de dispositivos de proteção e manobras, visando melhorar a qualidade do serviço de energia e os índices de confiabilidade do sistema, mas foi formulada somente uma função objetivo para a minimização desses dois objetivos que são conflitantes entre si. As restrições técnicas adotadas foram capacidade dos condutores, limites de tensão e a capacidade da subestação. Para o estudo da coordenação dos dispositivos de proteção foram levados em conta os históricos de faltas permanentes e temporárias. O Algoritmo utilizado para solucionar o modelo foi uma variação do algoritmo de Busca Tabu (*Tabu Search*), denominado Busca Tabu Reativa (*Reactive Tabu Search*).

Ferreira (2009) abordou de duas maneiras a alocação de dispositivos de proteção e manobra: primeiro considerou minimizar somente um indicador de confiabilidade que mensura somente as faltas permanentes e posteriormente minimizou dois indicadores de continuidade simultaneamente, sendo um indicador que considera as faltas permanentes e o outro que considera além das faltas permanentes as faltas temporárias, mas em nenhuma foram considerados os custos de investimentos. Foram realizados vários testes com diferentes indicadores baseados em faltas permanentes, mas com mais ênfase no indicador DEC. O indicador de confiabilidade adotado, que considera faltas temporárias, foi o MAIFIE (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*). A solução do problema foi

abordada de duas maneiras, a primeira abordagem considera uma única função objetivo e utiliza um algoritmo genético simples e para a segunda abordagem considera duas funções objetivos e foi utilizado um algoritmo genético multiobjetivo denominado NSGA II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*) e uma lógica nebulosa para escolher a melhor solução do conjunto de soluções obtido através do NSGA II.

Conceição (2014) propôs um modelo matemático de otimização para alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão no mesmo alimentador que visa minimizar os custos de investimentos e o custo da energia não suprida. Mesmo se tratando de um problema com dois objetivos conflitantes foram adotados fatores de peso para cada objetivo e solucionado através de um algoritmo genético simples.

Os modelos matemáticos apresentados neste trabalho são baseados no modelo matemático proposto por Conceição (2014) que será detalhado na seção 3.2.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Analisar as vantagens e desvantagens de diferentes modelos matemáticos de otimização multiobjetivo para minimizar investimentos em dispositivos seccionalizadores e ramais de interconexão considerando índices de confiabilidade.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Para alcançar o objetivo do trabalho é necessário passar pelas seguintes etapas:

- Pesquisar os índices de confiabilidade por grupos de consumidores adotados no Brasil (DEC e FEC);
- Estudar um modelo matemático existente (Modelo base);
- Aperfeiçoar o modelo base;
- Modificar as funções objetivos do modelo base, sendo estas:

- Minimizar Custo de investimento e Custo de Energia não suprida;
  - Minimizar Custo de investimento e FEC;
  - Minimizar Custo de investimento e DEC;
- Utilizar a técnica de solução NSGAI para determinar um conjunto de soluções correspondentes a cada modelo.
- Avaliar vantagens e desvantagens de cada modelo a partir dos resultados obtidos.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

A presente dissertação está dividida em seis capítulos, mantendo uma sequência conforme descrito a seguir:

No Capítulo 2 apresenta-se o conceito de confiabilidade em sistemas de distribuição e dos indicadores de confiabilidade, e a relação entre a confiabilidade e os custos monetários.

No Capítulo 3 são expostos os modelos matemáticos de otimização para o problema de alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão.

No Capítulo 4 é descrito o algoritmo utilizado para solucionar os modelos matemáticos.

No Capítulo 5 apresentam-se os dados e valores utilizados nas simulações, as características do sistema teste utilizado, os resultados obtidos, e as análises das vantagens e desvantagens dos modelos matemáticos. Seus resultados são detalhados e apresentados em forma de gráficos e tabelas.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Confiabilidade em Sistemas de Distribuição

### 2.1 Introdução

Confiabilidade é a capacidade do sistema de distribuição realizar sua função em condições de rotina, por um período de tempo definido, sem falhas em seus componentes (Warren, 1996).

Como é de interesse das empresas distribuidoras ter um sistema confiável de modo a satisfazer as normas de regulação do serviço de distribuição de energia impostas pela ANEEL, para evitar penalizações através de compensações aos consumidores pela violação de indicadores de continuidades estabelecidos para mensurar a confiabilidade do sistema que está ligada à qualidade do serviço prestado pelas empresas distribuidoras.

Assim, justifica-se as empresas distribuidoras investirem em seus sistemas para melhorar os indicadores de confiabilidade de forma a minimizar o efeito de falhas em componentes da rede com o melhor custo benefício possível.

Neste capítulo serão expostos os conceitos de alguns dos indicadores de confiabilidades utilizados no Brasil e internacionalmente, e o método adotado para o cálculo da indisponibilidade do sistema e a relação entre a confiabilidade e o custo monetário para as empresas distribuidoras.

## **2.2 Indicadores de Confiabilidade**

Os indicadores de confiabilidade são representações quantificáveis do desempenho dos sistemas elétricos, utilizados na mensuração da continuidade média do fornecimento de energia a conjuntos de consumidores. Além da regulação do serviço de distribuição de energia pelos órgãos competentes, os indicadores de confiabilidade podem ser utilizados na identificação de áreas operacionais, subestações e alimentadores com baixo desempenho, auxiliando nas decisões de aplicação de recursos, visando aquisição ou manutenção de equipamentos (Soudi & Tomsovic, 1999).

Os indicadores de confiabilidade são classificados de acordo com os parâmetros do sistema utilizados para ponderar os dados relativos à interrupção no fornecimento:

- Indicadores de confiabilidade baseados em consumidores;
- Indicadores de confiabilidade baseados em carga;
- Indicadores de confiabilidade baseados em energia.

### **2.2.1 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Consumidores**

No Brasil, a ANEEL por meio do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) regulamenta os indicadores de continuidade baseados em consumidores com o fim de manter a qualidade do serviço das empresas distribuidoras (ANEEL, 2014f).

Os indicadores de confiabilidade baseados em consumidores podem ser classificados em indicadores de continuidade individuais e indicadores de continuidade coletivos.

#### **Indicadores de continuidade individuais**

Estes índices são mensurados individualmente. Deste modo cada unidade consumidora irá possuir seu indicador conforme o desempenho do sistema para a mesma.

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

$$DIC = \sum_{z=1}^m t(z) \quad (2.1)$$

Sendo:

- $z$  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 da interrupção  $z$ .

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

$$FIC = m \quad (2.2)$$

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

$$DMIC = t(z)_{max} \quad (2.3)$$

Sendo:

- $t(z)_{max}$  Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $z$ ), no período de apuração. Verificada na unidade consumidora considerada.

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

$$DICRI = t_{critico} \quad (2.4)$$

Sendo:

- $t_{critico}$  Duração da Interrupção ocorrida em dia crítico.

Dia crítico é definido com um dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários (Aneel, 2014e). A média e o desvio padrão a serem usados serão relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

## Indicadores de Continuidade Coletivos

Os indicadores de continuidade coletivos são calculados com base na quantidade de consumidores do conjunto e número de consumidores atingidos em cada interrupção.

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: Definido como o intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, cada unidade consumidora do conjunto considerado foi submetida à descontinuidade do fornecimento de energia elétrica (Expressa em horas e centésimos de hora).

$$DEC = \frac{\sum_{u=1}^{C_c} DIC(u)}{C_c} \quad (2.5)$$

Sendo:

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

Internacionalmente o DEC é equivalente ao índice SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) que 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.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos por Consumidor Interrompido}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (2.6)$$

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: Definido como sendo o número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação em cada unidade consumidora do conjunto considerado (Expressa em número de interrupções).

$$FEC = \frac{\sum_{u=1}^{C_c} FIC(u)}{C_c} \quad (2.7)$$

Internacionalmente o FEC é equivalente ao índice SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) que indica em média quantas vezes o cliente sofre uma interrupção contínua ao longo de um período de tempo predefinido.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número Total de Consumidores Interrompidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (2.8)$$

### 2.2.2 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Carga

Os Indicadores de confiabilidade baseados em carga apresentados a seguir são calculados considerando a carga total dos consumidores do conjunto e a carga atingida em cada interrupção, definidos internacionalmente em IEEE (2012).

#### *ASIFI - Average System Interruption Frequency Index*

ASIFI é o índice de frequência média de interrupções por unidade de carga, usado para medir o desempenho do sistema de distribuição em áreas com poucos clientes que têm grandes concentrações de carga, predominantemente clientes industriais/comerciais. Teoricamente se o sistema tiver uma distribuição homogênea de carga, o ASIFI seria equivalente ao índice SAIFI.

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total de kVA de Carga Interrompido}}{\text{Total de kVA Conectado Atendido}} \quad (2.9)$$

#### *ASIDI - Average System Interruption Duration Index*

ASIDI é o índice de indisponibilidade média por unidade de carga, assim como o ASIFI é utilizado para medir o desempenho do sistema de distribuição em áreas com poucos clientes que têm grandes concentrações de carga.

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duração kVA Carga Interrompida}}{\text{Total de kVA Conectado Atendido}} \quad (2.10)$$

### 2.2.3 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Energia

Estes tipos de indicadores são calculados considerando o somatório da energia não fornecida devido à ocorrência de interrupções.

ENS – Energia Não Suprida: Energia total não fornecida, no período de observação considerado, devido à ocorrência de interrupções (Levitin et al., 1995) (expressa em kVA.hora).

$$ENS = \sum_{i=1}^{Ni} S(i)t(i) \quad (2.11)$$

Sendo:

$i$  Índice de eventos ocorridos no período de apuração;

$Ni$  Número total de eventos no período considerado;

$S(i)$  Carga interrompida no evento  $i$ ;

$t(i)$  Duração de cada evento  $i$ .

CENS – Custos de Não Faturamento da Energia Não Suprida: Também denominado Custo de Interrupção por Consumidor (Billinton & Allan, 1996; Teng & Lu, 2002; Teng & Liu, 2003), reflete o valor monetário da energia não fornecida, não faturados pela concessionária, devido à ocorrência de interrupções, no período de observação considerado (Expressa em unidade monetária).

$$CENS = Cf \sum_{i=1}^{Ni} S(i)t(i) \quad (2.12)$$

Sendo:

$Cf$  Custo da energia fornecida;

Os indicadores (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC, DICRI) são indicadores estabelecidos no Brasil que devem ser apurados e relatados a ANEEL mensalmente, considerando as interrupções permanentes ocorridas neste período.

Por meio de resoluções específicas, publicadas anualmente pela ANEEL, são estabelecidos limites de continuidade para cada indicador, que variam para cada empresa distribuidora conforme os conjuntos elétricos estabelecidos pela ANEEL, sendo que os valores desses indicadores devem ser respeitados com periodicidade mensal, trimestral e anual, como pode ser observado na Tabela 2.1 que mostra um exemplo das metas estabelecidas para um conjunto elétrico da cidade Foz do Iguaçu-PR.

Tabela 2.1: Limites dos indicadores de continuidade estabelecidos para 2015. Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>

COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC (em horas)	FEC (número de interrupções)	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
Portal	7	8	18,86	9,43	4,71	12,95	6,47	3,23	2,60	12,22

A violação dos indicadores DIC, FIC e DMIC implica na penalização da concessionária, através de compensações monetárias que a mesma deve realizar na fatura de energia elétrica da unidade consumidora que sofreu a violação, no mês subsequente a violação (ANEEL, 2014a).

Neste trabalho foram utilizados os indicadores coletivos DEC e FEC e os indicadores ENS e CENS, afim de melhorar a qualidade do serviço e assim aumentar a confiabilidade do sistema através da alocação de chaves seccionadoras. Os indicadores DEC e FEC foram utilizados devido a grande complexidade de estimar os valores para cada unidade consumidora, e ao melhorar esses indicadores coletivos espera-se melhorar também os indicadores individuais, visto que os indicadores consideram os indicadores individuais.

## 2.3 Cálculo da Indisponibilidade

Para a estimativa da Carga instalada no nó do sistema foi adotado o método analítico Markoviano conforme descrito nos trabalhos de Billinton & Allan (1996) e Conceição (2014), observando que a probabilidade de um sistema estar indisponível é inversamente proporcional à confiabilidade do sistema, ou seja, quanto maior a indisponibilidade do sistema menor é a sua confiabilidade.

A indisponibilidade de um sistema ( $U_s$ ) é calculada através do produto da taxa de falha do sistema ( $\lambda_s$ ) pelo tempo de reparo ( $r_s$ ):

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (2.13)$$

Em um sistema de distribuição os componentes estão interligados em série (Billinton & Allan, 1996), por isso a taxa de falha ( $\lambda$ ) e o tempo médio de reparo ( $r$ ) para um sistema  $s$  com  $f$  componentes em série, é expresso por:

$$\lambda_s = \sum_{f=1}^{N(S)} \lambda_f \quad r_s = \frac{\sum_{f=1}^{N(S)} \lambda_f r_f}{\lambda_s} \quad (2.14)$$

Sendo:

$U_s$  Indisponibilidade para o sistema  $s$  (falha.h/ano);

$r_s$  Tempo médio de reparo para o sistema  $s$  (h/ano);

$\lambda_s$  Taxa de falha do sistema  $s$  (falha/ano);

$r_s$  Tempo médio de reparo para o sistema  $s$  (h/ano);

$N(S)$  Quantidade total de componentes no sistema  $s$ ;

$\lambda_f$  Taxa de falha do componente  $f$  (falha/ano);

$r_f$  Tempo de reparo do componente  $f$  (h/ano).

A indisponibilidade de um sistema ( $U_s$ ) pode ser obtida através do somatório do produto entre a taxa de falha ( $\lambda_f$ ) e o tempo de reparo ( $r_f$ ) de cada componente envolvido:

$$U_s = \sum_{f=1}^{N(S)} \lambda_f r_f \quad (2.15)$$

Esse método para a estimativa da indisponibilidade, juntamente com a taxa de falha e o tempo de reparo, foi utilizado no cálculo dos indicadores ENS, DEC e FEC que serão apresentados nas equações do capítulo 3.

## 2.4 Confiabilidade x Custo

Para as empresas distribuidoras fornecerem energia aos seus consumidores de forma contínua e segura, ou seja, de forma confiável, atendendo os limites dos indicadores de confiabilidade impostos pela ANEEL, e também diminuïrem a quantidade de ENS devido as interrupções de funcionamento, elas devem investir na melhoria dos seus sistemas. Essas medidas aumentarão a confiabilidade do sistema e originará um custo adicional de investimento.

Logo, não é uma tarefa fácil para as empresas distribuidoras aumentar a confiabilidade dos seus sistemas com uma relação equilibrada entre os custos de interrupções e os custos de investimentos. O aumento da confiabilidade do sistema implica em menores custos de interrupções, porém aumentam os custos de investimentos (Figura 2.1). Isto é, a busca por menores custos de investimentos pode comprometer a qualidade do serviço de energia, do mesmo modo, uma busca por uma alta confiabilidade exige elevados investimentos que resultam em maiores custos finais.

Para trabalhos que buscam melhorar o desempenho dos sistemas, investindo em estratégias para o aumento da confiabilidade das redes de distribuição, com o mínimo custo de investimento possível, são de grande ajuda para as empresas distribuidoras atenderem as exigências quando a qualidade do serviço com maior lucratividade (Brown et al., 1997).

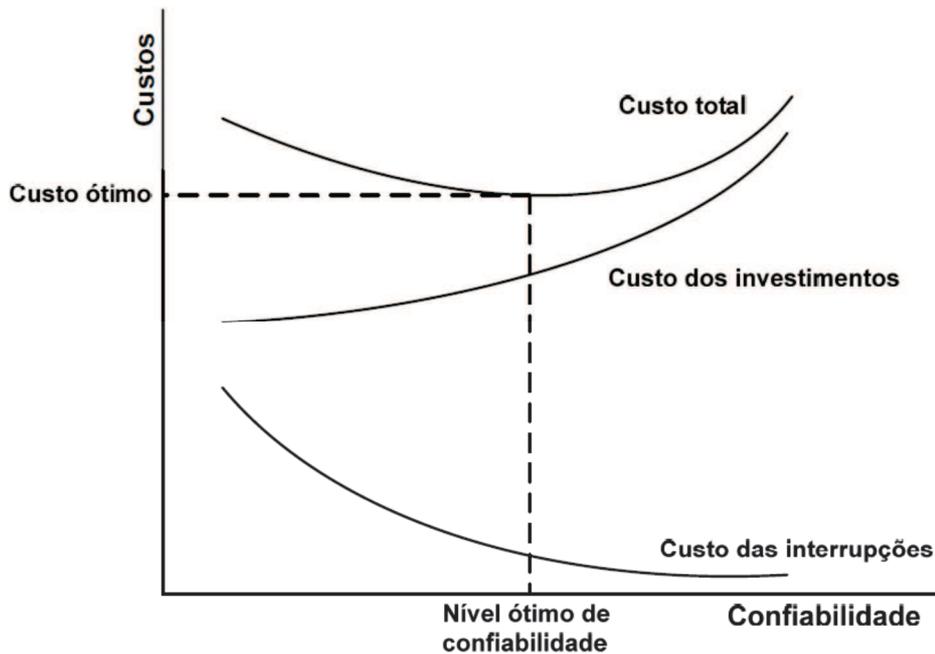


Figura 2.1: Relação custos x confiabilidade. Fonte: Brown et al. (1997).

Ressalta-se que todas as variáveis e constantes envolvidas devem estar com valores em um mesmo horizonte de tempo. Caso isto não ocorra é importante que se faça, por exemplo, a anualização dos valores.

## 2.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram expostos os indicadores de confiabilidade que mensuram e avaliam a qualidade dos serviços prestados pelas empresas distribuidoras, pois, conforme a adoção desses indicadores pelos órgãos reguladores do sistema avaliado podem gerar penalizações às empresas distribuidoras caso os mesmos sejam violados. Por fim mostrou-se que para a empresa distribuidora a relação entre os custos e a confiabilidade do seu sistema é inversamente proporcional. Diante do exposto, para manter a lucratividade as empresas buscam ferramentas que ajudam a fazer investimentos de forma mais otimizada possível.

# Capítulo 3

## Modelos Matemáticos

### 3.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os modelos matemáticos propostos alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, visando maximizar a confiabilidade e minimizar os custos de investimentos em sistemas de distribuição.

Os modelos propostos são baseados no modelo matemático desenvolvido por Conceição (2014) que propõe alocar chaves seccionadoras e ramais de interconexão, visando à minimização dos custos de energia não suprida e dos custos de investimento, sendo que a minimização do CENS eleva a confiabilidade do serviço de fornecimento de energia ao consumidor (Billinton & Allan, 1996; Teng & Lu, 2002; Teng & Li, 2003).

Este modelo possui dois objetivos conflitantes, o primeiro objetivo para o modelo é encontrar uma configuração de chaves seccionadoras e ramais de interconexão a um custo baixo de ENS e o segundo objetivo é minimizar os custos de investimento na aquisição e instalação de chaves seccionadoras e a construção dos ramais de interconexão. Mesmo se tratando de um problema multiobjetivo o mesmo foi abordado de forma mono-objetivo.

As técnicas de otimização mono-objetivo buscam uma solução otimizada, mas problemas multiobjetivo não possuem uma única solução ótima e sim um conjunto de soluções otimizadas. Por esse motivo, no intuito de formar um conjunto de soluções para que a empresa distribuidora escolha a solução que melhor atende suas necessidades foram adotados fatores de peso  $\beta_1$  e  $\beta_2$  que ponderam o primeiro e o segundo objetivo respectivamente (Leite et al., 2010), e realizou-se várias simulações alterando esses fatores de ponderação. Mas, realizar uma imensa quantidade de simulações variando os fatores de

ponderação dos objetivos não garante a qualidade das soluções do conjunto formado, visto que o algoritmo pode não ter percorrido o espaço total de busca (Amorim, 2006).

Visando-se contornar os problemas citados acima, os fatores de peso foram desprezados de forma a trabalhar com a minimização de duas funções objetivos simultaneamente para melhorar a qualidade do conjunto de soluções obtido.

Com a finalidade de analisar as vantagens e desvantagens dos modelos propostos e proporcionar uma ferramenta mais adequada às exigências das empresas distribuidoras, também foram realizadas variações da função objetivo relacionada à confiabilidade do sistema, de modo que foram obtidos três modelos matemáticos para a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão, um visando a minimização do CENS e CINV, outro DEC e CINV, e por último FEC e CINV.

### 3.2 Modelo Matemático Base

O modelo matemático apresentado em Conceição (2014) é formulado por uma função objetivo composta por dois objetivos ponderados por fatores de peso sujeito a restrições de limites de indicadores de continuidade e limites técnicos de operação do sistema, genericamente o modelo matemático base pode ser formulado da seguinte forma:

*Minimizar*

$$\beta_1\{\text{Custo de Energia Não Suprida} \\ + \beta_2[\text{Custos de Investimento em chaves seccionadoras} \\ + \text{Custo de Investimento em ramais de interconexão}]\} \quad (3.1)$$

*Sujeito a:*

$$\text{DEC Máximo} \quad (3.2)$$

$$\text{FEC Máximo} \quad (3.3)$$

$$\text{Operação Adequada da Rede} \quad (3.4)$$

Sendo:

$\beta_1$  Fator de peso para o Custo da Energia não Suprida;

$\beta_2$  Fator de peso para os Custos de Investimento.

Sendo a função objetivo formulada matematicamente como:

Minimize

$$F = \beta_1 \left\{ \sum_{i=1}^{Ne} x_i Ce \times \underbrace{\left[ \left( \sum_{m=1}^{Nm_i} La_{m,i} \right) \times \left( \sum_{w=1}^{Nw_i} U_{w,i} \right) \right]}_{ENS} \right\} + \beta_2 \left\{ \left[ \sum_{i=1}^{Ne} x_i Cs \right] + \left[ \sum_{j=1}^{Nn} y_j (2Cs + Cl \times Ll) \right] \right\} \quad (3.5)$$

A primeira parcela da função é referente ao custo da energia não suprida ao consumidor (CENS), sendo o custo de energia ( $Ce$ ) vezes a energia não suprida (ENS) às cargas de todos os nós pertencentes à região na qual a seção com defeito está inserida. Foi considerado que seção é o intervalo entre duas chaves seccionadoras e região é toda a área a jusante da chave mais próxima alocada a montante da seção com defeito.

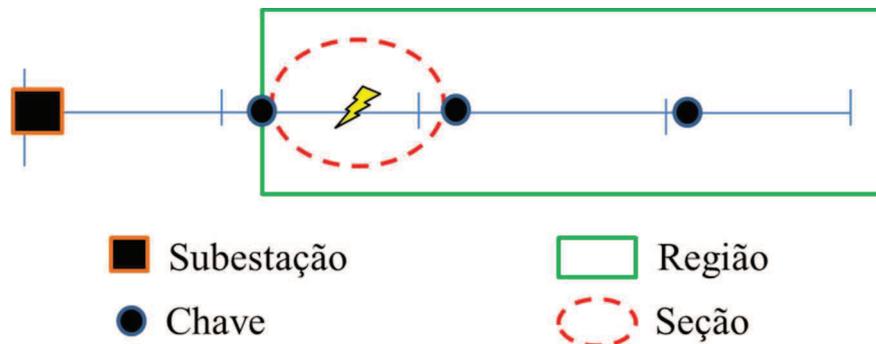


Figura 3.1: Alimentador com uma falha. Fonte: Adaptado de Conceição (2014).

