

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

FERNANDO APARECIDO CARVALHO

**OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE
EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONSIDERANDO ASPECTOS TÉCNICOS E AMBIENTAIS**

Goiânia

2015

FERNANDO APARECIDO CARVALHO

**OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE EMPREENDIMENTOS
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO ASPECTOS
TÉCNICOS E AMBIENTAIS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, da Universidade Federal de Goiás, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: GELSON ANTÔNIO A. BRIGATTO, Dr.

COORIENTADOR: ANTÔNIO CÉSAR BALEEIRO ALVES, Dr.

Goiânia, Brasil

2015

Ficha catalográfica elaborada automaticamente
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob orientação do Sibi/UFG.

Aparecido Carvalho, Fernando
OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE EMPREENDIMENTOS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO ASPECTOS TÉCNICOS E
AMBIENTAIS [manuscrito] / Fernando Aparecido Carvalho. - 2015.
xcv, 95 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto; co-orientador
Dr. Antônio César Baleeiro Alves.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de
Engenharia Elétrica (EEEC) , Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2015.
Bibliografia. Anexos.

1. Algoritmos Genéticos. 2. Geração Distribuída. 3. Modelo
Multiobjetivo. 4. Fronteira de Pareto. I. Antônio Andrêa Brigatto,
Gelson, orient. II. César Baleeiro Alves, Antônio, co-orient. III. Título.



FOLHA DE APROVAÇÃO

Otimização da Produção Diária de Empreendimentos de Geração Distribuída Considerando Aspectos Técnicos e Ambientais

FERNANDO APARECIDO CARVALHO

Dissertação defendida e aprovada pela banca examinadora constituída por:

Gelson Antônio Andréa Brigatto
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Orientador

Luís Gustavo Wesz da Silva
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Campus Goiânia

Lina Paola Garces Negrete (EMC-UFG)
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás

Goiânia, 30 de Outubro de 2015

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR AS TESES E DISSERTAÇÕES ELETRÔNICAS (TEDE) NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico: **Dissertação** **Tese**

2. Identificação da Tese ou Dissertação

Autor (a):	Fernando Aparecido Carvalho		
E-mail:	feapca@gmail.com		
Seu e-mail pode ser disponibilizado na página?	<input checked="" type="checkbox"/> Sim	<input type="checkbox"/> Não	
Vínculo empregatício do autor	Saneamento de Goiás S.A.		
Agência de fomento:		Sigla:	CNPq
País:	Brasil	UF:	Goiás
		CNPJ:	01.616.929/0001-02
Título:	Otimização Da Produção Diária De Empreendimentos De Geração Distribuída Considerando Aspectos Técnicos E Ambientais		
Palavras-chave:	Algoritmos Genéticos, Geração Distribuída, Modelo Multiobjetivo, Fronteira de Pareto		
Título em outra língua:	Production Optimization Daily Generation Projects Distributed Whereas Technical And Environmental Aspects		
Palavras-chave em outra língua:	Distributed Generation, Genetic Algorithm, Multiobjective Modeling, Pareto Frontier		
Área de concentração:	Engenharia Elétrica		
Data defesa: (dd/mm/aaaa)	30/10/2015		
Programa de Pós-Graduação:	Em Engenharia Elétrica E De Computação		
Orientador (a):	Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto		
E-mail:	gelson@emc.ufg.br		
Co-orientador (a):*	Prof. Dr. Antônio César Baleeiro Alves		
E-mail:	baleeiro@emc.ufg.br		

*Necessita do CPF quando não constar no SisPG

3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO¹

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF ou DOC da tese ou dissertação.

O sistema da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações garante aos autores, que os arquivos contendo eletronicamente as teses e ou dissertações, antes de sua disponibilização, receberão procedimentos de segurança, criptografia (para não permitir cópia e extração de conteúdo, permitindo apenas impressão fraca) usando o padrão do Acrobat.

Fernando A. Carvalho

Assinatura do (a) autor (a)

Data: 31 / 10 / 15

¹ Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente a Deus pela oportunidade, aos meus pais e meus amigos da Escola de Engenharia pelo apoio, aos meus orientadores e professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação pela paciência em todos os momentos difíceis.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da EMC/UFG, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEEC/EMC/UFG pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

À Companhia de Saneamento de Goiás SA, da qual faço parte do quadro de pessoal e proporcionou total apoio na realização deste trabalho.