As variáveis e os parâmetros contidos nesta parte do modelo são:

- $Ne$  Número de ramos existentes no sistema;
- $i$  Índice do número de ramos do sistema;
- $x_i$  Define a alocação de chaves seccionadoras ou dispositivo de proteção no ramo  $i$  do sistema ( $x_i = 1$ : chave alocada,  $x_i = 0$ : não há chave alocada);
- $Ce$  Custo da energia (US\$/kWh);
- $m$  Índice dos nós pertencentes à região  $i$ ;
- $Nm_i$  Número de nós pertencente à região  $i$ ;
- $La_{m,i}$  Carga instalada no nó  $m$  que pertence à região  $i$  (kVA);
- $w$  Índice dos ramos pertencentes à seção  $i$ ;
- $Nw_i$  Número de ramos pertencentes à seção  $i$ ;
- $U_{w,i}$  Indisponibilidade do ramo  $w$  pertencente à seção  $i$  (falha.h/ano).

A segunda parcela da função objetivo (3.5) é referente aos custos de investimentos na alocação de chaves seccionadoras e na construção de ramais de interconexão.

Na construção de ramal de interconexão foi considerado o comprimento do cabo utilizado e a alocação de duas chaves seccionadoras, dessa forma o ramal de interconexão pode ser utilizado para suprir novos clientes no futuro, mas sempre de modo que o sistema opere de forma radial.

As variáveis da segunda parte do modelo são:

- $Cs$  Custo de uma chave seccionadora (US\$);
- $Nn$  Número de possíveis locais para novas linhas;
- $j$  Índice do número de ramos candidatos do sistema;

$y_j$  Variável binária que define a construção de novos ramais de interconexão entre os circuitos e/ou alimentadores do sistema ( $y_j= 1$ : ramal alocado,  $y_j = 0$ : não há ramal alocado);

$Cl$  Custo para a construção de uma linha de interconexão (US\$/km);

$Ll$  Comprimento da linha a ser construída (km).

Para cumprir as exigências da ANEEL e garantir as condições de operação da rede, as principais restrições empregadas para este modelo foram os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC, e os limites de tensão do sistema.

Deste modo o DEC e o FEC esperados do sistema para as configurações das soluções obtidas deverão respeitar os limites pré-estabelecidos para estes indicadores, assim como respeitar os limites operacionais de tensão da rede conforme estabelecido no PRODIST (ANEEL, 2014b e 2014c), logo as restrições às quais o modelo está sujeito são:

$$DEC_{Esp.} < DEC_{max} \quad (3.6)$$

$$FEC_{Esp.} < FEC_{max} \quad (3.7)$$

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} \quad (3.8)$$

Sendo:

$DEC_{Esp.}$  Duração equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (h/ano);

$FEC_{Esp.}$  Frequência equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (interrupção/ano);

$DEC_{max}$  Limite de DEC definido (h/ano);

$FEC_{max}$  Limite de FEC definido (interrupção/ano);

$V$  Tensão (p. u.);

$V^{max}$  Tensão máxima permitida (p. u.);

$V^{min}$  Tensão mínima permitida (p. u.).

O  $DEC_{Esp.}$  e o  $FEC_{Esp.}$  são obtidos através das fórmulas (3.9) e (3.10):

$$DEC_{Esp.} = \frac{\{\sum_{i=1}^{Ne} x_i \times [\sum_{m=1}^{Nm_i} Cc_{m,i}] \times [\sum_{w=1}^{Nw_i} U_{w,i}]\}}{NC} \quad (3.9)$$

$$FEC_{Esp.} = \frac{\{\sum_{i=1}^{Ne} x_i \times [\sum_{m=1}^{Nm_i} Cc_{m,i}] \times [\sum_{w=1}^{Nw_i} \lambda_{w,i}]\}}{NC} \quad (3.10)$$

Sendo:

$Cc_{m,i}$  Quantidade de consumidores em cada nó  $m$  pertencente à região  $i$ ;

$NC$  Número total de consumidores do sistema sob análise;

$\lambda_{w,i}$  Taxa de falha do ramo  $w$  pertencente à seção  $i$  (*falha/ano*);

A seguir serão detalhadas as adaptações realizadas ao modelo matemático base.

### 3.3 Modelos Matemáticos Adaptados

Com o propósito de obter um modelo matemático mais realista neste trabalho foram realizadas duas adequações no modelo anteriormente descrito, a primeira foi a extinção dos fatores de peso; e a segunda foi a consideração de dispositivos de proteção pré-alocados.

Ao extinguir os fatores de peso  $\beta_1$  e  $\beta_2$  que ponderavam os objetivos as funções objetivos foram minimizadas simultaneamente sem que nenhuma função tenha prioridade sobre a outra. Foi utilizada uma técnica de otimização multiobjetivo para obter um conjunto de soluções com bom compromisso entre as funções objetivos, deixando para o decisor escolher qual é a mais adequada a suas necessidades, essa técnica será descrita no capítulo 4.

É considerada a existência de dispositivos de proteção alocados no sistema para que o modelo represente melhor um sistema real, visto que no modelo base foram consideradas somente a existência de chaves seccionadoras e a atuação da chave mais próxima a montante da falha. Na ocorrência de uma falha quem irá atuar é o dispositivo de proteção mais próximo a montante do ponto da falha, sofrendo falta de energia todos os ramos a jusante do dispositivo de proteção (Silva, 2005). Assim, não foi contabilizada a energia não suprida nos ramos da sub-região formada entre a chave e o dispositivo de proteção mais próximo a montante, que no caso anterior seria o disjuntor da subestação, ou seja, para qualquer falha no sistema todos os consumidores sofreriam falta de energia.

Para o cálculo dos índices de confiabilidade, os consumidores afetados pela atuação do dispositivo de proteção foram analisados em dois grupos. O primeiro grupo são os consumidores que ficam sem fornecimento de energia o tempo necessário para realizar a abertura da chave seccionadora a montante do ponto de falha e normalizar o dispositivo de proteção, isolando a falha. O segundo grupo são os consumidores que foram isolados e ficam com a energia interrompida pelo tempo necessário para realizar o reparo e reestabelecer o sistema.

Como pode ser observado na Figura 3.2, a região afetada pela atuação do dispositivo de proteção foi subdividida em sub-região a montante, onde concentra os consumidores do primeiro grupo que permanecem sem fornecimento de energia pelo período do tempo de chaveamento, e na sub-região a jusante, onde estão os consumidores do segundo grupo que ficaram sem fornecimento de energia pelo tempo de reparo.

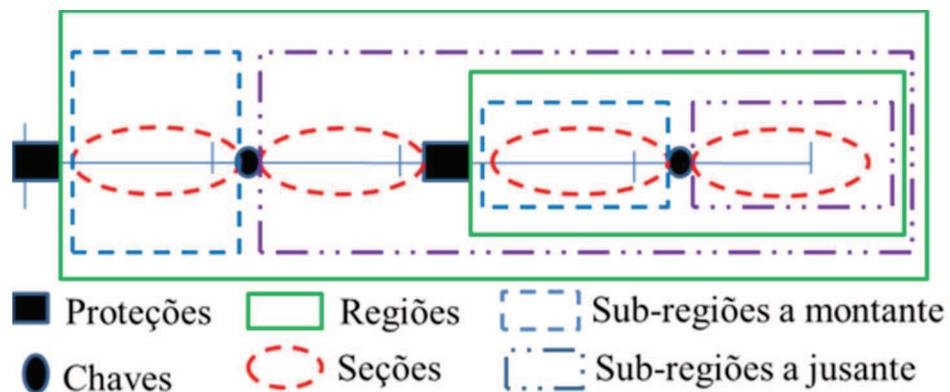


Figura 3.2: Alimentador de distribuição dividido em regiões, sub-regiões e seções.  
Fonte: Própria.

Sendo:

- Região: é definida por toda a área a jusante do ramo que contenha um dispositivo de proteção alocado.
- Seção: é definida pelo intervalo entre duas chaves seccionadoras ou entre um dispositivo de proteção e uma chave.
- Sub-região a jusante: é definida por toda a área a jusante do ramo que contenha uma chave seccionadora. Área que ficará sem energia durante o tempo necessário para realizar o reparo e reestabelecer o sistema.
- Sub-região a montante: é definida por toda a área a montante do ramo que contenha uma chave seccionadora até o próximo dispositivo de proteção, área que ficará sem energia durante o tempo necessário para realizar o chaveamento e isolar a seção com defeito.
- Tempo de chaveamento: tempo necessário para realizar o chaveamento e isolar a seção com defeito.
- Tempo de reparo: tempo necessário para realizar o reparo e reestabelecer o sistema.

Essas adequações foram aplicadas no cálculo do CENS, CINV, DEC e FEC, definidos respectivamente pelas equações (3.11, 3.12, 3.13 e 3.14):

$$CENS = \sum_{i=1}^{Ne} x_i Ce \times \underbrace{\left[ \left( \sum_{r=1}^{Nr_i} La_{r,i} \right) \times \left( \sum_{t=1}^{Nt_i} Ut_i \right) + \left( \sum_{p=1}^{Np_i} La_{p,i} \right) \times \left( \sum_{q=1}^{Nq_i} Uq_i \right) \right]}_{ENS} \quad (3.11)$$

$$CINV = \sum_{i=1}^{Ne} x_i Cs + \sum_{j=1}^{Nn} y_j (2Cs + Cl \times Ll) \quad (3.12)$$

As variáveis e os parâmetros alterados em relação à equação (3.5) são:

- $r$  Índice dos nós pertencentes à sub-região a montante da seção  $i$ ;
- $Nr_i$  Número de nós pertencente à sub-região a montante da seção  $i$ ;
- $La_{r,i}$  Carga instalada no nó  $r$  que pertence à sub-região a montante  $i$  (kVA);
- $t$  Índice dos ramos pertencentes à sub-região a jusante da seção  $i$ ;
- $Nt_i$  Número de ramos da sub-região a jusante seção  $i$ ;
- $U_{t,i}$  Indisponibilidade do ramo  $t$  pertencente à seção  $i$  relacionada ao tempo de chaveamento (falha.h/ano);
- $q$  Índice dos ramos pertencentes à sub-região a jusante da seção  $i$ ;
- $Nq_i$  Número de ramos da sub-região a jusante seção  $i$ ;
- $Np_i$  Número de nós pertencente à sub-região a jusante seção  $i$ ;
- $La_{p,i}$  Carga instalada no nó  $p$  pertencente à sub-região a jusante seção  $i$  (kVA);
- $U_{q,i}$  Indisponibilidade do ramo  $q$  pertencente à seção  $i$  relacionada ao tempo de reparo (falha.h/ano);

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Ne} x_i \times [(\sum_{r=1}^{Nr_i} Cc_{r,i}) \times (\sum_{t=1}^{Nt_i} U_{t,i}) + (\sum_{p=1}^{Np_i} Cp_{p,i}) \times (\sum_{q=1}^{Nq_i} U_{q,i})]}{NC} \quad (3.13)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Ne} x_i \times [(\sum_{p=1}^{Np_i} Cc_{p,i}) + (\sum_{r=1}^{Nr_i} Cc_{r,i})] \times (\sum_{q=1}^{Nq_i} \lambda_{q,i})}{NC} \quad (3.14)$$

Sendo:

- $Cc_{r,i}$  Número de consumidores atendidos pelo nó  $r$  que pertencem à sub-região a montante da seção  $i$ ;

$Cc_{p,i}$  Número de consumidores atendidos pelo nó  $p$  que pertencem à sub-região a jusante da seção  $i$ ;

$\lambda_{q,i}$  Taxa de falha do ramo  $q$  pertencente à seção  $i$  (falha/ano);

No cálculo do DEC (3.13), a primeira parcela se refere aos consumidores que permanecem sem energia durante o tempo de chaveamento, e a segunda parcela aos consumidores que serão isolados após a abertura da chave seccionadora a montante mais próxima da seção com defeito, até que o reparo seja realizado, e o sistema seja reestabelecido.

Como o FEC (3.14) se trata do número de interrupções na sua formulação não cabe inserir o tempo de chaveamento, visto que tanto os consumidores da sub-região a montante e da sub-região a jusante serão afetados pelo acionamento do dispositivo de proteção.

Portanto os três modelos matemáticos propostos foram formulados com duas funções objetivos, uma função referente à confiabilidade do sistema (3.15) e a outra referente ao custo de investimento (3.16). Os modelos diferem entre si na função objetivo (3.15) que alternam entre o CENS, DEC e o FEC, mantem-se para todos os modelos a mesma função objetivo referente ao custo de investimento (3.16), e todos estão sujeitos as mesmas restrições (3.17, 3.18 e 3.19), esses modelos podem ser formulados genericamente da seguinte forma:

*Minimizar*

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{CENS ou DEC ou FEC} \end{array} \right. \quad (3.15)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Custos de Investimento em chaves seccionadoras e ramais de interconexão} \end{array} \right. \quad (3.16)$$

*Sujeito a:*

$$\text{DEC Máximo} \quad (3.17)$$

$$\text{FEC Máximo} \quad (3.18)$$

$$\text{Operação Adequada da Rede} \quad (3.19)$$

### 3.3.1 Modelo CENS e CINV

Este modelo visa alocar as chaves seccionadoras de forma a minimizar o custo da energia não suprida (CENS) e o custo de investimento (CINV), semelhante ao modelo base, porém sem os fatores de peso para que os objetivos possam ser minimizados simultaneamente sem que um objetivo seja mais importante do que o outro.

O tempo que os consumidores permanecem sob falta de energia influencia na quantidade de energia não suprida, deste modo no cálculo da função CENS foi utilizado o tempo de chaveamento e o tempo de reparo.

As funções objetivo são formuladas matematicamente como:

*Minimizar*

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho \times CENS \\ \rho \times CINV \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (3.20) \\ (3.21) \end{array}$$

A função objetivo (3.20) refere-se ao custo da energia não suprida ao consumidor (CENS) e a função objetivo (3.21) refere-se ao custo do investimento (CINV) da alocação e aquisição das chaves seccionadoras.

Sendo:

$\rho$  Penalização das funções objetivos.

Caso ocorra a violação de ao menos uma das restrições de confiabilidade ou técnicas, as funções objetivos são penalizadas, elevando o custo financeiro e sinalizando que a solução agregará custos por não cumprir as metas estabelecidas pela ANEEL.

### 3.3.2 Modelo DEC e CINV

As empresas distribuidoras são penalizadas caso violem os limites dos indicadores de continuidade. Neste modelo a função objetivo custo de energia não suprida foi substituída pelo indicador DEC, uma vez que a cada ano esses limites são ajustados pela ANEEL de forma mais exigente, e a minimização da duração das interrupções também influencia na redução dos custos de energia não suprida visto que implica em menos tempo que os consumidores não são supridos.

O modelo propõe alocar as chaves seccionadoras de forma a minimizar o DEC (3.22) e o custo de investimento simultaneamente, portanto as funções objetivos do modelo são formuladas matematicamente como:

*Minimizar*

$$\begin{cases} \rho \times DEC \\ \rho \times CINV \end{cases} \quad (3.22)$$

### 3.3.3 Modelo FEC e CINV

Com a finalidade de obter uma ferramenta que atenda às necessidades das empresas distribuidoras, neste modelo, a função objetivo custo de energia não suprida foi substituída pelo indicador FEC (3.21).

O modelo propõe alocar as chaves seccionadoras de forma a minimizar o FEC e o custo de investimento simultaneamente, portanto as funções objetivos são formuladas matematicamente como:

*Minimizar*

$$\begin{cases} \rho \times FEC \\ \rho \times CINV \end{cases} \quad (3.21)$$

### 3.4 Restrições

As restrições, que os três modelos avaliados estão sujeitos, são apresentadas a seguir:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Ne} x_i \times [(\sum_{r=1}^{Nr_i} Cc_{r,i}) \times (\sum_{t=1}^{Nt_i} U_{t,i}) + (\sum_{p=1}^{Np_i} Cp_{p,i}) \times (\sum_{q=1}^{Nq_i} U_{q,i})]}{NC} \quad (3.22)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Ne} x_i \times [(\sum_{p=1}^{Np_i} Cc_{p,i}) + (\sum_{r=1}^{Nr_i} Cc_{r,i})] \times (\sum_{q=1}^{Nq_i} \lambda_{q,i})}{NC} \quad (3.23)$$

$$DEC < DEC_{max} \quad (3.24)$$

$$FEC < FEC_{max} \quad (3.25)$$

$$V^{min} \leq V_k \leq V^{max} \quad \forall k = 1, \dots, N \quad (3.26)$$

$$I_{km} \leq I^{max} \quad \forall k \neq m, \quad k e m = 1, \dots, N. \quad (3.27)$$

$$\rho = \begin{cases} 1 & \text{se } DEC < DEC_{max}, FEC < FEC_{max}, V^{min} \leq V_k \leq V^{max} \text{ e } I_k \leq I^{max}, \\ 10^6 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.28)$$

$$x_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_E \quad (3.29)$$

$$y_j \in \{0,1\} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (3.30)$$

Sendo:

$V_m$  Tensão em cada nó  $m$  (p. u.);

$m$  Índice dos nós existente no sistema;

$N$  Total de nós existente no sistema;

$I_{km}$  Corrente no ramo entre o nó  $k$  e  $m$  (p. u.);

$k$  Índice dos nós existente no sistema;

$I^{max}$  Corrente máxima permitida (p. u.);

$\Omega_E$  Conjunto dos ramos existentes no sistema;

$\Omega_N$  Conjunto dos novos ramos de interconexão.

As restrições (3.22 e 3.23) representam os indicadores de continuidade DEC e FEC e as restrições (3.24 e 3.25) representam os limites desses indicadores respectivamente. Estas restrições foram adotadas para garantir que os valores do DEC e FEC não extrapolem as metas estabelecidas pela ANEEL, mesmos nos modelos que um dos dois indicadores é função objetivo, porque sem essas restrições não teria como garantir que o mínimo encontrado para a função objetivo estaria dentro dos limites estabelecidos. As metas para os indicadores de continuidade são variáveis para cada cidade e estado, e são determinados pela ANEEL.

As restrições (3.26) e (3.27) são os limites físicos e operacionais do sistema. Os limites de tensão (3.26) do sistema são estabelecidos com a finalidade de assegurar o funcionamento adequado dos equipamentos ligados ao sistema, esses limites de tensão são estabelecidos no PRODIST conforme a classe de tensão. E a restrição (3.27) é para garantir as condições de operação do sistema, dada que os componentes do sistema possuem uma máxima capacidade de corrente que suportam sem comprometer seu desempenho e segurança.

Para obter os valores das tensões e correntes do sistema foi utilizado um algoritmo de fluxo de potência apresentado nos artigos de Padilha-Feltrin & Gallego (2012); Gallego, Echeverria & Padilha-Feltrin, (2012) e Cheng & Shirmohammadi (1995), calculados de modo iterativo com base método de fluxo de potência determinístico denominado algoritmo *Backward-Forward Sweep*.

O método utiliza duas etapas consecutivas para encontrar uma solução do fluxo de potência. A primeira etapa consiste em determinar as correntes ( $I_{km}$ ) nos ramos começando desde os nós terminais até chegar à subestação; é necessário supor um nível de tensão inicial nos nós. A segunda etapa consiste em obter as tensões ( $V_m$ ) em todos os nós começando desde a subestação até os nós terminais; para isto se utilizam os dados de correntes encontradas na primeira etapa. Uma vez realizada as duas etapas anteriores se completa uma iteração. O processo de simulação para quando é atendido um determinado critério de convergência (Pareja, 2009).

O cálculo das correntes  $I_{km}$  e as tensões  $V_m$  de um sistema de distribuição são determinadas pelas equações abaixo conforme Figura 3.3:

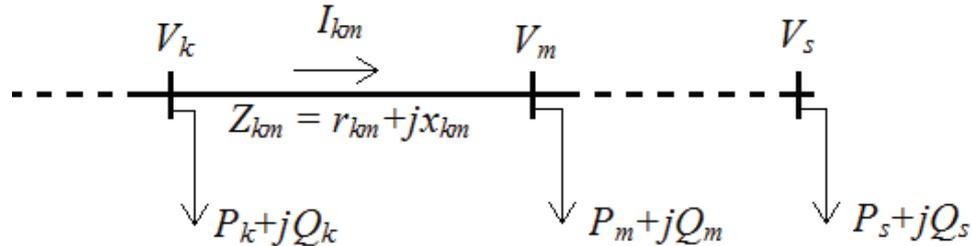


Figura 3.3: Ramo de um sistema de distribuição. Fonte: Adaptada de Carvalho (2006).

Corrente  $I_{km}$ :

$$I_{km} = \left\{ \frac{(P_m + jQ_m)}{V_m} + \sum_s^{Fs} \left( \frac{P_s + jQ_s}{V_s} \right) \right\}^*$$

Tensão  $V_m$ :

$$V_m = V_k - (r_{km} + jx_{km})I_{km}$$

Sendo:

$P_m$  Potência ativa do nó  $m$  (p. u.);

$Q_m$  Potência reativa do nó  $m$  (p. u.);

$P_s$  Potência ativa dos nós alimentados pelo nó  $m$  (p. u.);

$Q_s$  Potência reativa dos nós alimentados pelo nó  $m$  (p. u.);

$V_s$  Tensão dos nós alimentados pelo nó  $m$  (p. u.);

$s$  Índice dos nós alimentados pelo nó  $m$ ;

$Fs$  Conjunto de todos os nós alimentados pelo nó  $m$ ;

$V_k$  Tensão do nó a montante do nó  $m$  (p. u.);

$r_{km}$  Resistência do ramo entre o nó  $k$  e  $m$  (p. u.);

$x_{km}$  Resistência do ramo entre o nó  $k$  e  $m$  (p. u.);

As restrições (3.28) representa a penalização que as funções objetivos sofrerão, porque soluções com configurações que violam alguma das restrições de confiabilidade ou técnicas não são atrativas.

As restrições (3.29) e (3.30) representam a característica binária das variáveis de decisão para alocação ( $x_i = 1$  e  $y_j = 1$ ) ou não ( $x_i = 0$  e  $y_j = 0$ ) de chaves seccionadoras e de ramais de interconexão nos ramos  $i$  e  $j$ , onde  $i$  e  $j$  pertence ao conjunto dos ramos existentes no sistema ( $\Omega_E$ ) e ao conjunto de ramos candidatos ( $\Omega_N$ ) respectivamente.

### 3.5 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo apresentou três modelos matemáticos que visam a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão em alimentadores primários dos sistemas de distribuição de energia elétrica para aumentar a confiabilidade do sistema e minimizar o custo de investimento.

Os modelos expostos possuem duas funções objetivos, uma referente à confiabilidade e a outra o custo de investimentos, que serão otimizadas simultaneamente sem fatores de ponderação, sujeitas as restrições de confiabilidade e técnicas do sistema. A diferença entre os modelos está na função objetivo ligada à confiabilidade. Esta variação foi realizada no intuito de fornecer ferramentas mais adequadas as necessidades das empresas distribuidoras perante as exigências da ANEEL em relação à qualidade dos serviços fornecidos.

Uma vantagem desses modelos é a forma como foram construídos, dado que nenhuma das soluções obtidas extrapolará as metas dos indicadores de continuidade bem como os níveis de tensão do sistema estipulados pela ANEEL. Assim, além de apresentar soluções diversificadas, também proporcionará soluções de qualidade para que o tomador de decisões de uma empresa escolha quais delas é a mais atrativa para a empresa.

No capítulo 4 será apresentado o algoritmo adotado para solucionar o modelo a fim de obter um conjunto de soluções com bom compromisso entre os objetivos, e no capítulo 5 expõem-se alguns dos testes e comentários sobre as soluções encontradas para o modelo matemático.

Serão analisadas no capítulo 5 as vantagens e desvantagens de cada modelo permanecendo a critério da empresa qual modelo irão adotar.



# Capítulo 4

## Método de Solução

### 4.1 Introdução

Problemas que envolvem a minimização (e/ou maximização) de dois ou mais objetivos, conflitantes ou não, são chamados de problemas de otimização multiobjetivo, em geral, possuem um conjunto de soluções ótimas, conhecido como Pareto-ótimo, em vez de uma única solução como nos problemas mono-objetivo. Para as soluções que formam o conjunto Pareto-ótimo, na ausência de qualquer informação adicional, não se pode afirmar que uma destas soluções é melhor do que as outras, cabendo a um decisor a responsabilidade escolher uma entre as soluções do conjunto (Arroyo, 2002).

Na otimização multiobjetivo o problema pode ser abordado através dos métodos clássicos que escalonam os objetivos formando um único objetivo. Neste caso, tem-se um problema substituto, transformando o problema multiobjetivo em um problema mono-objetivo, onde será necessário realizar várias vezes o processo de otimização para formar um conjunto de soluções, e não tem como garantir a qualidade dessas soluções em relação ao conjunto Pareto-ótimo (Cohon, 1978; Steuer, 1986).

É mais adequado otimizar os problemas multiobjetivo sem a ponderação dos seus objetivos, ou seja, otimizar as duas funções simultaneamente sem que uma tenha mais importância que a outra, obtendo um conjunto de soluções Pareto-ótimo ou aproximado. Neste caso, as técnicas mais adequadas de solução são as Metaheurísticas, que são adaptáveis a problemas complexos, utilizam mecanismos para evitar convergências em soluções ótimas locais, e buscam soluções na direção do conjunto Pareto-ótimo (Amorim, 2006).

Neste trabalho, para solucionar os modelos matemáticos apresentados, adotou-se uma técnica Metaheurísticas denominada NSGA II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*) que é um algoritmo genético multiobjetivo inspirado na teoria de Darwin (Deb et al., 2002).

## 4.2 Otimização Multiobjetivo

Problemas de otimização que possuem mais de uma função objetivo são chamados de problema multiobjetivo. Nestes problemas os objetivos geralmente são conflitantes, ou seja, não existe uma solução única que otimize todos ao mesmo tempo. Para esta classe de problemas deve-se buscar um conjunto de soluções eficientes e a tomada de decisão é de responsabilidade do analista, que deverá escolher uma entre do conjunto de soluções eficientes (Amorim, 2006).

Um problema multiobjetivo pode ser otimizado através de dois métodos: *a priori* e *a posteriori* conforme exposto na Figura 4.1.

No método *a priori* inicialmente são estabelecidas prioridades e pesos para os objetivos do problema formando uma única função objetivo. Assim pode-se utilizar uma técnica de otimização mono-objetivo para resolver o problema resultante. Neste método encontra-se uma única solução otimizada com base nas informações fornecidas no início.

No método *a posteriori* todos os objetivos tem a mesma importância e utiliza-se uma técnica de solução que otimiza os objetivos simultaneamente. É obtido um conjunto de soluções não-dominadas para posteriormente o decisor escolher uma solução dentre este conjunto.

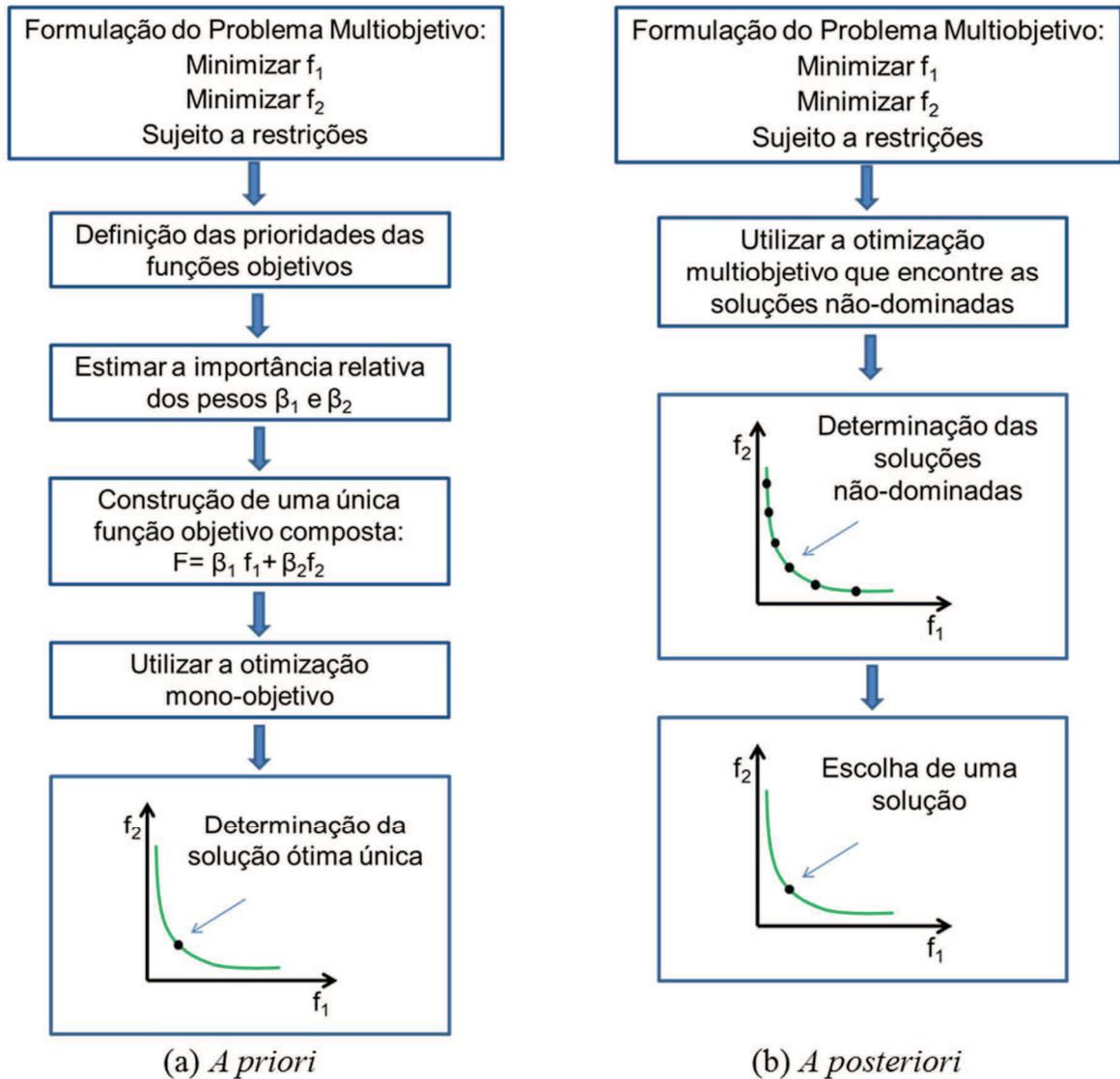


Figura 4.1: Métodos de abordagem da otimização multiobjetivo. Fonte: Zini (2009).

Formalmente, um problema de otimização multiobjetivo pode ser formulado como:

$$\text{Min } z = F(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)]^T$$

s. a.

$$g(x) = [g_1(x), g_2(x), \dots, g_j(x)] = 0$$

$$h(x) = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_k(x)] \leq 0$$

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in X$$

$$z = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)]^T = [z_1, z_2, \dots, z_m]^T \in Z \quad m \geq 2$$

Em que  $x$  é o vetor de decisão e  $z$  é o vetor de objetivos,  $X$  é o espaço de decisão e  $Z$  é chamado de espaço de objetivos. A definição do problema de otimização multiobjetivo significa encontrar um ponto ótimo  $x^* = [x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*]$  que otimize as funções objetivos e satisfaça as restrições de igualdade  $g(x)$  e desigualdade  $h(x)$ .

A solução deste problema normalmente não é única, mas um conjunto de soluções eficientes e não dominadas conhecidas como conjunto de Pareto-ótimo. As soluções ótimas de Pareto para um problema de minimização podem ser descritas pelas seguintes definições:

**Definição 1: Dominância**

Seja um problema multiobjetivo com  $k$  funções objetivos para serem minimizadas simultaneamente. Uma solução  $x_1$  domina uma solução  $x_2$ , se  $x_1$  é melhor que  $x_2$  em pelo menos um objetivo  $f_i$ , e não é pior que  $x_2$  para qualquer outro objetivo  $f_j$ ,  $j=1, 2, \dots, k$ :

$$x_1 \text{ domina } x_2 \text{ se } f_i(x_1) < f_i(x_2) \text{ e } f_j(x_1) \leq f_j(x_2)$$

Se uma solução  $x_1$  não domina  $x_2$  e nem  $x_2$  domina  $x_1$  estas soluções são ditas indiferentes ou que possuem o mesmo grau de dominância.

**Definição 2: Solução não-dominada ou Pareto-ótimo**

Uma solução  $x_1 \in P$ , que domina qualquer outra solução  $x_2 \in P$  ( $P \subseteq S$ , sendo  $S$  o espaço de busca do problema), é chamada solução não-dominada em  $P$ . As soluções que são não-dominadas sobre todo o espaço  $S$  são chamadas de soluções ótimas de Pareto (Critério de otimalidade de Pareto) e constituem o conjunto Pareto-ótimo.

Na otimização multiobjetivo quando não se conhece a importância de cada um dos objetivos, todas as soluções Pareto-ótimas são igualmente importantes.

Em (Deb, 2001) encontram-se duas importantes metas na busca de soluções de problemas de otimização:

1. Encontrar um conjunto de soluções o mais próximo possível da fronteira de Pareto;
2. Encontrar um conjunto de soluções com a maior diversidade possível.

A primeira meta é comum para qualquer processo de otimização, pois soluções distantes da fronteira de Pareto não são desejáveis. A segunda meta é específica para a otimização multiobjetivo.

Como as soluções dos problemas de otimização multiobjetivo trabalham com os espaços das decisões e dos objetivos, é necessário assegurar a maior cobertura possível da fronteira Pareto-ótima. A diversidade das soluções na fronteira Pareto-ótima implica que o conjunto de soluções “comprometidas” é de boa qualidade em relação aos objetivos desejados (Amorim, 2006). Na Figura 4.2(a) ilustra-se uma boa distribuição das soluções na fronteira de Pareto, enquanto na Figura 4.2(b) as soluções estão distribuídas apenas em algumas regiões.

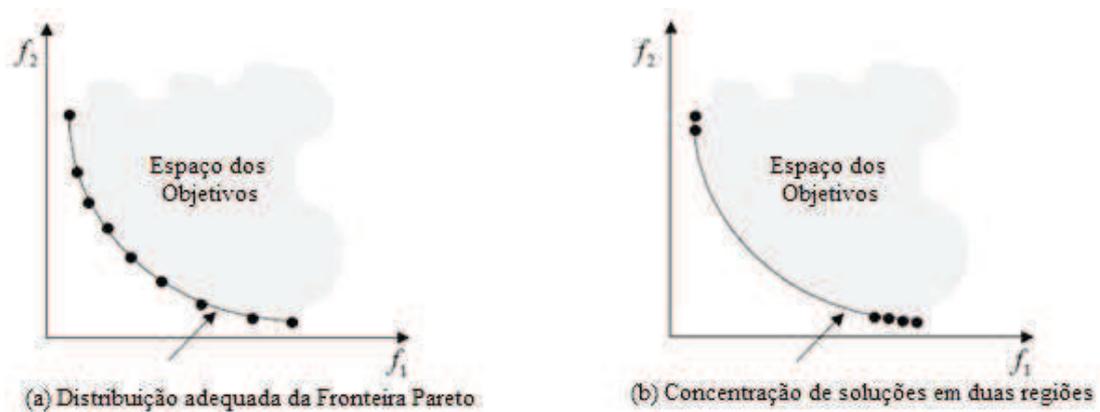


Figura 4.2: Distribuição das soluções na fronteira de Pareto. Fonte: Amorim (2006).

Na Figura 4.3 ilustram-se as definições do problema de otimização multiobjetivo, considerando dois objetivos ( $f_1(x), f_2(x)$ ) a serem minimizados. O ponto  $A$  apresenta um valor menor para  $f_1(x)$ , e um valor maior para  $f_2(x)$  quando comparada com a solução do ponto  $B$ , mostrando desta forma que a redução de uma função objetivo implica no aumento da outra.

Para delimitar a região Pareto-ótima utiliza-se o conceito de dominância. Os pontos pertencentes à fronteira Pareto-ótima são os pontos Pareto-ótimos. Analisando-se a Figura 4.3 pode-se observar que os pontos que constituem a fronteira Pareto-ótima são indiferentes uns com relação aos outros.

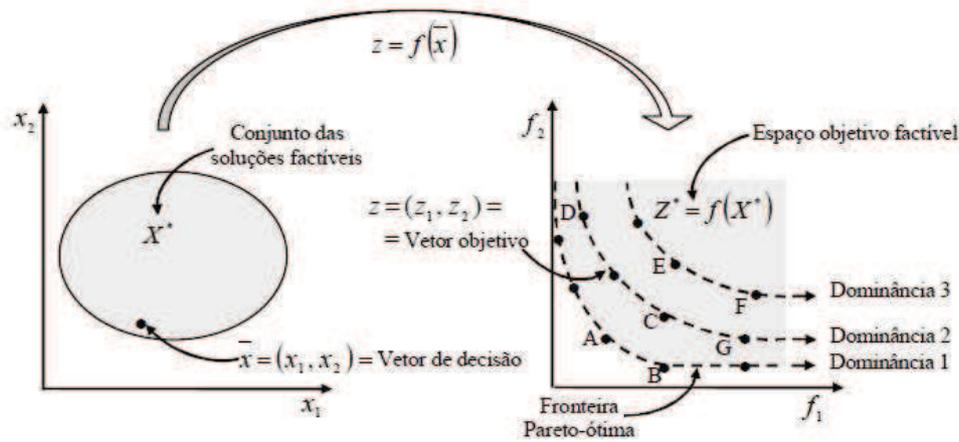


Figura 4.3: Ilustração das definições de um problema de otimização multiobjetivo.  
Fonte: Amorim (2006).

### 4.3 Metaheurísticas de Otimização Multiobjetivo

Segundo Souza (2000), as metaheurísticas são métodos que visam encontrar uma boa solução, eventualmente ótima, consistindo, a cada iteração, de uma heurística subordinada, a qual deve ser modelada especificamente para cada problema.

As metaheurísticas são classificadas em duas categorias, de acordo com o método de exploração da região das soluções: busca populacional e busca local. As metaheurísticas baseadas no método de busca local exploram a região das soluções através de movimentos bem definidos. A cada iteração estes movimentos são aplicados à solução corrente, gerando uma nova solução. O método utilizado pelas metaheurísticas baseadas no método de busca populacional é baseado na manutenção de um conjunto de boas soluções. Estas soluções são combinadas com o intuito de se obter uma nova solução melhor que as duas primeiras.

Segundo Arroyo (2002), devido a flexibilidade dos algoritmos genéticos (AGs) eles tem sido amplamente utilizados na otimização de problemas multiobjetivos das mais diversas áreas. Esta preferência pode ser explicada devido ao argumento questionável, que os AGs utilizam um conjunto de soluções que podem conter informações sobre várias regiões do espaço de busca, oferecendo, portanto, maiores possibilidades para encontrar o conjunto Pareto-ótimo ou uma aproximação.

### 4.3.1 Algoritmo Genético

Os algoritmos genéticos são algoritmos de busca e otimização cujo princípio de funcionamento se baseia na seleção natural das espécies (Deb, 2001; Michalewicz, 1998). A estrutura básica dos algoritmos genéticos começa com a formação de uma população de indivíduos, que são soluções do problema, que será aprimorada ao longo de uma sequência de gerações (iterações), para que ao final obtenha-se o ótimo global ou a solução mais próxima deste (Aranha Neto, 2006).

Para que a população possa evoluir na direção da solução ótima global em vez de ficar estagnada em um ótimo local são utilizados operadores genéticos da seleção natural, como cruzamento (*crossover*), mutação e o uso de uma função de aptidão (*fitness*).

Operadores genéticos:

- O cruzamento ou recombinação (*crossover*) é um operador genético que consiste em combinar as características de duas, ou mais soluções (pais) para criar uma ou mais soluções (descendentes) de forma que estes descendentes carreguem materiais genéticos dos seus pais.
- A mutação é um operador genético que consiste em introduzir alterações nos descendentes através da alteração aleatória do valor de um dos genes do indivíduo. A mutação serve para fazer regressar a população determinados genes perdidos durante o processo de seleção, e/ou proporcionar a entrada de novos genes na população, servindo para que o algoritmo não fique pesquisando soluções somente em volta de um ótimo local.
- A aptidão ou *fitness* é um valor numérico associado a cada indivíduo, que mensura o seu grau de adaptação ao meio, em relação aos demais indivíduos da população. Este valor é decorrente da avaliação de uma função de aptidão, ou função objetivo, que caracteriza o problema de otimização. As soluções com melhor aptidão terão maior probabilidade de permanecer na população, visto que possuem valores que melhor se encaixam com os objetivos do problema.

### 4.3.2 Algoritmo Genético Multiobjetivo

Os algoritmos genéticos também são utilizados dentro da otimização multiobjetivo, área que trata de problemas com mais de um objetivo a serem otimizados. O primeiro algoritmo genético (AG) implementado com caráter multiobjetivo foi na década de 80 e denominado VEGA (*Vector Evaluated Genetic Algorithm*) (Schaffer, 1984). Alguns anos depois, Fonseca e Fleming (1993) implementam o primeiro MOGA (*Multi-Objective Genetic Algorithm*) que utiliza uma classificação da população de um AG por dominância. Desde então, vários outros MOGAs foram e continuam sendo desenvolvidos com o intuito de melhorar a convergência dos algoritmos (obter soluções de melhor qualidade) e diminuir a complexidade computacional, entre eles, o NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*).

O NSGA II, proposto por Deb et al. (2002), é um AG multiobjetivo que classifica as soluções segundo o conceito de dominância de Pareto. O mesmo mantém as características dos algoritmos genéticos simples como a estrutura populacional, seleção, cruzamento e mutação, porém com a inclusão de mecanismo que permitem ao final do processo de otimização obter um conjunto de soluções não dominadas a serem submetidas ao tomador de decisão que escolherá a que melhor se enquadra a suas necessidades (Maciel, 2012).

As principais características do NSGA II são:

- O elitismo, que garante a preservação de boas soluções, sendo que no processo de busca as melhores soluções são conservadas;
- O procedimento *Fast Nondominated Sorting* (FNS), que é um processo de ordenamento rápido por não dominância, no qual a população é classificada em diferentes níveis (fronteiras) segundo a dominância de Pareto;
- O procedimento *Crowding Distance Assignment* (CDA) ou distância de aglomeração que visa garantir a diversidade da população.

O fluxograma da Figura 4.4 ilustra como é realizado o procedimento geral do NSGA-II. Os passos para a implementação do NSGA-II são os seguintes:

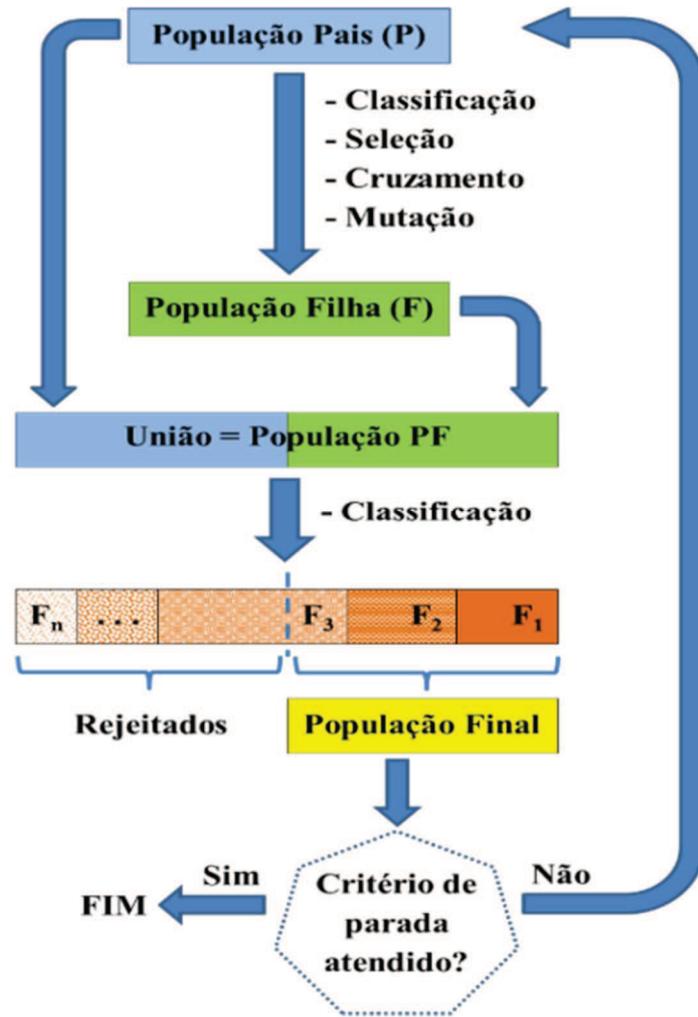


Figura 4.4: Procedimento geral do NSGA-II. Fonte: Adaptado de Deb et al. (2002).

*População Pais (P)*: Criar uma população inicial com  $N$  indivíduos sem repetição.

Classificação: Primeiro a população  $P$  é classificada de acordo com a relação de não-dominância de suas funções objetivos, identificando as diferentes fronteiras ( $F_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$ ). Assim cada indivíduo recebe um *fitness* conforme a fronteira na qual se encontra, por exemplo, aos indivíduos da primeira fronteira é dado um valor de *fitness* igual a 1 e aos indivíduos da segunda fronteira é atribuído um valor de *fitness* igual a 2, e assim por diante. Quanto menor o *fitness* melhor sua classificação, pois a primeira fronteira definida é não-dominada e a segunda fronteira somente é dominada pelos indivíduos da primeira fronteira, e assim sucessivamente.

Dentro de cada fronteira os seus indivíduos são ranqueados segundo a distância de aglomeração, que é uma medida de quão próximo um indivíduo está de seus vizinhos. Quanto

maior sua distância de aglomeração melhor será a posição do indivíduo no *ranking*, de forma a preservar a diversidade da população.