Ao CNPq pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

Por sua característica modular, um empreendimento de Geração Distribuída pode constituir-se de diversas unidades geradoras, o que representa uma alternativa para melhor adequar oferta e demanda. Este trabalho apresenta uma modelagem multiobjetivo para otimizar o número de unidades geradoras provenientes de geradores distribuídos, considerando a minimização de perdas elétricas na rede e também emissões de CO₂ dos geradores distribuídos, considerando fontes primárias renováveis e não renováveis, bem como, restrições de penetração e quantidades máximas de unidades de geração. O processo de solução do modelo de otimização emprega Algoritmos Genéticos e o Método da Ponderação dos Objetivos para obtenção de um conjunto de soluções Pareto-ótimas. Estudos de casos com redes elétricas representativas são apresentados para testes, análises e validação da metodologia proposta.

Palavras-chaves: Algoritmos Genéticos, Geração Distribuída, Modelo Multiobjetivo, Fronteira de Pareto.

ABSTRACT

By its modular feature a Distributed Generation project can be up to several generating units, which represents an alternative to better match supply and demand. This paper presents a multi-objective modeling to optimize the number of generating units from distributed generators considering minimizing electrical losses on the network and also CO₂ emissions of distributed generators, considering renewable primary and non-renewable sources, as well as penetration of restrictions and maximum quantities generation units. The optimization model solution process employs genetic algorithms and weighting of the objectives of the method for obtaining a set of Pareto optimal solutions. Case studies with representative grids are presented for testing, analysis and validation of the proposed methodology.

Keywords: Distributed Generation, Genetic Algorithm, Multiobjective Modeling, Pareto Frontier.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Justificativas	1
1.3 Objetivos	3
1.4 Organização do Trabalho	3
CAPÍTULO 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	5
2.1 Introdução.....	5
2.2 Conceito De Geração Distribuída	6
2.3 Vantagens da Geração Distribuída.....	8
2.4 Desvantagens da Geração Distribuída.....	9
2.5 Aspectos Econômicos	12
2.6 Aspectos Ambientais.....	14
2.6.1 Fontes de Energia Renováveis e Não Renováveis	15
2.6.2 Emissão de Gases Nocivos por Empreendimentos GD	15
2.7 Aspectos Institucionais e Regulatórios	16
2.8 Revisão de Alguns Trabalhos no Tema.....	18
CAPÍTULO 3 BASE TEÓRICA	21
3.1 Análise do Fluxo de Potência de Distribuição	21
3.1.1 Abordagem Linear do Fluxo de Carga.....	22
3.1.2 Abordagem Não Linear do Fluxo de Carga	23
3.2 Fluxo de Potência pelo Método da Soma das Potências (MSP)	23
3.2.1 Subsistema 1- Determinação do Estado da Rede	24
3.2.2 Subsistema 2- Determinação dos Fluxos, Perdas e Injeções.....	27

3.3 Representação PU	27
3.4 Otimização Multiobjetivo	28
3.5 Dominância de Pareto	29
3.6 Métodos de Solução de Problemas de Otimização Multiobjetivo	30
3.7 Fator de Emissão de CO ₂	32
3.8 Algoritmo Genético.....	33
3.8.1 Introdução.....	33
3.8.2 Algoritmo Genético (AG)	33
3.8.3 Estrutura dos AGs	34
3.8.3.1 Representação Cromossomial	35
3.8.3.2 Função de Avaliação	37
3.8.3.3 Seleção de Pais	37
3.8.3.4 Operador de Recombinação e Mutação	38
3.8.3.5 Módulo da População.....	39
CAPÍTULO 4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO	40
4.1 MODELAGEM MATEMÁTICA.....	40
4.1.1 POTÊNCIA ATIVA INJETADA NA REDE PELO GERADOR DISTRIBUÍDO.....	41
4.1.2 OBJETIVO N° 1: PERDAS DE ENERGIA ATIVA	42
4.1.3 OBJETIVO N° 2: EMISSÕES EQUIVALENTES DE CO ₂	43
4.1.4 MODELO MATEMÁTICO COMPLETO.....	44
4.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO	46
4.3 PATAMARES DE CARGA	50
CAPÍTULO 5 RESULTADOS E ANÁLISES	52
5.1 INTRODUÇÃO.....	52
5.2 TESTE 1: REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 34 BARRAS E 33 RAMOS.....	53
5.3 TESTE 2: REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 70 BARRAS E 69 RAMOS.....	56
5.4 TESTE 3: REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 192 BARRAS E 191 RAMOS.....	59

CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES	62
REFERÊNCIAS.....	63
APÊNDICE A- DADOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	69
A.1 DADOS DO SISTEMA DE 34 BARRAS	69
A.2 DADOS DO SISTEMA DE 70 BARRAS	71
A.3 DADOS DO SISTEMA DE 192 BARRAS	72
ANEXO A – XII CEEL (2015) - METODOLOGIA DE DESPACHO ÓTIMO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO QUESTÕES TÉCNICAS E AMBIENTAIS	76

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1: Custos de produção de energia elétrica no Brasil.....	14
Figura 3.1: Topologia radial	21
Figura 3.2: Rede com carga modelada por impedância constante.....	22
Figura 3.3: Rede com carga modelada por potência constante.....	23
Figura 3.4: Ramo genérico $k-m$	25
Figura 3.5: Relações de dominância do espaço objetivo em relação a um ponto.....	29
Figura 3.6: Aspectos das Fronteiras de Pareto.....	30
Figura 3.7: Estrutura de um GA.....	35
Figura 3.8: Representação cromossomial e crossover de um ponto	36
Figura 5.1: Sistema teste de 34 barras e barras com presença de GD	54
Figura 5.2: Comparação entre conjunto de soluções não-dominadas obtidas por busca exaustiva e pelo algoritmo de solução aplicado.	55
Figura 5.3: Sistema teste de 70 barras e barras com presença de GD	57
Figura 5.4: Comparação entre conjunto de soluções não-dominadas obtidas por busca exaustiva e pelo algoritmo de solução aplicado	58
Figura 5.5: Sistema teste de 192 barras	59
Figura 5.6: Conjunto de soluções não-dominadas obtidas pelo algoritmo de solução	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Capacidade típica de geradores em tecnologias utilizadas para Geração Distribuída	9
Tabela 2.2: Comparação de custos de instalação de fontes para a GD.....	13
Tabela 2.3: Custo da produção elétrica (¢€/kWh)	14
Tabela 3.1: Fatores de Emissão de CO ₂ equivalente	32
Tabela 3.2: Espaço de busca e um individuo exemplo	36
Tabela 4.1: Intervalos dos patamares de carga	50
Tabela 5.1: Fatores multiplicadores da demanda nominal adotados para modelar os patamares de carga de tipos de cargas tipificadas	53
Tabela 5.2: Patamar de carga do sistema de 34 barras	54
Tabela 5.3: Soluções de fronteira para o sistema teste 1	55
Tabela 5.4: Patamar de carga do sistema de 70 barras	56
Tabela 5.5: Soluções de fronteira para o sistema teste 2	58
Tabela 5.6: Patamar de carga do sistema de 192 barras	59
Tabela 5.7: Soluções de fronteira para o sistema teste 3	61

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CELG – Companhia Energética de Goiás

CIGRÉ - *Conseil Internationale des Grands Réseaux Électriques*

CO₂ – Dióxido de Carbono

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FE – Fator de Emissão

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FOP – Fluxo de Potência Ótimo

GD – Geração Distribuída

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética

MSI – Método da Soma das Correntes

MSP – Método da Soma das Potências

ONS – Operador Nacional do Sistema

PL – Programação Linear

PNL – Programação Não-Linear

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

WWF-Brasil – *World Wildlife Fund-Brasil*

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo apresentar um método de otimização da produção diária de empreendimentos de Geração Distribuída considerando aspectos técnicos e ambientais. Este capítulo visa à contextualização e justificativa do modelo proposto, de forma a elucidar seus objetivos e métodos. Complementarmente, a organização deste trabalho também é apresentada.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Nas modernas sociedades industriais, a crescente demanda por energia elétrica resulta também no aumento dos problemas de infraestrutura do setor. Dentre esses problemas está a dificuldade do aumento da oferta de geração de energia elétrica, sendo a política de diversificação da matriz energética uma importante contribuição para a sua mitigação.

O sistema elétrico brasileiro consiste, na atualidade, em grande parte de sistemas de Geração Centralizada, em que a energia elétrica é produzida por empreendimentos de grande escala, que apresentam vantagem como propiciar custo marginal baixo e, conseqüentemente, energia mais barata. Entretanto, os sistemas de geração centralizada apresentam perdas de energia elevadas, visto que estes empreendimentos geralmente situam-se distante dos centros de carga, além de existir a dificuldade para construção de novos e grandes empreendimentos de geração com entraves ambientais e econômicos por requerem investimentos elevados, fortes impactos ambientais, deslocamento de populações ribeirinhas etc.