Seleção, cruzamento e mutação: Realiza-se um torneio para selecionar quais indivíduos pais gerarão descendentes com suas características genéticas. Vence o torneio aquele que tiver o melhor *fitness*, ou seja, estiver na fronteira não-dominada. Se os indivíduos estiverem na mesma fronteira ganha o indivíduo com a maior distância de aglomeração. Os vencedores estão aptos para cruzamento, gerando filhos que podem passar por mutação e assim formar a *População Filha (F)*.

*População Filha (F)*: Tem como característica o mesmo tamanho da população *P* e não é composta por indivíduos repetidos, nem mesmo com os da população *P*.

União: Une-se a população *P* e *F* formando uma *População PF* de tamanho  $2N$ . Essa nova população é classificada de acordo com a relação de não-dominância e distância de aglomeração.

*População Final*: Será formada pelos  $N$  melhores indivíduos da *População PF*.

Critério de parada: O critério de parada pode ser o número de iterações, tempo de processamento ou outro que for mais conveniente, neste trabalho foi adotado o número máximo de iterações. Se o critério de parada foi atendido a *População Final* contém o conjunto de soluções não dominadas a serem submetidas à tomada de decisão, caso contrário começa-se um novo ciclo onde a *População Final* será a nova população *P*.

## 4.4 NSGA II Aplicado aos Modelos Propostos

Nesta seção será descrito o algoritmo utilizado para otimizar a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexões dos modelos apresentado no capítulo 3. Para facilitar, o algoritmo foi dividido em três etapas, conforme a Figura 4.5, sendo que o mesmo algoritmo foi utilizado para todos os modelos alterando somente as funções objetivos.

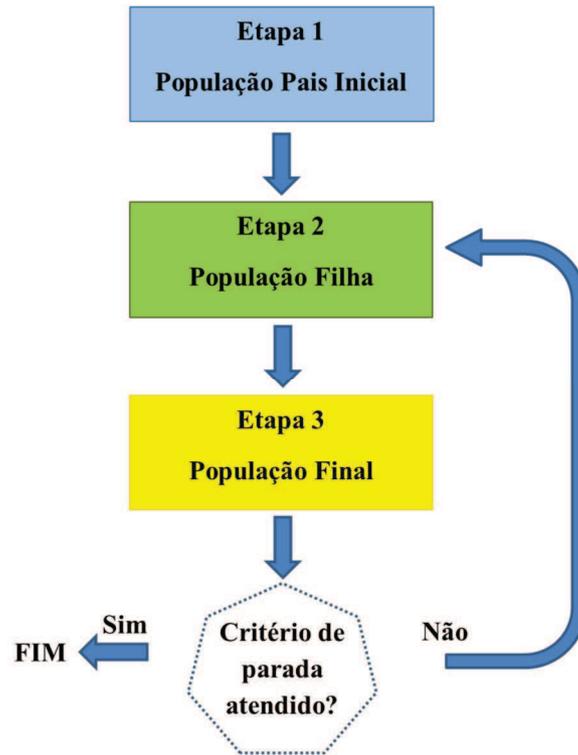


Figura 4.5: Diagrama Geral. Fonte: Própria

Na Figura 4.6 está o diagrama que representa a Etapa 1, referente a criação da população de pais inicial. O algoritmo inicia com a geração aleatória de um indivíduo por vez, e todos os indivíduos que formam a população são únicos, ou seja, a população não contém indivíduos repetidos, caso um indivíduo gerado seja repetido ele não entra na população e é solicitada a geração de outro indivíduo.

Para cada indivíduo da população é necessário calcular o fluxo de potência do sistema para verificar se os limites de tensão e corrente não foram extrapolados, assim como os indicadores de continuidade, uma vez que o sistema é reconfigurado devido à possibilidade de inserção de ramais de interconexão no sistema.

Por fim o cálculo das funções objetivos associadas a cada indivíduo. Na ocorrência de violação de alguma das restrições as funções objetivos sofrem uma penalização, multiplicando-as por um fator de valor elevado, assim o indivíduo não é atrativo para um problema de minimização, porém, mesmo que pequena, ele ainda tem probabilidade de propagar seu material genético, com possibilidade de gerar descendentes atrativos.

Todo esse processo é repetido até que a *População Pais* contenha o número de indivíduos estabelecido. Assim que a *População Pais* é formada avança-se para a Etapa 2.

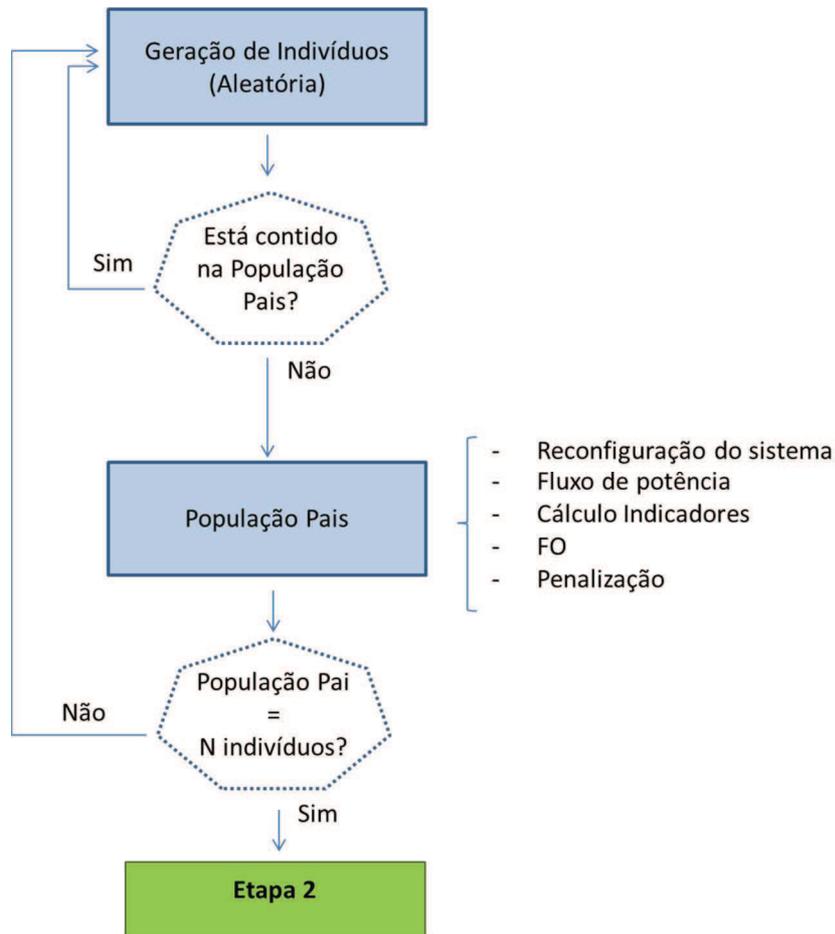


Figura 4.6: Etapa 1 – Formação da *População Inicial*. Fonte: Própria

Neste trabalho os indivíduos da população são vetores binários, e seu tamanho é igual ao número de ramos do sistema mais o número de ramais de interconexão candidatos.

Por exemplo, considerando o sistema da Figura 4.7 que possui 10 ramos, onde dois possuem dispositivos de proteção (DP1 e DP2) alocados e nos demais pode se instalar chaves (C1, ..., C8), e três ramais candidatos a alocação (R1, R2 e R3). O indivíduo será representado por um vetor de treze posições, sendo as dez primeiras posições referentes as chaves seccionadoras e dispositivos de proteção alocados no ramo que esta posição representa, e as três restantes referentes aos ramais candidatos (Figura 4.8).

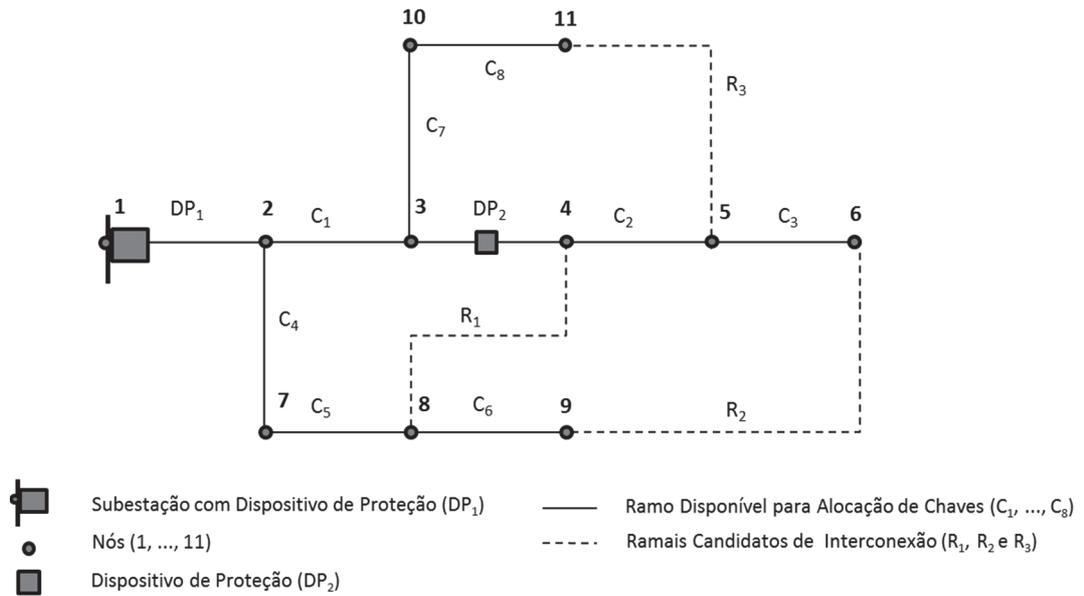


Figura 4.7: Sistema de um alimentador fictício de 11 nós. Fonte: Própria

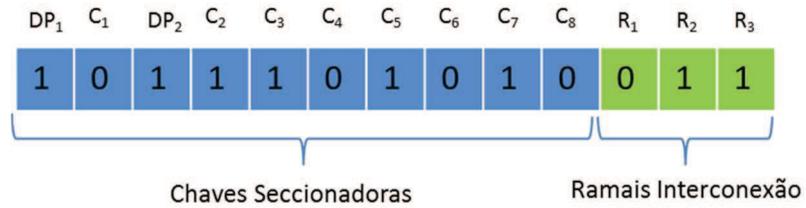


Figura 4.8: Vetor das chaves seccionadoras e ramais candidatos. Fonte: Própria.

Conforme a representação do indivíduo são calculados os valores das funções objetivos pertencentes a sua configuração.

Considerando o sistema da Figura 4.9, será exemplificado o cálculo da função objetivo do CENS (3.16) e do CINV (3.17):

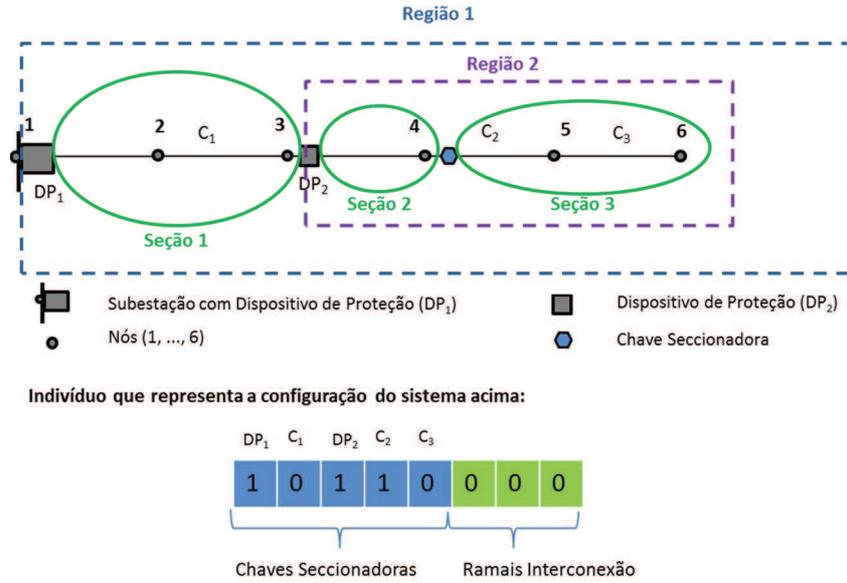


Figura 4.9: Sistema fictício de 6 nós (cálculo das funções objetivas). Fonte: Própria

Se ocorrer uma falha na área delimitada pela seção 1 o dispositivo de proteção  $DP_1$  é acionado e todas as unidades consumidoras dentro da região 1 terão o fornecimento de energia afetado. Caso ocorra uma falha na seção 2 ou 3 o dispositivo de proteção  $DP_2$  é acionado e todas as unidades consumidoras da região 2 tem seu fornecimento de energia interrompido. Porém se a falha ocorrer na seção 3, tem-se a alternativa de isolar a falha através da abertura da chave seccionadora minimizando a duração da interrupção para os consumidores da seção 2.

Desta forma, para o exemplo da Figura 4.9, a ENS pode ser dividida em três partes:  $ENS_{Seção1}$  (4.1),  $ENS_{Seção2}$  (4.2) e  $ENS_{Seção3}$  (4.3). O cálculo da função objetivo CENS (3.16) referente aos custos da ENS será dado pela equação (4.4) para ocorrência de uma falha nas seções 1, 2 e 3 respectivamente.

Sendo:

$$ENS_{Seção1} = [(L_{a_2} + L_{a_3} + L_{a_4} + L_{a_5} + L_{a_6}) \times (U_{1-2}^q + U_{2-3}^q)] \quad (4.1)$$

$$ENS_{Seção2} = [(L_{a_4} + L_{a_5} + L_{a_6}) \times (U_{3-4}^q)] \quad (4.2)$$

$$ENS_{Seção3} = [(L_{a_4}) \times (U_{4-5}^t + U_{5-6}^t) + (L_{a_5} + L_{a_6}) \times (U_{4-5}^q + U_{5-6}^q)] \quad (4.3)$$

$$CENS = C_e(ENS_{Seção1} + ENS_{Seção2} + ENS_{Seção3}) \quad (4.4)$$

Nas falhas ocorridas nas seções 1 e 2 não há a possibilidade de chaveamento, portanto cada nó afetado pelo acionamento dos dispositivos de proteção permanecerá sem o fornecimento de energia até que o reparo da falha tenha sido realizado, isto é, as cargas ( $L_a$ ) de cada nó afetado não serão supridas por todo o período necessário para reparar o sistema. O tempo de reparo ( $r_{rep}$ ) e as taxas de falhas ( $\lambda$ ) dos ramos entre os nós pertencentes à seção da falha serão utilizados para o cálculo da indisponibilidade de reparo ( $U^q = \lambda \times r_{rep}$ ).

Para as falhas ocorridas na seção 3 há a possibilidade de chaveamento, então foram consideradas duas classificações de tempo para o cálculo da indisponibilidade, o tempo de reparo, igualmente utilizado nas seções 1 e 2, para estimar a  $U^q$  referente aos consumidores da sub-região a jusante da chave seccionadora, e o tempo de chaveamento ( $r_{ch}$ ), para calcular a indisponibilidade de chaveamento ( $U^t = \lambda \times r_{ch}$ ) para restabelecer o fornecimento de energia para os consumidores da sub-região entre a chave seccionadora e o dispositivo de proteção mais próxima a montante da chave.

O valor da função objetivo CINV (3.17) será o custo para aquisição de uma chave seccionadora no ramo  $C_2$ , visto que não foi alocado nenhum ramal de interconexão.

Na Etapa 2 a *População Filha* é construída conforme o diagrama apresentado na Figura 4.11. Primeiro realiza-se o ranqueamento dos indivíduos da População através da classificação das fronteiras de Pareto e da distância de aglomeração, depois seleciona-se aleatoriamente oito indivíduos pertencentes à *População Pais*, dividindo em dois grupos com quatro indivíduos, os indivíduos de cada grupo duelam entre eles. O vencedor será o que possui melhor aptidão conforme a não dominância e distância de aglomeração. E o cruzamento será realizado entre os vencedores de cada grupo.

Foram estabelecidos três pontos de *crossover*, um fixo entre as posições limites que representam as chaves e os ramais, e outros dois aleatórios. Um que pode variar de 1 até  $TmC-1$ , sendo  $TmC$  a quantidade de posições que representam as chaves. O segundo pode variar de  $TmC+1$  até  $TmV-1$ , onde  $TmV$  é o tamanho total do vetor. Por exemplo, considerando os vetores Pai 1 e Pai 2 da Figura 4.10, os pontos de *crossover* serão: um fixo na posição 10, um aleatório entre 1 e 9, e outro aleatório entre 11 e 13. Respeitando os pontos de *crossover* dois descendentes são formados a partir do cruzamento dos pais, ou seja, os filhos irão carregar genes dos dois pais como pode ser observado na Figura 4.10.

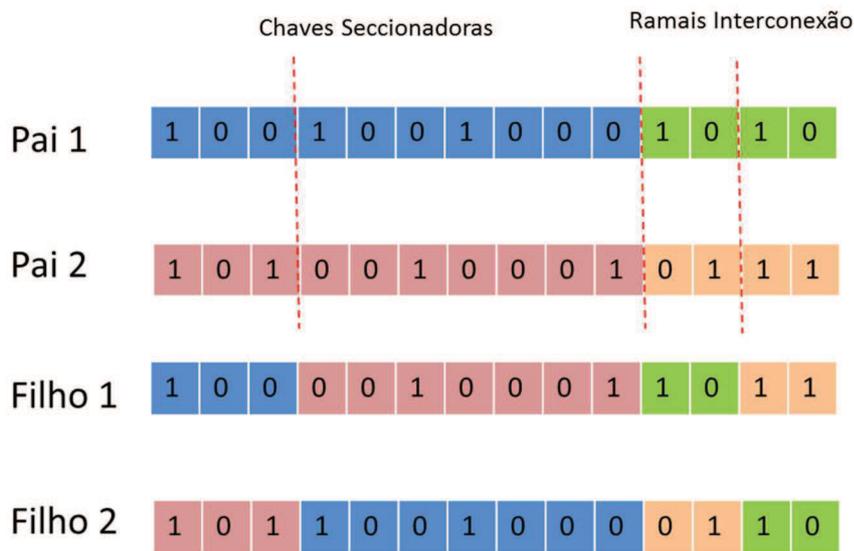


Figura 4.10: Exemplo de cruzamento - Pontos de *crossover* nas posições 3, 10 e 12.  
Fonte: Própria.

Depois do nascimento dos filhos é gerado um número aleatório para comparar com a taxa de mutação estabelecida, se esse número for menor que a taxa, os filhos sofrerão a mutação em um de seus genes, ou seja, uma posição do vetor é escolhida aleatoriamente e se na posição está preenchida por 1 troca-se por 0 e vice versa, caso o número for maior os filhos permanecem sem alteração.

Se um dos filhos já faz parte da *População Filha* ou da *População Pais* e o outro não, o repetido é descartado e o outro é considerado vencedor, entrando na *População Filha*. Mas, se os dois fazem parte da *População Filha* ou na *População Pais*, eles são descartados e seleciona-se novos pais para gerar novos filhos até que o tamanho da população seja atingido. Se nenhum dos dois está inserido então realiza-se para cada filho o processo de reconfiguração do sistema, roda-se o fluxo de potência, calcula-se os indicadores e as funções objetivos e, se for necessária, aplica-se a penalização, para que os dois filhos duem e o vencedor entre na *População Filha*. Quando a população atingir o número máximo de indivíduos permitidos avança-se para a Etapa 3.

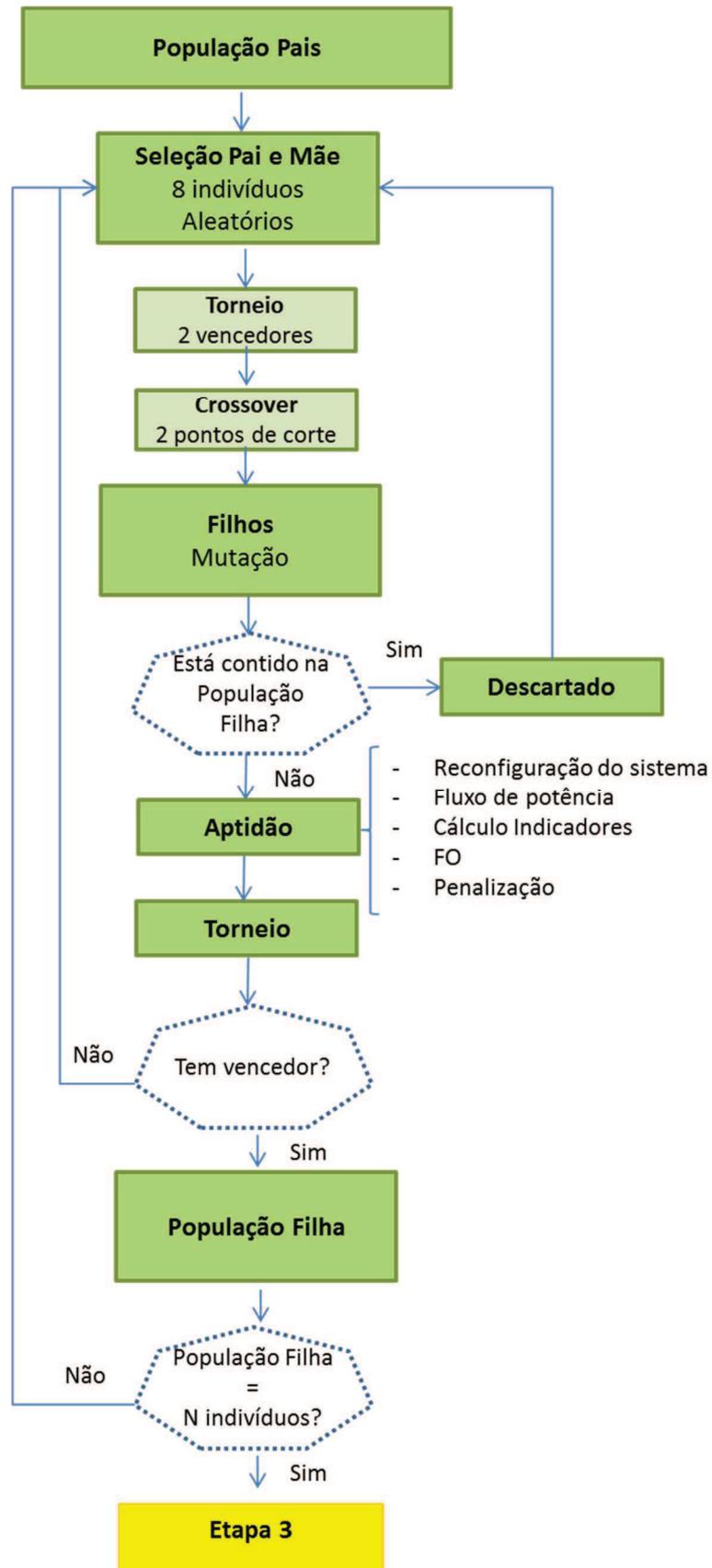


Figura 4.11: Etapa 2 – Criação da *População Filha*. Fonte: Própria.

Uma população denominada Ranqueada de tamanho  $2N$  é formada da junção da *População Filha* com a *População Pais*, como observado na Figura 4.12. Os indivíduos da população Ranqueada são ordenados conforme sua classificação em relação as fronteiras de Pareto e da distância de aglomeração.

Se o critério de parada foi atendido seleciona-se os  $N$ 's primeiros indivíduos que formaram a *População Final*, se o critério não foi atendido selecionam-se os  $N$ 's primeiros e substituí os indivíduos da *População Pais*.

Indo para a Etapa 2, nesse momento também é necessário zerar a *População Filha* para ser preenchida com os indivíduos que serão gerados pela nova *População Pais*, e esse processo é realizado até que o critério de parada seja atingido e a *População Final* seja formada.

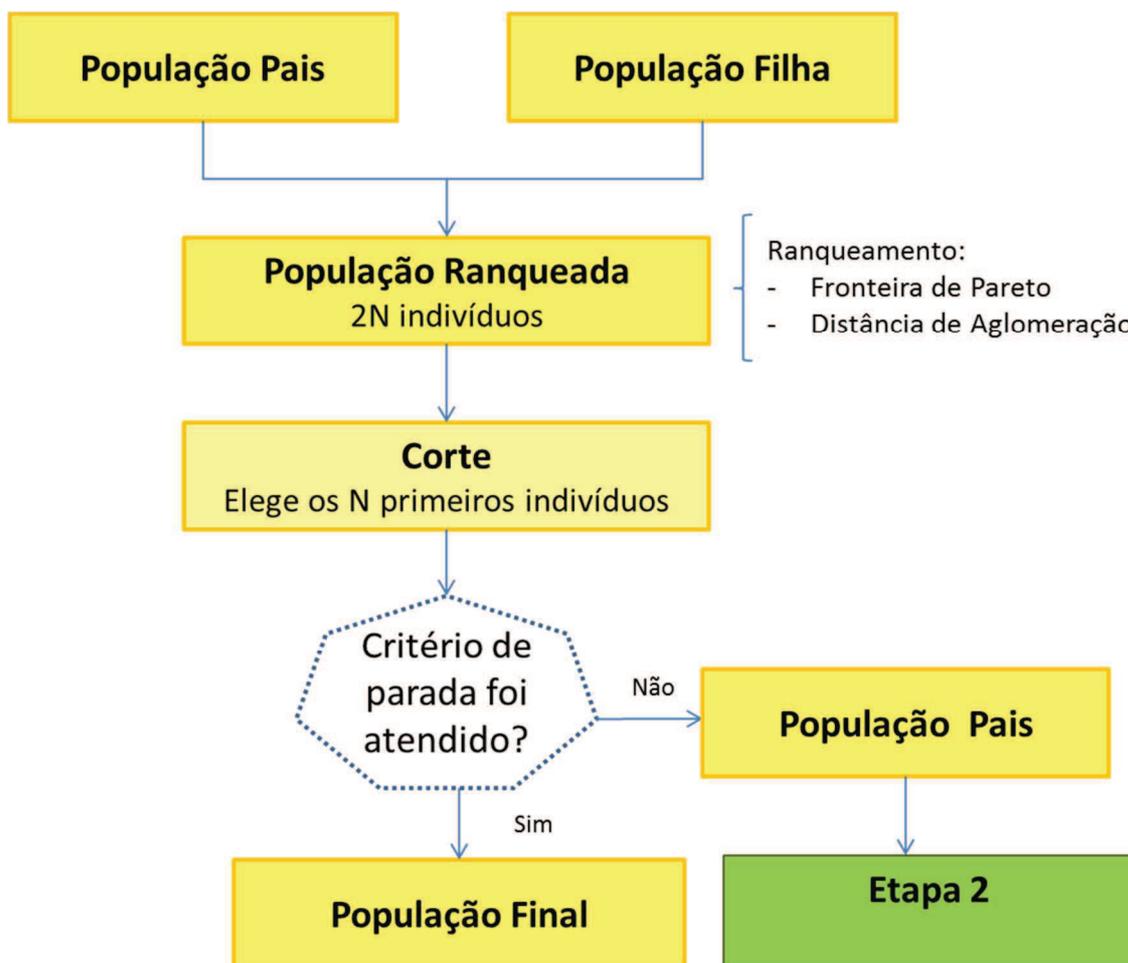


Figura 4.12: Etapa 3 - Geração da *População Final*. Fonte: Própria.

Depois que a *População Final* é formada nem todos os seus indivíduos serão apresentados ao tomador de decisão, limitando-se àqueles que estiverem classificados na primeira fronteira de Pareto, que são considerados de igual importância entre si, visto que esses indivíduos não são dominados por nenhum outro.

Em relação aos indivíduos obtidos na fronteira Pareto-ótimo são apresentados para a empresa as posições e quantidades de chaves seccionadoras e ramais de interconexão alocados, juntamente com os valores do CINV, CENS, DEC, FEC e custo total (CINV + CENS) de cada indivíduo.

## **4.5 Considerações Finais do Capítulo**

Neste capítulo foi apresentado o método utilizado para resolver os modelos de alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão apresentados no capítulo 3. O algoritmo empregado foi o NSGA II, o qual não apresenta somente uma solução ótima e sim um conjunto de soluções otimizadas de qualidade e diversificadas, sendo uma técnica adequada para solucionar problemas multiobjetivo.



# Capítulo 5

## Testes e Resultados

### 5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através dos modelos para a alocação otimizada de chaves seccionadoras e ramais de interconexão em um sistema teste de 33 nós, utilizando o método de solução descrito no capítulo 4. Primeiramente serão apresentadas as principais características do sistema selecionado para os testes e na sequência os dados de entrada do algoritmo de otimização, finalizando o capítulo serão expostos os resultados para os três modelos apresentados na seção 3.3.

### 5.2 Características do Sistema Teste

O sistema teste representa um alimentador que sai de uma subestação para atender 33.040 consumidores com potência ativa total de 3.715 kW. Possui 33 nós distribuídos em um ramal principal e alguns ramais laterais. A subestação foi considerada o nó inicial e os 32 restantes são nós com cargas consumidoras como pode ser observado na Figura 5.1. Os dados deste sistema encontram-se no Anexo A, ou também podem ser encontrados em (Goswami e Basu, 1992; Tang et al., 2011; Conceição, 2014).

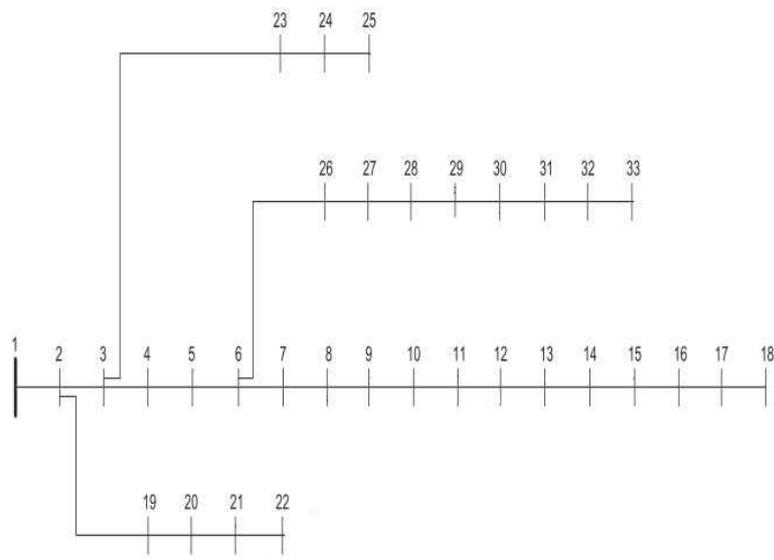


Figura 5.1: Sistema teste de 33 nós. Fonte: Goswami e Basu (1992)

Para as simulações foram considerados dois dispositivos de proteção alocados conforme consta na Figura 5.2, um situado na subestação e outro entre os nós 12 e 13.

Os dados dos ramais candidatos são dados de entrada para o modelo, portanto os mesmos devem ser informados juntamente com os nós de partida e chegada (ANEXO A). Para diminuir o tempo de processamento na busca das soluções foram considerados 6 possibilidades de ramais de interconexão. Estes locais foram escolhidos a fim de reforçar os nós com as maiores demandas do alimentador (Conceição, 204). 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 observado na Figura 5.2.

No caso de solução com proposta de alocação de ramais de interconexão deve-se ressaltar a necessidade da alocação de uma chave seccionadora NF (Normalmente Fechada), nos ramos já existentes próximos ao local da construção do ramal. Por exemplo, se o algoritmo propõe a construção do ramo de interconexão 21 – 8 da Figura 5.2, sabe-se que nas extremidades desse ramo terão chaves NA (Normalmente Aberta) alocadas, porém é necessária 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 ramal 21 – 8 irão receber uma chave, no exemplo, as chaves NF estariam alocadas em 20 – 21 e 7 – 8.

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

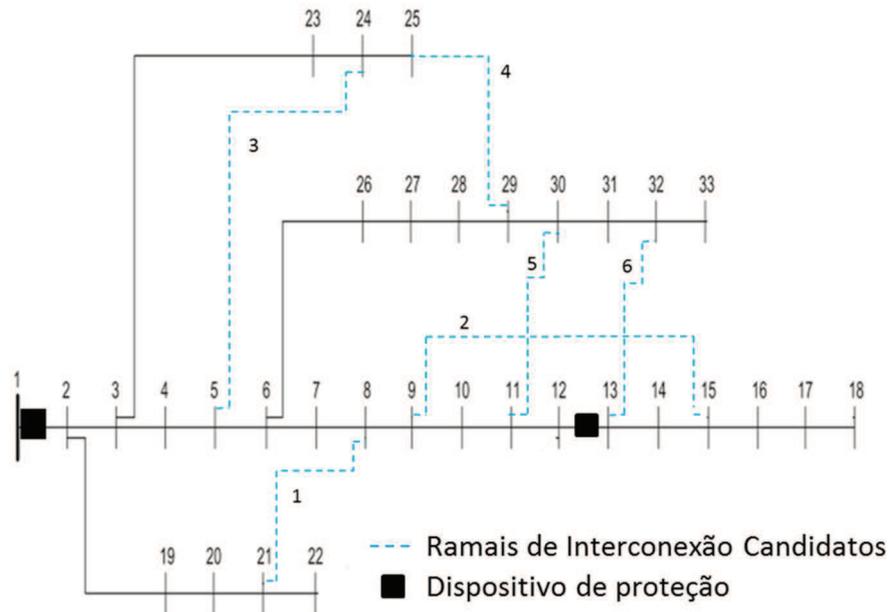


Figura 5.2: Alimentador com ramais candidatos e dispositivos de proteção. Fonte: Adaptado de Conceição (2014)

### 5.3 Dados e valores utilizados nas simulações

Os dados do sistema teste necessários para este problema, dados dos ramos, as taxas de falha, os tempos de chaveamento, 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 ramais de interconexão candidatos. E informar os limites das restrições (DEC, FEC, limites de tensão e capacidade de corrente).

Também é necessário informar parâmetros como o tamanho da população, taxa de mutação, e o critério de parada, que neste algoritmo foi utilizado o número de iterações.

Com base em Sousa (2013) foram adotados os seguintes parâmetros de custos para as simulações realizadas: 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.

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 que as variáveis envolvidas possam estar no mesmo horizonte de tempo (Conceição, 2014). Assim o custo anualizado para cada chave seccionadora é U\$ 145.33 e para cada quilômetro de ramal de interconexão é U\$ 502.83.

Em relação aos parâmetros do NSGA II: A taxa de mutação não pode ser muito elevada para que o processo não se torne uma busca aleatória, sendo a maioria das taxas utilizadas variando entre 0,001 e 0,1 (De Jong, 1975), neste trabalho foi adotada uma taxa de mutação de 0,02. O tamanho da população de 1000 indivíduos e critério de parada igual a 100 gerações determinados por testes nos quais estes valores apresentaram uma melhor qualidade das soluções e tempo computacional.

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/ano e para o FEC será de 8 interrupções/ano (ANEEL, 2014c).

Para a restrição das tensões máximas e mínimas, utilizou-se um fluxo de potência 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 p.u. e a máxima de 1,10 p.u. (Conceição, 2014).

Todas as simulações foram realizadas em computador Intel® Core™ Quad, 2.83 GHz e 4 GB RAM. Para as implementações utilizou-se o software de cálculo numérico MATLAB versão 7.10.0.499.

## 5.4 Resultados

Os modelos apresentados na seção 3.3, que visam melhorar a confiabilidade do sistema por meio da alocação otimizada de chaves seccionadoras e ramais de interconexões, foram solucionados utilizando o algoritmo detalhado na seção 4.3. O objetivo é encontrar um conjunto de soluções não dominadas denominado de fronteira de Pareto-ótima. Neste caso trata-se da fronteira Pareto-ótimo aproximada, visto que a técnica aplicada não garante a inexistência de outras soluções que dominem as encontradas, mas se pode afirmar que são as soluções não dominadas de todas as soluções testadas.

Nesta seção serão apresentadas as fronteiras Pareto-ótimo aproximadas resultantes para cada modelo, e destas fronteiras foram selecionadas algumas soluções para expor a maneira como afetaram a configuração e confiabilidade do sistema.

Os índices do sistema teste com os dispositivos de proteções alocados e sem ramais de interconexão instalados (Figura 5.2) são: DEC igual a 13,98 h/ano, FEC igual a 5,27 interrupções/ano e custo da ENS de U\$ 9,662.71 por ano, sem contabilizar a penalização por violar o limite do DEC (8 h/ano). O sistema possui um FEC baixo devido a taxas de falhas pequenas.

### 5.4.1 Resultados para ENS e Custo de Investimento

A simulação com o objetivo de minimizar o custo de investimento e o custo da ENS, utilizando os dados e valores apresentados na seção 5.2, exigiu um tempo de processamento de 49 min 26s até atingir o critério de parada e obter a *População Final* com 1000 indivíduos, sendo que 46 soluções formam a fronteira de Pareto-ótimo aproximada.

O gráfico representa da Figura 5.3 a fronteira Pareto-ótimo aproximada onde nenhuma solução pode ser considerada melhor do que a outra em relação a suas funções objetivos. Por exemplo, analisando as soluções das extremidades “a” e “b”, a solução “a” tem um custo de investimento elevado em relação à solução “b”, mas o inverso ocorre para o custo de ENS. Como nenhum objetivo é mais importante que o outro não se pode afirmar que uma solução é melhor e isso ocorre para todas as soluções da fronteira Pareto-ótimo aproximada.

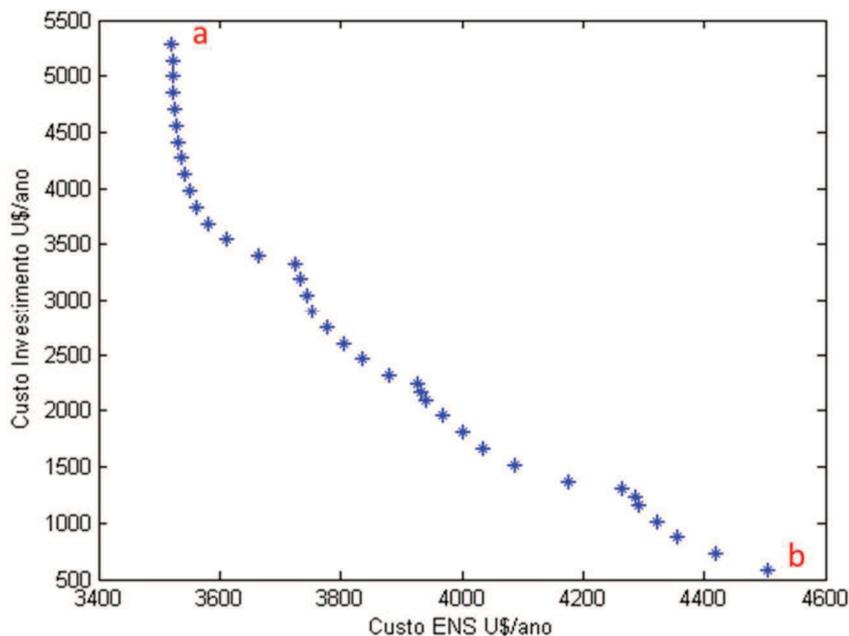


Figura 5.3: Fronteira de Pareto-ótimo aproximada ENS x CINV. Fonte: Própria.

Para fins de análise foram separados 4 soluções, sendo que os valores encontrados para elas podem ser observados na Tabela 5.1.

Solução 1: Corresponde ao ponto “a” da fronteira de Pareto-ótima representada na Figura 5.3, possui menor custo de ENS (U\$ 3,521.25), apontou para a construção de 3 ramais de interconexão 21 – 8, 5 – 24 e 13 – 32 e alocou 26 chaves entre quase todos os nós exceto entre 9 – 10, 10 – 11, 11 – 12 e 19 – 20 (Figura 5.4).

Solução 2 Corresponde ao ponto “b” da fronteira de Pareto-ótima representada na Figura 5.3, possui o menor custo de investimentos (U\$ 581.31) e com o menor custo total, não apontou para a construção de ramais de interconexão e alocou 4 chaves entre os nós 2 – 19, 3 – 23, 6 – 26 e 30 – 31 (Figura 5.5).

Solução 3: Corresponde à solução com menor DEC (6.01 h/ano), apontou para a construção de ramais de interconexão 5 – 24 e 13 – 32 e alocou 16 chaves entre os nós 2 – 3, 5 – 6, 6 – 7, 15 – 16, 2 – 19, 20 – 21, 21 – 22, 3 – 23, 23 – 24, 24 – 25, 6 – 26, 28 – 29, 29 – 30, 30 – 31, 31 – 32 e 32 – 33.

Solução 4: Corresponde à solução com o menor custo de investimento para o menor FEC (4.83 int./ano) obtido e apontou para a construção de 3 ramais de interconexão 21 – 8, 5

– 24 e 13 – 32 e alocou 13 chaves entre os nós 2 – 3, 7 – 8, 8 – 9, 2 – 19, 20 – 21, 21 – 22, 3 – 23, 23 – 24, 24 – 25, 6 – 26, 30 – 31, 31 – 32 e 32 – 33.

Deve ser destacado que 15 soluções apresentaram o menor FEC (4,83 int/ano) e a solução que possui o menor Custo de ENS corresponde a Solução 1.

Tabela 5.1: Exemplos de soluções para minimização do CENS e CINV. Fonte: Própria.

Solução	Nº Chaves	Nº Ramais	CENS (U\$/ano)	CINV* (U\$/ano)	Custo Total (U\$/ano)	DEC (h/ano)	FEC (int./ano)
1	26	3	3,521,25	5,286.99	8,808.24	6.06	4.83
2	4	0	4,505,81	581,31	5,087.12	6.70	5.27
3	16	2	3,724.74	3,330.89	7,055.63	6.01	4.96
4	13	3	3,664.22	3,397.72	7,061.94	6.34	4.83

\* Valores anualizados considerando um período de 30 anos de vida útil.

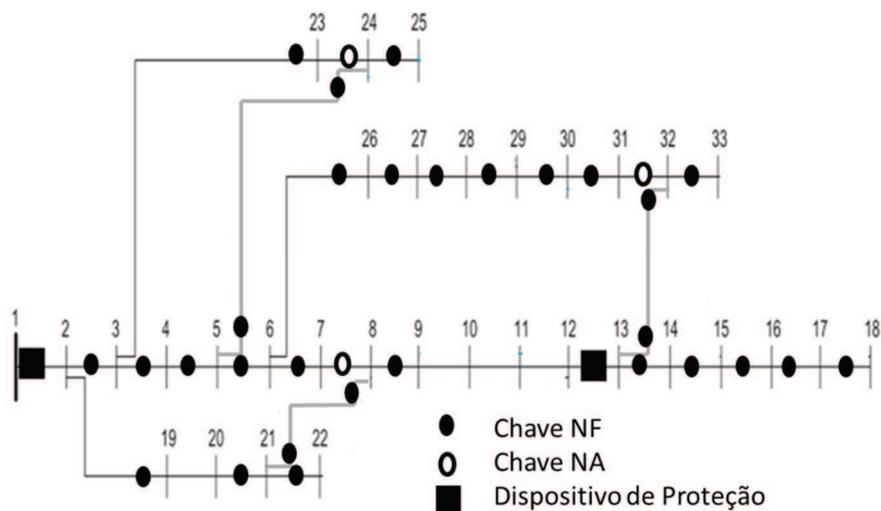


Figura 5.4: Configuração para o menor CENS do modelo CENS e CINV. Fonte: Própria.

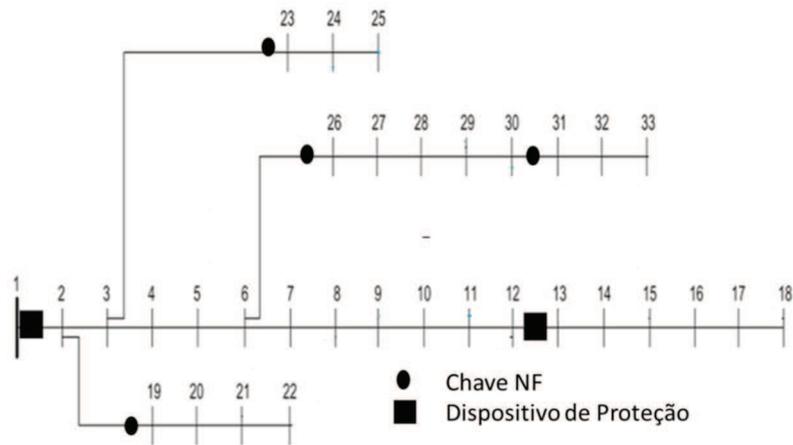


Figura 5.5: Configuração para o menor CINV do modelo CENS e CINV. Fonte: Própria.

Os limites de tensão foram respeitados em todas as soluções, sendo o valor máximo encontrado de 1,00 p.u. e o mínimo de 0,92 p.u. A Figura 5.6 apresenta a tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 do modelo CENS e CINV.

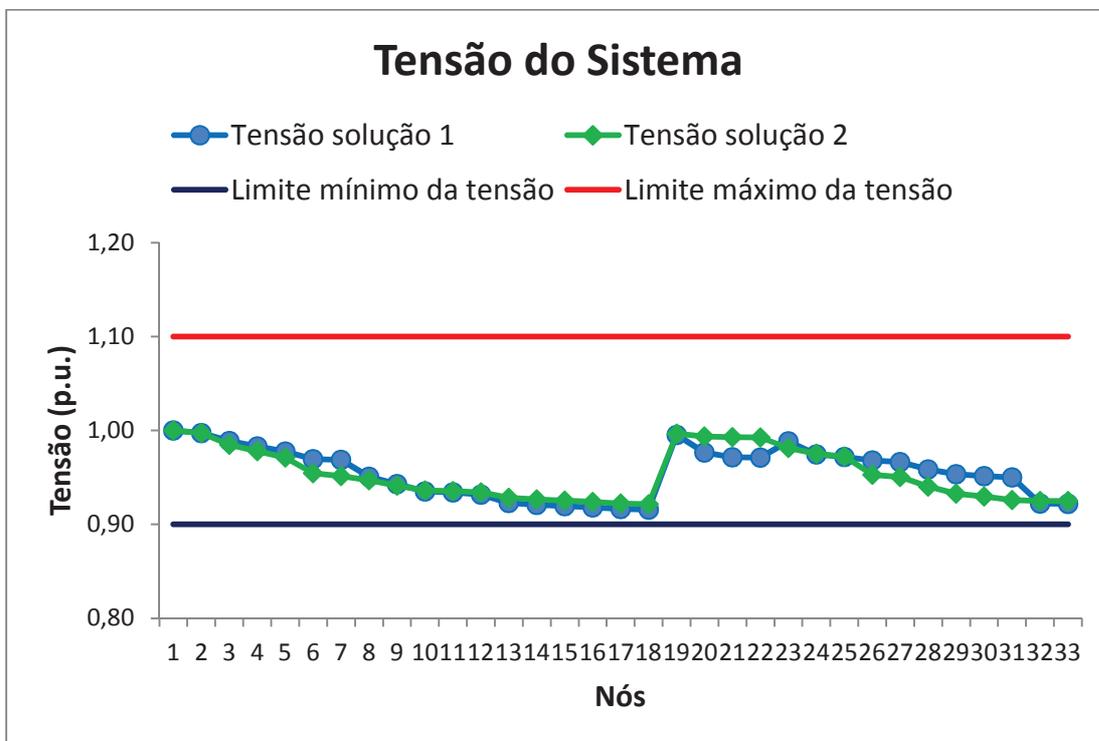


Figura 5.6: Tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 (CENS e CINV). Fonte: Própria.

### 5.4.2 Resultados para DEC e Custo de Investimento

Na minimização do custo de investimento e o DEC, 32 soluções formam a fronteira de Pareto-ótimo aproximada das 1000 soluções da população, foram mantidos os parâmetros da seção 5.2, exigindo um tempo de processamento de 62 min 26s para atingir o critério de parada.

Da mesma forma que na Figura 5.3, as soluções encontradas na fronteira Pareto-ótimo aproximada podem ser observadas na Figura 5.7, as quais representam aquelas que não são dominadas por nenhuma outra solução encontrada, tendo todas elas a mesma importância.

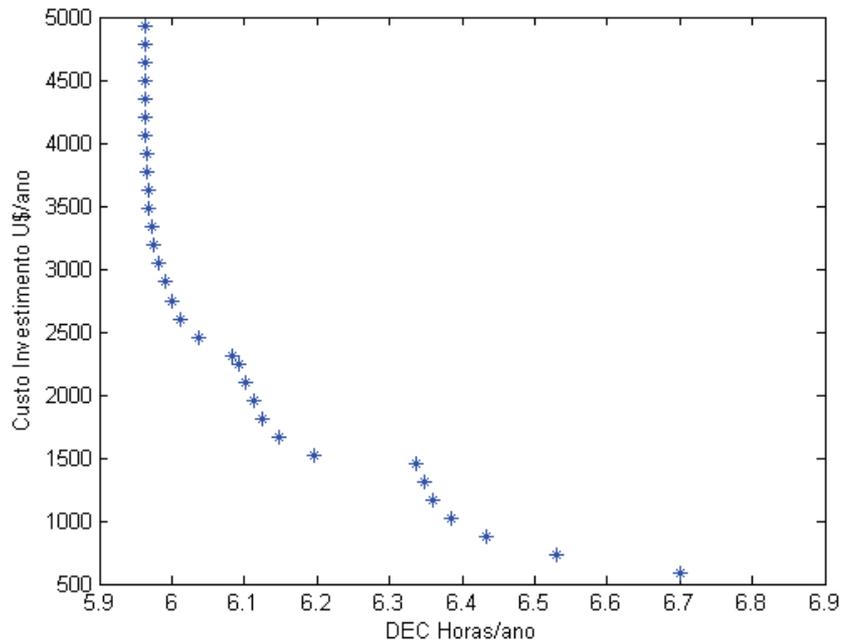


Figura 5.7: Fronteira de Pareto-ótimo aproximada DEC e CINV. Fonte: Própria.

Para as 4 soluções apresentadas na Tabela 5.2 tem-se:

Solução 1: Corresponde à solução com menor DEC (5,96 h/ano), apontou para a construção de 2 ramais de interconexão 5 – 24 e 13 – 32 e alocou 26 chaves entre quase todos os nós exceto entre 8 – 9, 9 – 10, 10 – 11 e 11 – 12 (Figura 5.8).

Solução 2: Corresponde à solução com menor custo de investimentos (US\$ 581.31) não apontou para a construção de ramais de interconexão e alocou 4 chaves entre os nós 2 – 19, 3

– 23, 6 – 26 e 30 – 31, é a mesma configuração da solução 2 (menor CINV) do modelo anterior (Figura 5.5).

Solução 3: Corresponde a solução com o menor custo de investimento para o menor FEC (4.83 int./ano) obtido e apontou para a construção de 2 ramais de interconexão 5 – 24 e 13 – 32 e alocou 8 chaves entre os nós 13 – 14, 2 – 19, 3 – 23, 23 – 24, 24 – 25, 6 – 26, 29 – 30, 31 – 32 e 32 – 33. Entretanto 15 soluções apresentaram o menor FEC e a solução que possui o menor Custo de ENS para o menor FEC corresponde a Solução 1.

Solução 4: Corresponde uma solução com o DEC (5.99 h/ano), apontou para a construção de 2 ramais de interconexão 5 – 24 e 13 – 32 e alocou 20 chaves entre os nós exceto 2 – 3, 3 – 4, 5 – 6, 6 – 7, 13 – 14, 15 – 16, 16 – 17, 2 – 19, 20 – 21, 21 – 22, 3 – 23, 23 – 24, 24 – 25, 6 – 26, 26 – 27, 28 – 29, 29 – 30, 30 – 31, 31 – 32 e 32 – 33.

Como se pode observar na Figura 5.7 a uma concentração de soluções no início da curva com valores próximos ao DEC mínimo encontrado, mas com valores de CINV bem distintos. Isso ressalta que a partir de um dado número de chaves que são alocadas não há uma influência tão expressiva no valor do DEC quanto impacta no custo total.

Tabela 5.2: Exemplos de soluções para minimização do DEC e CINV. Fonte: Própria.

Solução	N° Chaves	N° Ramais	CENS (U\$/ano)	CINV* (U\$/ano)	Custo Total (U\$/ano)	DEC (h/ano)	FEC (int./ano)
1	26	2	3,696.01	4,784.17	8,480.19	5.96	4.96
2	4	0	4,505.81	581.31	5,087.12	6.70	5.27
3	8	2	3,929.85	2,313.59	6,243.44	6.08	4.96
4	13	2	3,772,43	2,894.90	6,667.33	5.99	4.96

\* Valores anualizados considerando um período de 30 anos de vida útil.

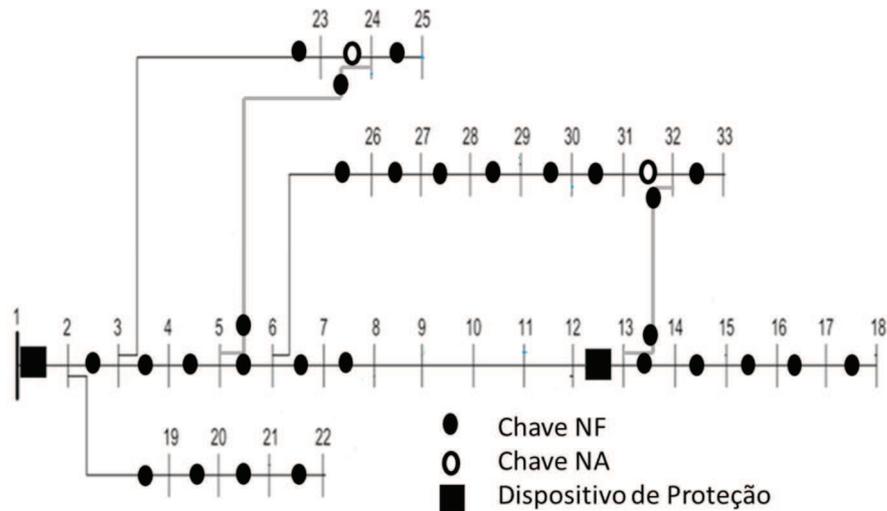


Figura 5.8: Configuração para o menor DEC do modelo DEC e CINV. Fonte: Própria.

Os limites de tensão foram respeitados em todas as soluções, sendo o valor máximo encontrado de 1,00 p.u. e o mínimo de 0,91 p.u. A Figura 5.9 apresenta a tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 do modelo DEC e CINV.

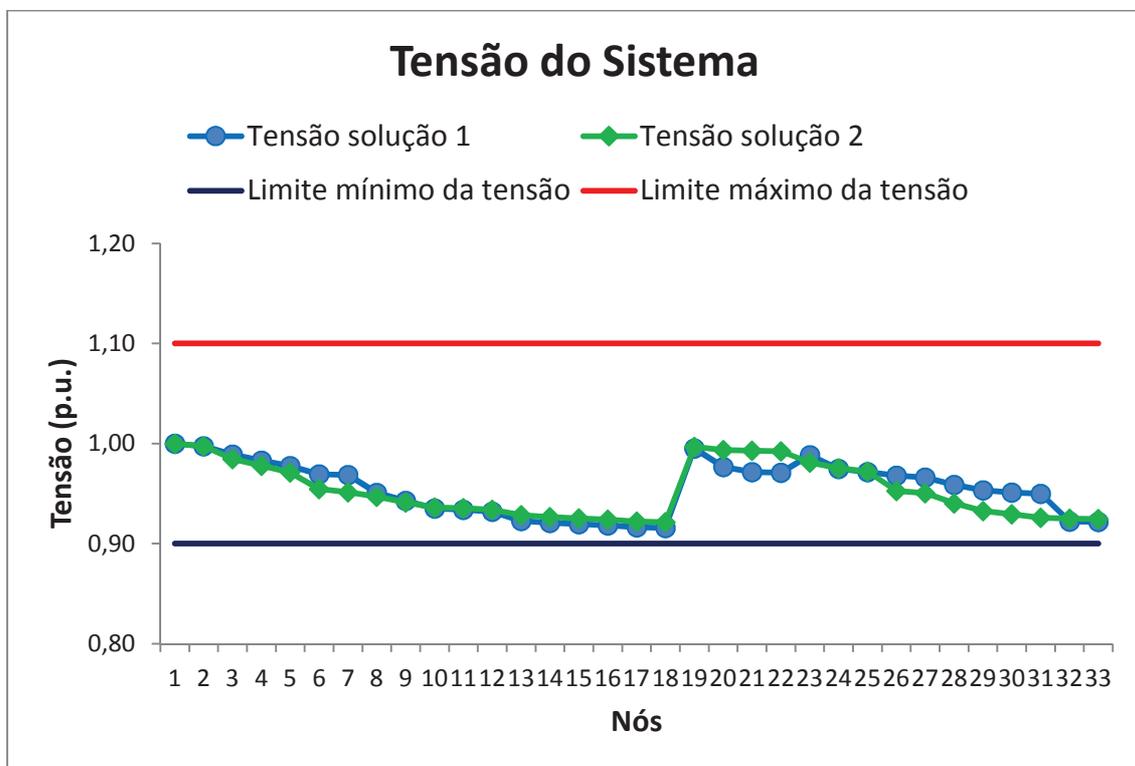


Figura 5.9: Tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 (DEC e CINV). Fonte: Própria.

### 5.4.3 Resultados para FEC e Custo de Investimento

Na minimização do custo de investimento e o FEC foram mantidos os mesmos parâmetros das simulações anteriores, 85 soluções formam a fronteira de Pareto-ótimo aproximada das 1000 soluções da *População Final*, o tempo de processamento foi de 28 min 26s para atingir o critério de parada.

A Figura 5.10 mostra a fronteira Pareto-ótimo aproximada para a minimização do custo de investimento e o FEC, a mesma contém 85 pontos, entretanto consegue-se visualizar somente 5 deles devido estarem sobrepostos.

Os pontos sobrepostos possuem os mesmos valores para as funções objetivos, mas não apresentam os mesmos valores para as restrições como pode ser observado na Tabela 5.3. Observou-se que isso ocorre devido ao FEC não ser afetado com a alocação de chaves, somente há variação do FEC quando há inserção dos ramais de interconexão. Assim a variação da posição de uma chave afeta somente no DEC e ENS gerando assim várias soluções com o mesmo FEC e CINV, porém com configurações diferentes.

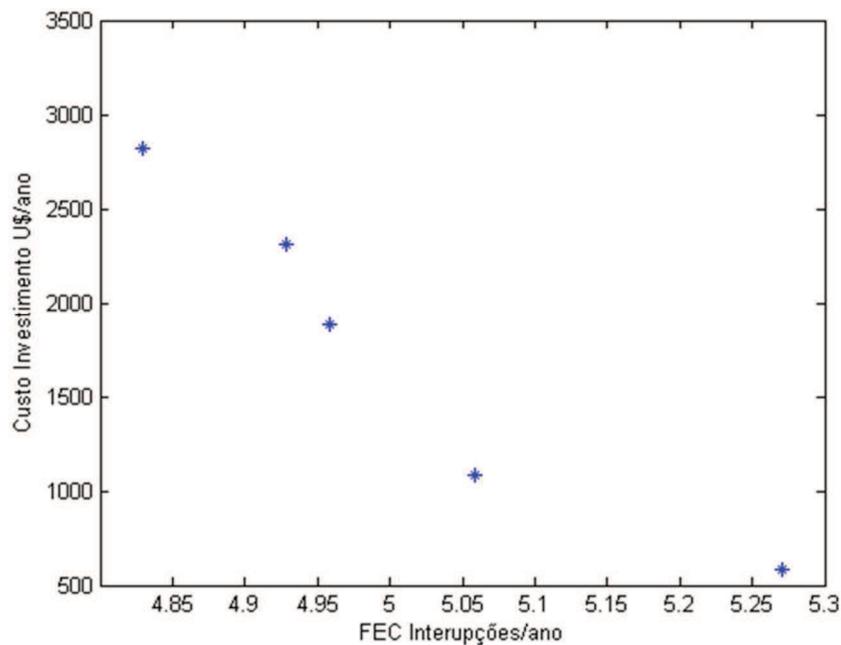


Figura 5.10: Fronteira de Pareto-ótimo aproximada FEC x CINV. Fonte: Própria.

Para as 4 soluções apresentadas na Tabela 5.3 tem-se:

Solução 1: Corresponde à solução com menor FEC (4.83 int./ano), apontou para a construção de 3 ramais de interconexão 21 – 8, 5 – 24 e 13 – 32 e alocou 9 chaves entre os nós 2 – 3, 7 – 8, 8 – 9, 2 – 19, 20 – 21, 21 – 22, 23 – 24, 29 – 30 e 31 – 32 (Figura 5.11).

Solução 2: Corresponde à solução com menor custo de investimentos (US\$ 581.31) não apontou para a construção de ramais de interconexão e alocou 4 chaves entre os nós 19 – 20, 3 – 23, 6 – 26 e 30 – 31, mesmo tendo o menor CINV dos modelos anteriores esta solução difere na posição de umas das chaves alocadas, em vez de alocar entre as 2 – 19 foi alocada entre as 19 – 20 (Figura 5.12).

Solução 3: Corresponde à solução ao menor DEC (6,73 int./ano) obtido e apontou para a construção de 2 ramais de interconexão 21 – 8 e 13 – 32 e alocou 9 chaves entre os nós 2 – 3, 7 – 8, 8 – 9, 2 – 19, 20 – 21, 21 – 22, 3 – 23, 29 – 30 e 31 – 32. Observa-se que o DEC mínimo é maior que o DEC máximo encontrado nas outras minimizações (6,70 h/ano).

Solução 4: Corresponde a solução com menor custo de ENS (US\$ 4107,24), apontou para a construção de 2 ramais de interconexão 21 – 8 e 13 – 32 e alocou 9 chaves entre os nós 3 – 4, 7 – 8, 8 – 9, 2 – 19, 20 – 21, 21 – 22, 3 – 23, 29 – 30 e 31 – 32.

Tabela 5.3: Exemplos de soluções para minimização do FEC e CINV. Fonte: Própria.

<b>Solução</b>	<b>Nº Chaves</b>	<b>Nº Ramais</b>	<b>CENS (US/ano)</b>	<b>CINV* (US/ano)</b>	<b>Custo Total (US/ano)</b>	<b>DEC (h/ano)</b>	<b>FEC (int./ano)</b>
<b>1</b>	9	3	4,442.65	2,816.40	7,259.06	6.89	4.83
<b>2</b>	4	0	4,660.85	581.31	5,242.16	6.99	5.27
<b>3</b>	9	2	4,296.71	2,313.59	6,610.30	6.73	4.93
<b>4</b>	9	2	4,107.24	2,313.59	6,420.83	6.79	4.93

\* Valores anualizados considerando um período de 30 anos de vida útil.

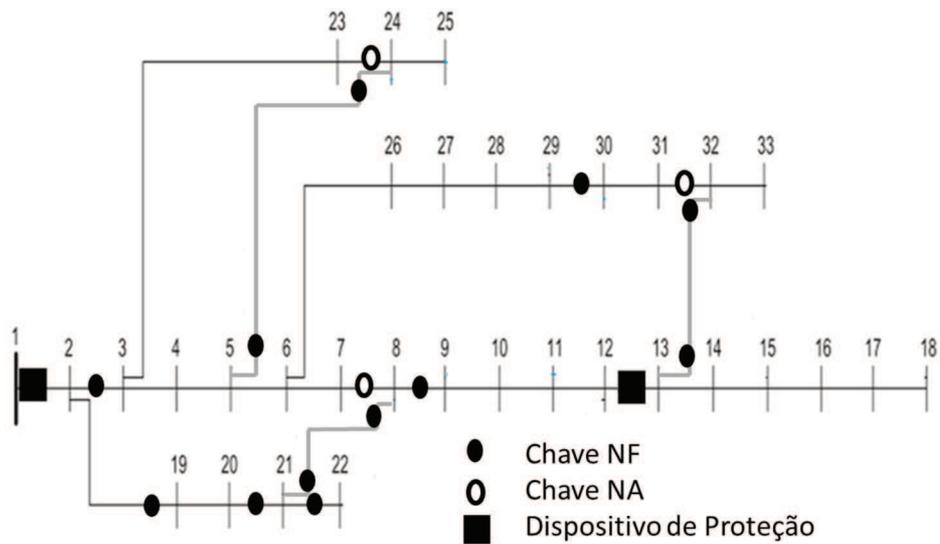


Figura 5.11: Configuração para o menor FEC do modelo FEC e CINV. Fonte: Própria.

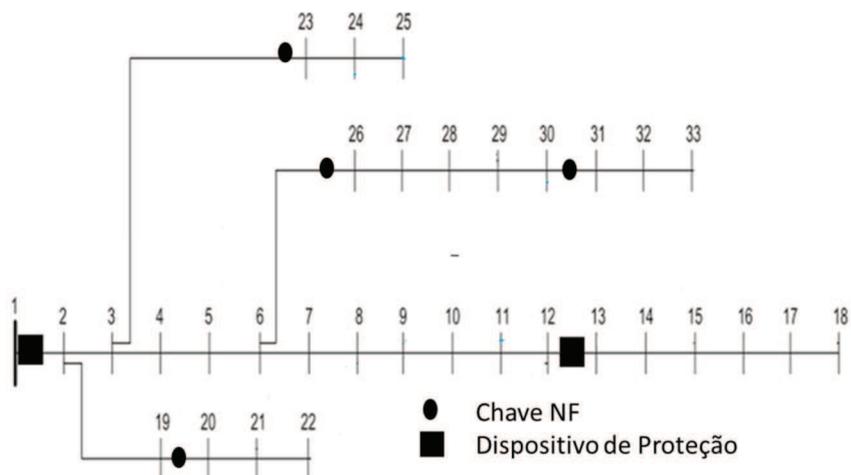


Figura 5.12: Configuração para o menor CINV do modelo FEC e CINV. Fonte: Própria.

Os limites de tensão foram respeitados em todas as soluções, sendo o valor máximo encontrado de 1,00 p.u. e o mínimo de 0,92 p.u. A Figura 5.13 apresenta a tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 do modelo FEC e CINV.

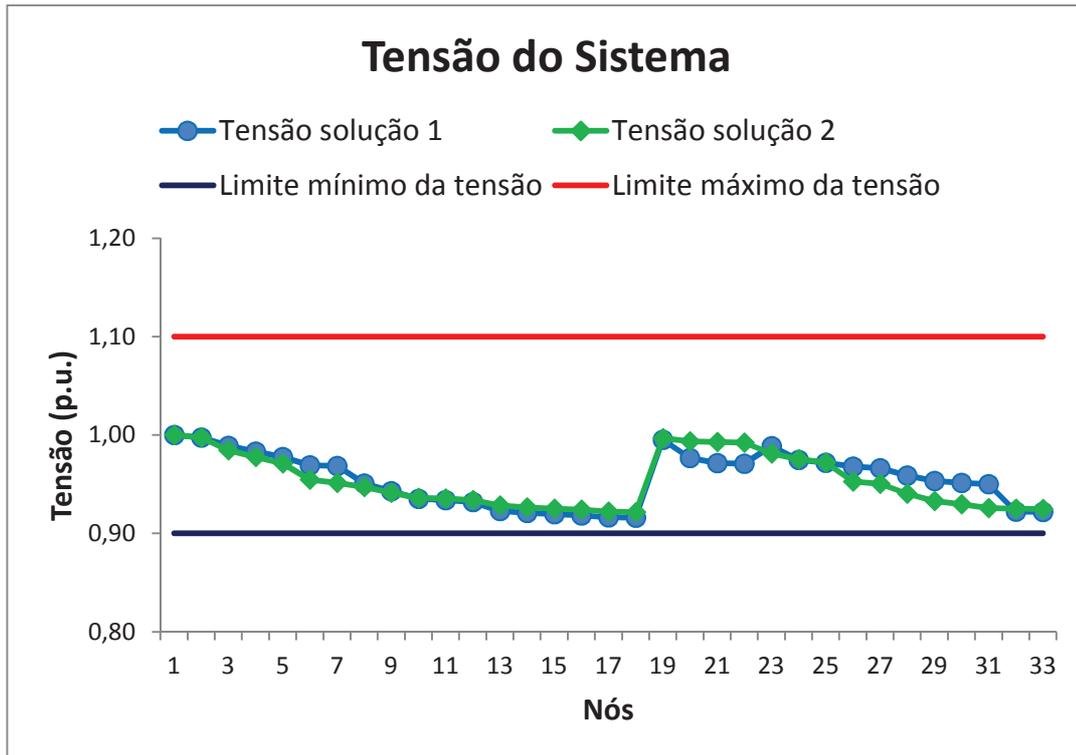


Figura 5.13: Tensão em cada nó para as soluções 1 e 2 (FEC e CINV). Fonte: Própria.

O FEC está relacionado com o número de vezes que os clientes sofrem interrupção, e mesmo minimizando o tempo que os clientes permanecem sob falta, com o chaveamento das seccionadoras, esses clientes já são contabilizados no cálculo do FEC.

Então a alocação de chaves seccionadoras não interfere no FEC, diferente da alocação de ramais de interconexão que influencia na otimização do FEC, visto que as combinações dos ramos influenciam no cálculo das taxas de falhas do sistema resultante. Ressaltando que foi considerado como configuração normal de operação, e não uma configuração temporária pós-falha do sistema, a configuração de cada uma das soluções obtidas.

## 5.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi descrito o sistema teste e informado os dados e valores utilizados para solucionar os modelos apresentados no capítulo 3. Também foram expostos os resultados obtidos através da técnica de solução NSGA II, salienta-se que para os três modelos foram encontrados conjuntos com soluções *trade-off*.



# Capítulo 6

## Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho foram apresentados três modelos matemáticos para a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão entre os ramos do próprio alimentador, visando à minimização de índices de confiabilidade e o custo de investimentos nestes dispositivos.

O problema foi solucionado através da implementação do algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II, o qual permitiu obter um conjunto de soluções não dominadas que formam uma fronteira Pareto-ótima aproximada, ou seja, com bom compromisso entre os objetivos de cada modelo, ficando a critério do tomador de decisão a escolha da solução mais adequada às necessidades da empresa distribuidora.

Para todos os modelos o limite do DEC foi atendido, o sistema teste adotado apresenta valor baixo para o FEC (5,27 interrupções/ano), entretanto nota-se que mesmo quando o FEC não era função objetivo foram encontrados casos com redução do mesmo para novas configurações da rede. Seria interessante testar com sistemas maiores e com características diferentes, principalmente com dados de um sistema real, para melhor avaliar o comportamento dos modelos.

As curvas da Figura 5.3 e da Figura 5.7 estão melhores distribuídas, o que garante uma maior diversificação dos valores das funções objetivos das soluções. Diferente da curva da Figura 5.10, que possui muitas soluções com valores sobrepostos. Todavia isto ocorre devido o FEC não ser alterado com a alocação das chaves seccionadoras, como pode ser observado ao comparar as soluções 1, 3 e 4 da Tabela 5.2, possuem o mesmo FEC para diferentes quantidades de chaves alocadas.

As soluções com o menor CINV dos três modelos alocam a mesma quantidade chaves seccionadoras. As soluções dos modelos que consideram o CENS e CINV, e o DEC e CINV

são iguais, mas diferem da solução encontrada para o modelo FEC e CINV. Nos primeiros modelos a chave é alocada entre os nós 2 - 19, e no último entre os nós 19-20.

O modelo CENS e CINV também obteve o menor FEC como no modelo FEC e CINV. Nas soluções do primeiro modelo foram alocadas uma maior quantidade de chaves, deste modo o CINV foi maior, porém a ENS foi menor, resultando em custos totais semelhantes. Contudo, para as outras soluções obtidas no modelo FEC e CINV os custos totais foram inferiores ao modelo CENS e CIV.

Os resultados dos modelos DEC-CINV e FEC-CINV apresentaram custos totais menores do que o primeiro modelo (CENS-CINV), mas isso era esperado porque a ENS é afetada tanto pela alocação de chaves quanto de ramais, assim tem a tendência de alocar mais dispositivos do que os outros modelos.

O melhor modelo será determinado pelas necessidades e características da empresa distribuidora, por exemplo, considerando o sistema testado que sem nenhuma chave seccionadora alocada e nem ramais de interconexão possui o DEC igual a 13,98 horas e o FEC igual a 5,27 interrupções, sendo os limites adotados são de 7 horas e 8 interrupções respectivamente, poderia ser de interesse da empresa minimizar o DEC visto que é o único que extrapola os limites.

O modelo CENS-CINV é vantajoso para as empresas preocupadas com a imagem perante aos consumidores com maior concentração de carga e diminuir as perdas de energia, visto que a duração das interrupções não foi minimizada, mas houve redução na ENS. O que ocorreu foi priorizar o atendimento aos clientes com maior carga, porém a desvantagem é que apresentou maiores CINV, mas o modelo não deixa de ser atrativo, já que também encontrou o mesmo valor mínimo de CINV que os outros modelos.

Para as empresas que necessitam minimizar suas perdas relacionadas às compensações aos consumidores, por violarem os índices de continuidade, ou para empresas que desejam antecipar a redução dos seus índices de continuidade devido aos reajustes anuais dos limites dos indicadores os modelos DEC-CINV e FEC-CINV podem ser mais indicados, sendo que a escolha de qual adotar irá depender das características do sistema.

Sistemas com tempos de reparo elevados tendem a ter o DEC elevado devido à longa duração das interrupções, assim o modelo mais adequado pode ser o DEC-CINV, este modelo apresentou resultados próximos do modelo CENS-CINV, mas com menor quantidade de chaves e ramais alocados, e como era de se esperar não ocorreu uma grande variação do FEC.

O modelo FEC-CINV seria mais adequado para sistemas onde as taxas de falhas são elevadas, já que a minimização do FEC busca soluções com configurações que reduzem a probabilidade de falhar. Ou como apresentou os menores custos de investimentos seria apropriado às empresas que possuem um orçamento mais restrito.

Devido às alterações realizadas na formulação matemática do problema, bem como a forma de calcular a ENS não é possível fazer uma comparação direta com outro trabalho ou chegar a conclusões a respeito das melhorias no tempo de processamento, no entanto, podemos dizer que os valores obtidos representam um problema mais real que no modelo base (Conceição, 2014).

Outra forma de modelar seria adotar três funções objetivos, como minimizar o DEC, o FEC e o CINV simultaneamente, assim em um único processo tem-se um conjunto de soluções otimizadas para os três objetivos. Mas a dificuldade pela busca por todas as soluções eficientes cresce com o número de objetivos do problema (Arroyo, 2002), assim seria necessário adotar outras restrições, como limitar a quantidade de dispositivos a serem alocados, que desfavorece a seleção de soluções não atrativas devido ao alto custo monetário.

Para melhorar o modelo, de modo a ser mais útil às empresas distribuidoras, outras considerações podem ser adotadas em trabalhos futuros, como a inclusão da alocação dos dispositivos de proteção no modelo apresentado. Visto que os dispositivos de proteção influenciam diretamente no FEC sem a necessidade de uma nova topologia para o sistema. Para isso necessita-se análises da coordenação das proteções, porque há limites da quantidade de dispositivos de proteções que podem ser alocados em série. Assim podem ocorrer casos que uma nova topologia do sistema através de ramais de interconexão seja mais atrativa.

As redes de distribuição estão cada vez mais inteligentes (*Smart Grids*) monitorando e controlando a rede de forma mais autônoma, além da intensificação da inserção de geração distribuída. Com tais características outra sugestão importante é considerar a alocação de

chaves seccionadoras automáticas. O acionamento destas chaves pelo centro de operação reduzem os tempos de chaveamento, desta forma aumentam a confiabilidade do sistema.

Outra consideração seria incluir os custos de operação e manutenção das chaves e ramais alocados, uma vez que quanto mais dispositivos alocados maiores serão os custos de operação e manutenção.

Essas sugestões para trabalhos futuros visam tornar o modelo mais adequado a sistemas reais de forma a melhorar a qualidade das soluções e satisfazer ainda mais as necessidades das empresas distribuidoras.

# Referências Bibliográficas

- ANEEL (2014a) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Compensações pagas pela transgressão dos limites de continuidade. Acesso em janeiro 2015. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Compensacao\\_de\\_Continuidade\\_Conformidade\\_v2](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Compensacao_de_Continuidade_Conformidade_v2)
- ANEEL (2014b) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente. Acesso em janeiro 2015. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores\\_de\\_conformidade\\_nivel\\_tensao](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao)
- ANEEL (2014c) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Limites dos Indicadores de Continuidade por município. Acesso em janeiro 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>
- ANEEL (2014d) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST. Acesso em janeiro 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2>
- ANEEL (2014e) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 1 – Introdução, revisão 7 de 15/04/2015. Acesso em abril 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2>
- ANEEL (2014f) – Agência Nacional de Energia Elétrica; Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, revisão 6 de 01/01/2015. Acesso em fevereiro 2015. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_6\\_Retifica%C3%A7%C3%A3o\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf)
- Amorim, E. A. (2006) *Fluxo de Potência Ótimo em Sistemas Multimercados Através de um Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo*, Tese de doutorado em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira-SP, Brasil.
- 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-SC, Brasil.
- Arroyo, J. E. C., (2002). *Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multiobjetivo*, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, Brasil.
- Benavides, A. J. (2010). *Service restoration and switch allocation in power distribution networks: bounds and algorithms*, Master's thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Instituto de Informática, Porto Alegre-RS, Brasil.
- Benito, B. R., Silva, L. G. W. and 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.

- Billinton, R. and Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Second Edition, 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.
- 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.
- Carvalho, M. R. (2006). *Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial*, Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos-SP, Brasil.
- Celli, G. and Pilo, F. (1999). Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Delivery* **14** (3): 1167–1172.
- 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.
- Cohon, J. L. (1978). *Multiobjective Programming and Plannig*. Academic Press, New York.
- Conceição, K. P. (2014). *Modelo Matemático de Otimização para a Alocação de Chaves Seccionadoras e Ramais de Interconexões em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, Unioeste, Foz do Iguaçu-PR, Brasil.
- Deb, K. (2001). *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*, editora Wiley & Sons, New York.
- Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S. and Meyarivan, T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, **6** (2), 182-197.
- De Jong, K. A. (1975). *An analysis of the behavior of a class of genetic adaptive system*. Ph.D. dissertation, University of Michigan, ANN Arbor, MI.
- Ferreira, G. D. (2009). *Otimização da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma Abordagem Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria-RS, Brasil.
- Fonseca, C. M. and Fleming, P. J. (1993). Genetic algorithms for multiobjective optimization: formulation, discussion and generalization. In: *Fifth International Conference On Genetic Algorithms*, 7., 1993, San Francisco. *Proceedings...* San Francisco: Morgan Kaufmann, p. 416-423.
- Gallego, L. A., Echeverria, M. G. and Padilha-Feltrin, A. (2012). Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos, *SBA Controle & Automação*, **23** (2): 179 - 189.
- 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.

- IEEE (2012). IEEE Std. 1366: IEEE Guide for electric power distribution reliability indices.
- Leite, J. B., Mathias Neto, W. P. and 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-RS, 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.
- Maciel R. S. (2012). *Otimização Multiobjetivo na Análise da Integração de Geração Distribuída às Redes de Distribuição*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira-SP, Brasil.
- Michalewicz, Z. (1998). *Genetic algorithms + data structures = evolution programs*. New York: Springer.
- Padilha-Feltrin, A. and 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.
- Pareja, L. A. G., (2009). *Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira-SP, Brasil.
- Pereira, K., Gallego, L. A., Franco, E. C. (2014). Modelo Matemático para a Alocação de Chaves Seccionadoras e Ramais de Interconexões em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, *SBSE-Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Foz do Iguaçu-PR, Brasil.
- Schaffer, J. D. (1984). *Multiple Objective Optimization with Vector Evaluated Genetic Algorithms*, Ph.D. dissertation, Vanderbilt University, US.
- Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F. and 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-RS, Brasil, pp. 1-6.
- 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 Pos Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira-SP, Brasil.
- 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 Pos Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira-SP, Brasil.

- Souza, M. J. F. (2000). *Programação de horários em escolas: uma aproximação por metaheurísticas*. Tese de doutorado, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, Brasil.
- Steuer, R. E. (1986). *Multiple Criteria Optimization: Theory, Computation, and Application*, Willey, New York: Wiley.
- Tang, V. V., Thong, D. Q. and Khanh, B.Q. (2011). A New Model Applied to the Planning of Distribution Systems for Competitive Electricity Markets, *The Fourth International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) 2011*, Weihai, Shandong, China.
- 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.
- Warren, C. A. (1996). Distribution reliability: what is it? *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 2, pp. 32-37, jul./aug.
- Zini, E. O. C. (2009). *Algoritmo Genético Especializado na Resolução de Problemas com Variáveis Contínuas e Altamente Restritos*. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho". Programa Pos Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira-SP, Brasil.

# Anexo A

## Dados do Sistema Teste

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

A Tabela A.1 apresenta os dados dos nós para o sistema de 33 nós. A Tabela A.2 e Tabela A.3 apresentam os dados dos ramos existentes no sistema e a Tabela A.4 e Tabela A.5 apresentam os dados dos ramais de interconexão candidatos, sendo que:

De	Nó de origem;
Para	Nó de destino;
PI	Potência ativa da carga (kW);
QI	Potência reativa da carga (kVAr);
R	Resistência do ramo (p.u.);
X	Reatância do ramo (p.u.);
$\lambda$	Taxa de falha do ramo (falha/ano);
$r_{rep}$	Tempo médio de reparo (h/ano);
$r_{ch}$	Tempo médio de chaveamento (h/ano);
NC	Número de consumidores.

Tabela A.1: Dados dos nós do sistema de 33 nós

<i>Para</i>	<i>PI</i> ( <i>kW</i> )	<i>QI</i> ( <i>kVAr</i> )
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
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.2: Dados dos ramos existentes do sistema

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R</i> (p.u.)	<i>X</i> (p.u.)
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.3: Dados dos ramos existentes do sistema

<i>De</i>	<i>Para</i>	$\lambda$ (falha/ano)	$r_{rep}$ (h/ano)	$r_{ch}$ (h/ano)	<i>NC</i>
1	2	0.1	3.0	1.0	100
2	3	0.1	2.0	1.0	100
3	4	0.1	2.0	1.0	150
4	5	0.1	2.0	1.0	146
5	6	0.1	1.5	1.0	145
6	7	0.1	1.5	1.0	178
7	8	0.1	1.5	1.0	199
8	9	0.2	1.0	1.0	212
9	10	0.1	1.0	1.0	234
10	11	0.2	1.0	1.0	375
11	12	0.2	1.0	1.0	14500
12	13	0.1	1.5	1.0	7520
13	14	0.2	1.5	1.0	120
14	15	0.1	1.5	1.0	452
15	16	0.3	2.0	1.0	421
16	17	0.2	2.0	1.0	245
17	18	0.1	2.0	1.0	189
2	19	0.3	2.0	1.0	125
19	20	0.1	2.5	1.0	200
20	21	0.2	2.5	1.0	212
21	22	0.3	3.0	1.0	340
3	23	0.4	3.0	1.0	124
23	24	0.2	2.0	1.0	145
24	25	0.1	5.0	1.0	145
6	26	0.2	3.0	1.0	187
26	27	0.4	1.5	1.0	145
27	28	0.1	1.5	1.0	245
28	29	0.3	2.0	1.0	3210
29	30	0.1	7.0	1.0	750
30	31	0.6	4.5	1.0	1750
31	32	0.1	5.5	1.0	80
32	33	0.2	6.0	1.0	96

Tabela A.4: Dados dos ramais candidatos do sistema

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R</i> (p.u.)	<i>X</i> (p.u.)
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.5: Dados dos ramais candidatos do sistema

<i>De</i>	<i>Para</i>	$\lambda$ (falha/ano)	$r_{rep}$ (h/ano)	$r_{ch}$ (h/ano)
21	8	0.1	1.0	1.0
9	15	0.1	1.0	1.0
5	24	0.1	1.0	1.0
29	25	0.1	1.0	1.0
11	30	0.1	1.0	1.0
13	32	0.1	1.0	1.0



# **Apêndice A**

## **Artigo Publicado**

Artigo publicado em novembro de 2014 no congresso CONCAPAN XXXIV durante a elaboração deste trabalho.

# Switch and Tie Lines Allocation in Distribution Systems using NSGA II

A. P. Tusuyuguchi, *Student Member, IEEE*, K. Pereira, E. A. Amorim, and E. M. Carreno, *Senior Member, IEEE*

**Abstract**—An optimization mathematical model to minimize the costs associated with energy not supplied and investments on the allocation of sectionalizing switches and tie lines between branches and / or feeders in primary distribution systems is presented. This is a mixed integer nonlinear programming model, which considers the power flow constraints and continuity indexes. A set of trade-off solutions between total cost of investments and network reliability is obtained using a multi-objective genetic algorithm (Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II - NSGA II). It is demonstrated that by considering these two elements at the same time, the results are better than when these elements are considered isolated on the mathematical models.

**Index Terms**— Allocation Switches; Distribution System; NSGA II; Reliability; Tie Lines.

## I. INTRODUCCIÓN

CON el aumento del consumo de energía eléctrica asociado al creciente desarrollo de la sociedad, se tornó indispensable que empresas distribuidoras de energía eléctrica desarrollen esfuerzos en el sentido de mejorar la calidad de los servicios prestados, invirtiendo, principalmente, en la seguridad y la confiabilidad de sus sistemas.

La confiabilidad en sistemas de distribución está íntimamente ligada con la continuidad del servicio de abastecimiento de energía eléctrica. En Brasil la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es el órgano responsable de regular y fiscalizar la actuación de las empresas distribuidoras y definir indicadores para monitorear el desempeño de estas empresas, estableciendo metas e sanciones, en caso que las mismas no sean cumplidas.

Manuscrito recibido Julio 1, 2014. Versión actualizada Octubre 19, 2014. Recomendado para publicación por miembros evaluadores del Programa Técnico del CONCAPAN 2014.

Trabajo financiado por CAPES, CNPq y FPTI. A. P. Tusuyuguchi, (anatsuyuguchi@gmail.com), K. Pereira (kathy\_ni@hotmail.com), E. A. Amorim (elizete.amorim@unioeste.br) y E. M. Carreno (emfra@ieee.org) trabajan con la UNIOESTE-PGESDE, Foz do Iguaçu – Brasil.

Entre los indicadores de continuidad de servicio de distribución de energía eléctrica, se destacan el DEC (duración equivalente de interrupción por unidad consumidora) y el FEC (frecuencia equivalente de interrupción por unidad consumidora), que son equivalentes a los índices SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) respectivamente [1]. Estos indicadores permiten medir la continuidad del abastecimiento de energía eléctrica en una red y pueden ser utilizados como métricas comparativas de la calidad del servicio prestado.

La confiabilidad de una red de distribución es inversamente proporcional a sus indicadores de continuidad, cuanto menores son sus indicadores, más confiable es la red [2].

Los estudios que buscan planear un sistema de distribución con índices de continuidad bajos, señalan la ubicación de llaves seccionadoras y/o instalación de ramales de interconexión como una forma eficiente de obtener ganancias en la confiabilidad [3], pues al ocurrir una contingencia aíslan el punto de falla y auxilian en la configuración de la red, minimizando la cantidad de usuarios que sufren interrupciones de energía [4].

En la literatura se encuentran una variedad de artículos que presentan modelos para ubicación de dispositivos de control y protección, como alternativas para elevar la confiabilidad de un sistema de distribución [2], [5]. Específicamente los trabajos [4], [6], [7] presentan estrategias para el aumento de la confiabilidad, modelando la ubicación óptima de llaves seccionadoras.

Otros trabajos presentan un modelado matemático para la ubicación de llaves de seccionadoras juntamente con la mejor configuración de ramales de interconexión, pero algunos no consideran los costos de adquisición e instalación de las llaves [8] o sugieren la construcción de ramales de interconexión entre alimentadores solamente en el planeamiento inicial de la red [9].

La consideración de los costos de inversión en un modelo matemático es necesaria para que este pueda ser utilizado de manera viable por empresas distribuidoras, una vez que estas tienen como objetivo proveer un

servicio con calidad y confiabilidad a sus consumidores, lo cual resulta en un menor costo de energía no entregada, pero también busca siempre el mínimo costo de inversión.

Sin embargo, la minimización del costo de la energía no entregada, en conjunto con la minimización de los costos de inversión son objetivos conflictivos, y una área que trata de esos problemas es la optimización multiobjetivo, y por tratarse de un problema combinatorial y no lineal, se tornan más adecuada las técnicas de solución basadas en Metaheurísticas [10].

Los algoritmos genéticos han sido ampliamente utilizados para solucionar problemas de optimización en sistemas de distribución de energía eléctrica debido a su buen desempeño con la naturaleza discreta y no lineal de este tipo de problemas [11]-[17].

El modelo matemático de optimización presentado en [18], [19] tiene como diferencial seleccionar locales para la ubicación de llaves seccionadoras y líneas de interconexión entre los ramos y/o alimentadores de los sistemas primarios de distribución, en el mismo proceso de optimización, teniendo como objetivo encontrar un punto de satisfacción entre costos de energía no entregada y costos de inversión, lo cual considera una única función objetivo, pues, atribuye pesos a los dos objetivos, y así soluciona a través del algoritmo genético.

Por tratarse de un problema de optimización multiobjetivo con objetivos conflictivos, no existe una única solución que sea óptima simultáneamente para todos los objetivos. En este caso, se intenta encontrar soluciones que tienen buenos compromisos (*trade-off*) entre sus objetivos en lugar de una única solución óptima global, como en el caso de la optimización mono-objetivo [20].

Este trabajo presenta la adaptación del modelo matemático de ubicación de llaves seccionadoras y ramales de interconexión [18], [19] para que la minimización de los costos de energía no entregada, y la minimización de los costos de inversión, obtenga así un conjunto de puntos factibles, que representa una curva de *trade-off* entre los objetivos denominado *conjunto eficiente* o *Pareto-óptimo*, así, todos los valores de la función objetivo que forman parte de esta frontera son soluciones atractivas para el problema multiobjetivo sobre análisis, y depende del tomador de decisiones escoger adoptar la más adecuada para solucionar el problema.

Para garantizar la calidad del servicio y la operación del sistema fueron consideradas las siguientes restricciones: límites máximos para los indicadores de continuidad DEC y FEC; niveles máximo y mínimo de tensión y corriente del sistema.

En la solución del modelo fue utilizado el algoritmo genético multiobjetivo NSGA II [21], [22] y un sistema de prueba de 33 nodos.

## II. MODELO MATEMÁTICO

El trabajo de [18], [19] desarrollo un modelo matemático de optimización que propone ubicar llaves seccionadoras y la construcción de ramales de interconexión, buscando la mejoría de la confiabilidad del sistema y la minimización de los costos de inversión [23].

El indicador elegido para evaluar la confiabilidad del servicio de suministro de energía al consumidor es el índice de energía no entregada (*Energy not supplied* - ENS). Este indicador evalúa la confiabilidad al calcular valores para el costo de la energía no entregada a los consumidores debido a las faltas ocurridas en el sistema [24] - [26].

En los trabajos [18], [19], el primer objetivo para el modelo es encontrar una configuración de llaves seccionadoras y ramales de interconexión a un bajo costo de ENS y el segundo objetivo es minimizar los costos de inversión en la adquisición e instalación de llaves seccionadoras, y en la construcción de los ramales de interconexión. Pero se utilizaron factores de ponderación  $\beta_1$  e  $\beta_2$  que ponderan el primer y segundo objetivo respectivamente [5], con la intención de encontrar soluciones que equilibren ambos objetivos conflictivos. Siendo así, la función objetivo (1) del modelo matemático propuesto en [18], [19] y formulada matemáticamente como:

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

En la función objetivo (1) la variable  $x_i$  define la ubicación de llaves seccionadoras en el ramal  $i$  del sistema. Luego, la variable binaria  $y_j$  es utilizada para definir la construcción de nuevos ramales de interconexión entre los circuitos y/o alimentadores del sistema.

$$\begin{aligned} x_i &= \begin{cases} 1, & \text{si ubica una llave en el ramal } i \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad \forall i \in \Omega_E \\ y_j &= \begin{cases} 1, & \text{construir una interconexión} \\ & \text{en el ramal } j \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad \forall j \in \Omega_N \end{aligned}$$

Tal que:

$\Omega_E$  Conjunto de los ramales existentes en el sistema;  
 $\Omega_N$  Conjunto de ramales candidatos.

En la función objetivo (1) la primera parte de la función hace referencia al costo de energía no entregada del consumidor. Las variables y los parámetros contenidos en esta partición del modelo son:

$C_e$  Costo de energía (US\$);  
 $n(E)$  Número de ramales del sistema;  
 $n(M)_i$  Número de nodos pertenecientes a la región  $i$ ;  
 $L_{a,m,i}$  Carga instalada en el nodo  $m$  que pertenece a la región  $i$  (KVA);  
 $n(K)_i$  Número de ramales de la sección  $i$ ;  
 $U_{k,i}$  Indisponibilidad del ramal  $k$  perteneciente a la sección  $i$ .

La energía no entregada debido a una falla en la red es la suma de las cargas de todos los nodos pertenecientes a la región en la cual la sección defectuosa está inserida.

Las siguientes definiciones son utilizadas:

- Región: es definida por toda el área afectada por la abertura de un ramal con llave seccionadora.
- Sección: es definida por el intervalo entre dos llaves seccionadoras.

La segunda parte de la función objetivo (1) hace referencia a costos de inversión en la ubicación de llaves seccionadoras y en la construcción de ramales de interconexión. Las variables de esta parte del modelo son:

$C_s$  Costo de una llave seccionadora (US\$);  
 $C_L$  Costo para la construcción de una línea de interconexión (US\$/km);  
 $l_L$  Longitud de la línea a ser construida (km);  
 $n(N)$  Número de posibles locales para nuevas líneas.

Con la intención de atender mejor las necesidades de las empresas distribuidoras, en este trabajo fueron realizadas dos adaptaciones en la función objetivo:

- *Factores de peso*: Extinción de los factores de peso  $\beta_1$  e  $\beta_2$  que ponderaban los objetivos, transformando la función objetivo (1) en dos funciones objetivos (2) e (3), las cuales fueron minimizadas simultáneamente sin que ninguna función tenga prioridad sobre la otra, obteniendo un conjunto de soluciones con buen compromiso entre las funciones objetivos, dejando para el decisor elegir cuál es la más adecuada a sus necesidades.

- *Dispositivos de Protección*: consideración de la existencia de dispositivos de protección ya ubicados en el sistema, pues, según las definiciones de [18], [19] fueron consideradas solamente las regiones y secciones formadas por las llaves seccionadoras, porque ante la ocurrencia de una, quién actuará es el dispositivo de protección más próximo aguas arriba del punto da falla,

sufriendo falta de energía todos los ramales aguas abajo del dispositivo de protección [27], siendo así, al utilizar solamente las definiciones de región y sección citadas anteriormente, no fue contabilizada la energía no entregada en los ramales de la sub-región formada entre la llave y el dispositivo de protección aguas arriba más próximo, lo que influenciará en el cálculo de la energía no entregada y de los índices de continuidad DEC e FEC.

Por lo tanto, la adaptación realizada al modelo, en este estudio, es formulada matemáticamente como:

*Minimize*

$$G = \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_e \times \left[ \left( \sum_{p=1}^{n(P)_i} L_{a,p,i} \right) \times \left( \sum_{q=1}^{n(Q)_i} U_{q,i} \right) + \left( \sum_{r=1}^{n(R)_i} L_{a,r,i} \right) \times \left( \sum_{t=1}^{n(Q)_i} U_{t,i} \right) \right] \quad (2)$$

$$H = \left[ \sum_{i=1}^{n(E)} x_i C_s \right] + \left[ \sum_{j=1}^{n(N)} y_j (C_s + C_L l_L) \right] \quad (3)$$

*sujeto a:*

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[ \left( \sum_{p=1}^{n(P)_i} C_{c,p,i} \right) \times \left( \sum_{q=1}^{n(Q)_i} U_{q,i} \right) \right]}{NC} + \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[ \left( \sum_{r=1}^{n(R)_i} C_{c,r,i} \right) \times \left( \sum_{t=1}^{n(Q)_i} U_{t,i} \right) \right]}{NC} < DEC_{max} \quad (4)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[ \left( \sum_{p=1}^{n(P)_i} C_{c,p,i} \right) \times \left( \sum_{q=1}^{n(Q)_i} \lambda_{q,i} \right) \right]}{NC} + \frac{\sum_{i=1}^{n(E)} x_i \times \left[ \left( \sum_{r=1}^{n(R)_i} C_{c,r,i} \right) \times \left( \sum_{q=1}^{n(Q)_i} \lambda_{q,i} \right) \right]}{NC} < FEC_{max} \quad (5)$$

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} \quad (6)$$

$$I \leq I^{max} \quad (7)$$

$$x_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_E \quad (8)$$

$$y_j \in \{0,1\} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (9)$$

La función objetivo (2) se refiere al costo de la energía no entregada al consumidor. Las variables y los parámetros alterados, en relación a la primera parte de la función objetivo (1), son:

$n(P)_i$  Número de nodos pertenecientes a la sub-región aguas abajo  $i$ ;

$L_{a,p,i}$  Carga instalada al nodo  $p$  perteneciente a la sub-región aguas abajo  $i$  (KVA);

$n(Q)_i$  Número de ramales de la sub-región aguas abajo  $i$ ;

- $U_{q,i}$  Indisponibilidad de reparo del ramal  $q$  perteneciente a la sección  $i$ .
- $n(R)_i$  Número de nodos pertenecientes a la sub-región aguas arriba  $i$ ;
- $L_{a,r,i}$  Carga instalada en el nodo  $r$  que pertenece a la sub-región aguas arriba  $i$  (KVA);
- $U_{t,i}$  Indisponibilidad del seccionador del ramal  $q$  que pertenece a la sección  $i$ .

En este estudio las definiciones para región, sección e sub-regiones son (Fig.1):

- Región: es definida por toda el área aguas abajo del ramal que contenga un dispositivo de protección ubicado;
- Sección: es definida por el intervalo entre dos llaves seccionadoras o entre un dispositivo de protección y una chave;
- Sub-región aguas abajo: es definida por toda el área aguas abajo del ramal que contenga una llave seccionadora. Área que quedara sin energía durante el tiempo necesario para realizar el reparo y restablecer el sistema.
- Sub-región aguas arriba: es definida por toda el área aguas arriba del ramal que contenga una llave seccionadora hasta el próximo dispositivo de protección. Área que quedara sin energía durante o tiempo necesario para realizar el llaveamiento e aislar la sección defectuosa.

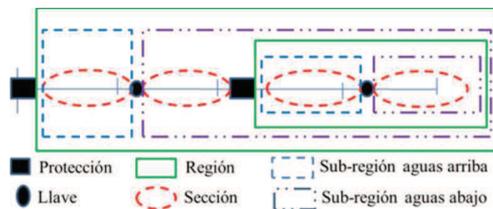


Fig. 1. Alimentador de distribución dividido en regiones, sub-regiones y secciones

La indisponibilidad de un sistema  $U_s$  es calculada por el producto entre la tasa de falla del sistema  $\lambda_s$  y el tiempo de reparo  $r_s$

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (10)$$

Para este trabajo las tasas de falla y los tiempos de reparo de un sistema de distribución son basados en el punto de vista de la confiabilidad, en que un conjunto de componentes puede presentarse con una configuración en serie o paralelo.

En un sistema de distribución los componentes están interconectados en serie, y para que uno funcione, todos deben estar funcionando simultáneamente [25].

La tasa de falla y el tiempo medio de reparo para un sistema  $s$  con  $f$  componentes en serie, es expresado por:

$$\lambda_s = \sum_{f=1}^{N(S)} \lambda_f r_s = \frac{\sum_{f=1}^{N(S)} \lambda_f r_f}{\lambda_s} \quad (11)$$

Tal que:

- $N(S)$  Cantidad total de componentes en el Sistema  $s$ ;
- $\lambda_s$  Tasa de falla del sistema  $s$ ;
- $\lambda_f$  Tasa de falla del componente  $f$ ;
- $r_s$  Tiempo medio de reparo para el sistema  $s$ ;
- $r_f$  Tiempo de reparo del componente  $f$ .

Con la inclusión de los dispositivos de protección se trabajó con dos clasificaciones de tiempo, las cuales se denominan:

- Tiempo de reparo: Tiempo necesario para realizar el reparo y restablecer el sistema, utilizado en el cálculo de la indisponibilidad de reparo  $U_{q,i}$ .
- Tiempo de llaveamiento: Tempo necesario para realizar el llaveamiento y aislar la sección con defecto, utilizado en el cálculo de indisponibilidad de llaveamiento  $U_{t,i}$ .

La función objetivo (3) se refiere al costo do inversión de la ubicación y adquisición de las llaves seccionadoras y se mantienen las mismas variables y parámetros en relación a la segunda parte de la función objetivo (1).

Las restricciones DEC (2) e FEC (3) para este modelo son los límites para los indicadores. En estas restricciones se tiene que:

- $C_{c,p,i}$  Número de consumidores atendidos por el nodo  $p$  que pertenecen a sub-región aguas abajo  $i$ ;
- $C_{c,r,i}$  Número de consumidores atendidos por el nodo  $r$  que pertenecen a la sub-región aguas arriba  $i$ ;
- $\lambda_{q,i}$  Tasa de falla del ramal  $q$  perteneciente a sección  $i$ ;
- NC Número total de consumidores del sistema;
- $DEC_{max}$  Límite de DEC definido;
- $FEC_{max}$  Límite de FEC definido.

Los límites para los indicadores de continuidad son variables para cada sistema.

Los niveles de tensión (4) e corriente (5) del sistema son establecidos con la finalidad de garantizar el funcionamiento del sistema dentro de los límites técnicos. En estas restricciones se tiene que:

- $V$  Tensión (p. u.);
- $V^{max}$  Tensión máxima permitida (p. u.)
- $V^{min}$  Tensión mínima permitida (p. u.)
- $I$  Corriente (p. u.);
- $I^{max}$  Corriente máxima permitida (p. u.);

Las restricciones (5) e (6) garantizan que las variables  $x_i$  e  $y_j$  sean binarias.

### III. ALGORITMO DE SOLUCIÓN

El NSGA II (del inglés, Non dominated Sorting Genetic Algorithm II) propuesto por [14], [15] fue el algoritmo utilizado para solucionar el modelo de ubicación de llaves seccionadoras y ramales de interconexión. Es un algoritmo Genético (AG) multi-objetivo que clasifica las soluciones según el concepto de dominancia de Pareto. El mismo mantiene las características de los AGs como la estructura poblacional, selección, cruzamiento y mutación, al final del proceso de optimización se obtiene un conjunto de soluciones no dominadas a ser sometidas al tomador de decisión que elegirá la que mejor se encuadre a las necesidades de la empresa[28].

Los principales mecanismos introducidos en el algoritmo NSGA-II son:

- El elitismo: en el proceso de búsqueda las mejores soluciones son preservadas, que garantiza la preservación de buenas soluciones.

- El procedimiento *Fast Non dominated Sorting* (FNS): que es un proceso de ordenamiento rápido por no dominancia, en que la población es clasificada en diferentes niveles (fronteras) según la dominancia de Pareto. Así, cada individuo recibe un *fitness* conforme a la frontera que están ( $F_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$ ), por ejemplo a los individuos de la primera frontera es dado un valor de *fitness* igual a 1 y a los individuos de la segunda frontera es atribuido un valor de *fitness* igual a 2, y así sucesivamente, siendo que cuanto menor el *fitness* mejor su clasificación, pues la primera frontera definida es no-dominada y la segunda frontera solamente es dominada por los individuos de la primera frontera, y así sucesivamente.

- El procedimiento *Crowding Distance Assignment* (CDA): o distancia de aglomeración que es una medida de cuan próximo está un individuo de sus vecinos. dentro de cada frontera sus individuos son ranqueados según la distancia de aglomeración y cuanto mayor su distancia de aglomeración, mejor será la posición del individuo en el ranking, esto para preservar la diversidad de la población.

El diagrama de flujo de la Fig. 2 ilustra cómo se realiza el procedimiento general del NSGA-II.

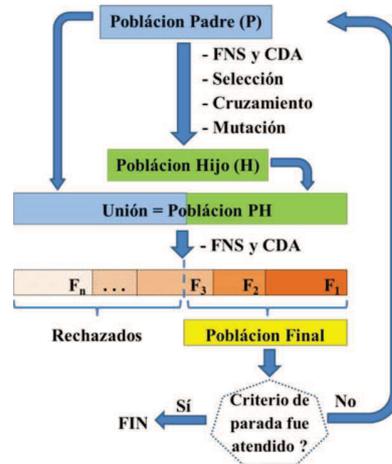


Fig. 2. Procedimiento general del NSGA-II

### IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El sistema utilizado como prueba contiene 33 nodos y 32 ramales, siendo los datos de los nodos y de los ramales encontrados en [19], [29], [30]. Se considera inicialmente que no existen ramales de interconexión en el sistema, siendo propuestos 6 locales para posibles construcciones de estos ramales. Esos locales son escogidos conforme a las mayores demandas del sistema. Siendo así, los 6 posibles ramales están entre los nodos 21 – 8, 9 – 15, 5 – 24, 29 – 25, 11 – 30, 13 – 32. Para estos ramales serán utilizados valores similares para la resistencia y reactancia. La longitud será unitaria y como estos ramales son nuevos es razonable considerar que las tasas de falla y el tiempo de reparo tendrán valores bajos (Fig. 3).

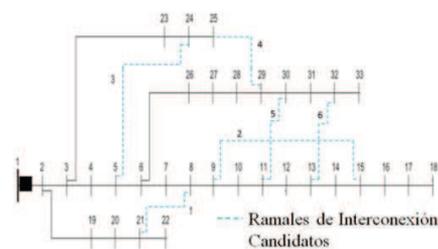


Fig. 3. Sistema de 33 nodos

Para el cálculo del costo de la energía no entregada se atribuye un valor de U\$ 0.17 por (Kw/h), ya para los costos de inversión fueron utilizados U\$ 1,370.00 para cada una de las claves seccionadoras y U\$ 2,000.00 para la construcción de un ramal de interconexión por kilómetro [31]. Para cada ramal a ser construido, el tipo de conductor está inserido en los costos totales para la construcción de un kilómetro. Estos valores deben de ser adecuados para cada sistema dependiendo de sus características.

Como los valores de los costos de las llaves y de la construcción de las líneas son totales, y los costos de ENS son anuales, es necesario utilizar un factor de anualización. Para esto fue considerado un horizonte de 30 años y una tasa de interés de 10 %.

Los límites para los indicadores de continuidad fueron estipulados conforme a las normas brasileras para una ciudad media de 7 para el DEC y 8 para el FEC.

Para las restricciones de la tensión los límites considerados fueron: un mínimo de 0.90 p.u. y un máximo de 1.10 p.u. [1], y para el límite de corriente fue la capacidad de los conductores [30]. El cálculo de estas restricciones fue a través de un algoritmo de flujo de potencia trifásico presentado en [32]. El gráfico mostrado en la Fig. 4, es el conjunto de soluciones no dominadas entre el costo de la inversión y el costo de ENS obtenidos por el algoritmo de solución NSGA-II.

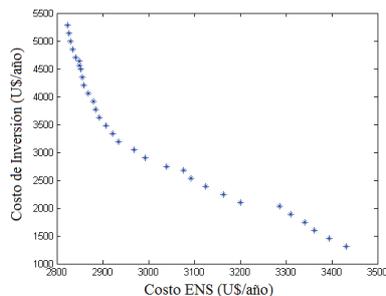


Fig. 4. Conjunto de soluciones no dominadas

Cuatro soluciones fueron seleccionadas para analizar los resultados que se presentan en la tabla I:

Caso 1: El sistema original. Se observa que la característica de este sistema son las tasas de fallas pequeñas, ya que el valor del FEC es menor que el DEC.

Caso 2: Corresponde a la solución del extremo superior de la frontera (ENS menor costo y mayor costo de inversión), que señaló la construcción de tres ramales de interconexión entre los nodos 9-15, 5-24 e 13-32 y ubicación 26 llaves entre casi todos los nodos, excepto entre 3 - 4, 7 - 08, 09 - 10, 11 - 12 y 26 - 27.

Caso 3: Corresponde a una solución de la región central de la frontera, que señaló la construcción de dos ramales de interconexión entre los nodos de 5-24 e 13-32 y ubicación 17 teclas entre los nodos 2-3, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 12-13, 14-15, 2-19, 20-21, 23-24, 24-25, 6-26, 29-30, 30-31, 31-32 y 32-33.

Caso 4: la solución se corresponde con el extremo inferior de la frontera (ENS mayor costo y menor costo de inversión) no apuntando a la construcción de los ramales de interconexión y ubicación 10 llaves entre los nodos 4 - 5 6 - 7, 14 - 15, 2-19, 20-21, 3 - 23, 6 - 26, 30 - 31 y 32 - 33.

TABLA I

Caso	Nº Llaves	Nº Ramales	CENS (US/año)	Cinv (US/año)	DEC	FEC
1	0	0	9,662,71*	0	15.3	6
2	26	3	2,824.04	5,286.98	4.74	5.90
3	17	2	2,906.78	3,476.21	4.82	5.89
4	9	0	3,431.49	1,307.95	5.10	5.99

\* sin calcular multas por violar límites de confiabilidad.

De lo expuesto se deduce que la ubicación de llaves seccionadoras no causa una mejora en FEC tan significativo como se puede ver en el DEC, con tales resultados predecibles desde las llaves seccionadoras y ramales de interconexión operan después de la actuación del dispositivo de protección aguas arriba más próximo, no reduciendo el número de fallos. A su vez, el DEC está relacionado con el tiempo en que un grupo de unidades de consumo se encuentran sin energía eléctrica y el funcionamiento de las llaves seccionadoras o la reconfiguración de la red por los ramales de interconexión tienen un impacto directo en la reducción de este tiempo, que permitirá el aislamiento de la falla y la restauración de la fuente de alimentación a los consumidores aguas arriba de las llaves seccionadoras.

Otra abstracción importante de los resultados que se presentan es la ratificación de la relación inversa entre el costo de la inversión y de la ENS.

## V. COMENTARIOS FINALES

Este trabajo presentó una adaptación, y posterior solución, de un modelo matemático de optimización, que selecciona locales para ubicación de llaves seccionadoras y ramales de interconexión entre los ramales y/o alimentadores de los sistemas de distribución.

La resolución del problema, por medio del algoritmo genético multi-objetivo NSGA-II, se mostró eficiente, atendiendo el objetivo de la investigación de obtener un conjunto de soluciones no dominadas, o sea, con buen compromiso entre los costos de energía no entregada y los costos de inversión en el sistema, además respetan las restricciones impuestas, quedando a criterio de quién toma las decisiones, la elección de la solución más adecuada a las necesidades de la empresa distribuidora.

Debido a los cambios hechos en la formulación matemática, del problema, así como en la forma de calcular el ENS, no es posible hacer una comparación directa con otros trabajos ni llegar a conclusiones referentes a mejoras en los tiempos de procesamiento, sin embargo, se puede afirmar que los valores obtenidos representan de una forma más real los costos del problema que la formulación anterior presentada en [18].

Una propuesta de trabajo futuro es la inclusión de la ubicación de los dispositivos de protección en el modelo presentado, ya que estos dispositivos representan una mejora más significativa de los índices de confiabilidad.

#### 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] L. G. W. Silva, R. A. F. Pereira and J. R. S. Mantovani, “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] A. J. Benavides, “Service restoration and switch allocation in power distribution networks: bounds and algorithms,” Master’s thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Instituto de Informática, Porto Alegre, RS – Brasil, 2010.
- [4] R. Billinton and S. Jonnavithula, “Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, n. 3, p. 1646-1651, 1996.
- [5] J. B. Leite, W. P. M. Neto and J. R. S. Mantovani, “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.
- [6] P. Wang and R. Billinton, “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] G. Levitin, S. Mazal-Tov and D. Elmakis, “Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm”. *Electric Power Systems Research*, v. 31, p. 97-102, 1994.
- [8] G. Levitin, S. Mazal-Tov and D. Elmakis, “Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply”. *Electric Power Systems Research*, v. 35, p. 149-155, 1995.
- [9] J. Sousa, “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.
- [10] B. R. Benito, L. G. W. Silva, e J. R. S. Mantovani, “Metaheurística GRASP Dedicada à Solução do Problema de Alocação e Realocação de Chaves de Manobra em Alimentadores Radiais de Distribuição de Energia Elétrica,” *XVII Congresso Brasileiro de Automática*. Anais...João Pessoa – PB, 2008.
- [11] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, “Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, Aug. 1992.
- [12] V. Miranda, J. V. Ranito, and L. M. Proença, “Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 1927–1933, Nov. 1994.
- [13] Y. Fukuyama and H.-D. Chiang, “A parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems,” in *Proc. 1995 IEEE Int. Conf. Fuzzy Systems*, vol. 1, pp. 275–282.
- [14] J. Z. Zhu, “Optimal reconfiguration of distribution network using the refined genetic algorithm,” *ELSEVIER Elect. Power Syst. Res.* 62, pp. 37–42, 2002.
- [15] Y.-Y. Hong and S.-Y. Ho, “Determination of network configuration considering multiobjective in distribution systems using genetic algorithms,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1062–1069, May 2005.
- [16] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire, O. Devaux, W. Bienia, and N. Hadjsaid, “Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory,” *IEEE Trans Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 186–195, Feb. 2008.
- [17] H. D. de Macêdo Braz and B. Alencar de Souza, “Distribution network reconfiguration using genetic algorithms with sequential encoding: Subtractive and additive approaches,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 582–593, May 2011.
- [18] K. Pereira, L. A. Gallego e E. M. C. Franco, “Modelo Matemático para a Alocação de Chaves Seccionadoras e Ramais de Interconexões em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica” SBSE -2014
- [19] K. P. Conceição, “Modelo Matemático de Otimização para a Alocação de Chaves Seccionadoras e Ramais de Interconexões em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica” Dissertação de Mestrado - Unioeste– 2014
- [20] E. A. Amorim, “Fluxo de Potência Ótimo em Sistemas Multimercados Através de um Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo,” Tese (doutorado em Engenharia Elétrica.) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira-SP, 2006.
- [21] K. Deb, S. Agrawal, Pratap, A. Pratap and T. Meyarivan, “A fast elitist nondominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II,” *In Parallel Problem Solving from Nature PPSN VI*, pages 849–858. Springer, 2000.
- [22] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal and T. Meyarivan, “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II,” *IEEE transaction on Evolutionary Computation*, 6 (2), 182-197. 2002
- [23] H. Falaghi, M. Haghifam and C. Singh, “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.
- [24] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems” 2<sup>nd</sup> ed. Plenum Press, New York, 1996.
- [25] J. Teng and C. Lu, “Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 1, p. 254-259, 2002.
- [26] J. Teng and Y. Liu, “A novel ACS-based optimum switch relocation method”. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, p. 113-120, 2003.
- [27] L. G. W. Silva, “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.
- [28] R. S. Maciel, “Otimização Multiobjetivo na Análise da Integração de Geração Distribuída às Redes de Distribuição,” Tese (Doutorado), Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira-SP, 2012.
- [29] S. K. Goswani and S. K. Basu, “A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.7, No.3, 1992.
- [30] V. V. Thang, D. Q. Thong and B. Q. Khanh, "A New Model Applied to the Planning of Distribution Systems for Competitive Electricity Markets", The Fourth International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) 201 I, Weihai, Shandong, China, 6-9 July, 2011.
- [31] J. Sousa, “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, 2013.
- [32] A. Paldilha-Feltrin and L. A. Gallego, “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.