A chamada Geração Distribuída (GD), que foi normatizada em 2003 (*IEEE 1547*), consiste em um novo paradigma para a expansão da oferta e tende, cada vez mais, a se tornar um componente importante para a realidade do setor elétrico brasileiro. Além disso, com os avanços da tecnologia de geração em pequena escala, a Geração Distribuída torna-se uma opção para a equalização da expansão da oferta com o crescimento da demanda.

1.2 JUSTIFICATIVAS

Durante a pesquisa bibliográfica realizada no desenvolvimento deste trabalho, foram pesquisadas diversas publicações envolvendo o tema Geração Distribuída e que abordam o problema conhecido como *sizing and siting*, que consiste basicamente em alocar GD's tal que

o local de inserção e a capacidade máxima de geração são otimizados com base em um ou mais aspectos de interesse pré-estabelecidos, tais como técnicos, econômicos e ambientais.

Entretanto, empreendimentos de geração elétrica nem sempre podem ser dispersos, no sentido de que poucas tecnologias apresentam restrições mínimas ou nulas para poderem ser livremente instaladas em qualquer ponto de uma rede elétrica. Além disso, devem-se considerar questões específicas da rede elétrica em que será instalado o empreendimento de GD, como por exemplo, a localização e a quantidade de energia primária disponível. Logo, podem existir barras do sistema nas quais não é possível a produção de energia por GD, seja por indisponibilidade de energia primária ou inviabilidade de transporte para aquela posição, ou ainda indisponibilidade de área para construção do empreendimento GD naquela localização. Desse modo, a Geração Distribuída traz diversas vantagens para o sistema, mas para serem aproveitadas, requer que sejam feitos estudos rigorosos que tratem de aspectos técnicos, econômicos e operacionais antes de sua instalação no sistema.

Neste trabalho são realizadas suposições de que a localização e a quantidade de energia primária para a produção de energia elétrica são conhecidas, de forma que a barra candidata a inserção de GD na rede elétrica e a capacidade máxima instalada de cada empreendimento de GD estão determinadas. Além disso, devido à modularidade característica da GD, pode-se também supor que a produção de energia se dá em níveis múltiplos de unidades modulares da capacidade do empreendimento. Por exemplo, uma GD com capacidade máxima de 1000 MW pode ser constituída por 20 unidades modulares de 50 kW cada.

Este trabalho tem como foco a otimização da produção diária de empreendimentos de Geração Distribuída em uma rede de distribuição, de forma a minimizar as perdas elétricas na rede e a emissão de CO₂ equivalente.

Para o desenvolvimento do modelo matemático e o algoritmo de solução, uma revisão bibliográfica foi realizada direcionada para modelagem em regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica e técnicas de otimização. Após a definição do modelo matemático (função objetivo e restrições) proposto neste trabalho, optou-se como técnica de otimização utilizar um processo de solução baseado em Algoritmos Genéticos (AG), que apresenta diversas vantagens como:

- Não requer cálculo de derivadas;

- A busca do ponto ótimo é realizada de forma paralela com uma população de soluções potenciais;
- Não necessitam de funções explícitas;
- Codificação do modelo simplificada.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem então como objetivo propor uma modelagem multiobjetivo para determinar a quantidade de geradores de cada empreendimento de GD presente em um sistema de distribuição, a entrar em operação diariamente de modo a minimizar as perdas de energia ativa da rede de inserção, bem como minimizar a quantidade total de emissões de CO₂ provenientes dos geradores distribuídos. Pelo fato dos critérios de perdas e de emissões serem conflitantes, então a modelagem multiobjetivo proposta objetiva obter um conjunto de soluções diferenciadas pelo conceito de dominância de Pareto.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho de dissertação está estruturado em 6 capítulos, apresentados de forma a encaminhar o raciocínio para a melhor compreensão do tema abordado, a seguir descritos.

- Capítulo 1: Introdução – Apresenta o problema da alocação de GD e a motivação e objetivos para o estudo do tema;
- Capítulo 2: Geração Distribuída – é apresentada uma conceituação da Geração Distribuída, suas vantagens e desvantagens, características técnicas, econômicas e ambientais, e uma base sobre as regulamentações acerca de Geração Distribuída no Brasil. Além disso, serão apresentados alguns desafios aos meios acadêmicos e de engenharia aplicada quanto aos estudos dessa emergente forma de geração de energia elétrica;
- Capítulo 3: Base teórica – apresenta o embasamento teórico deste trabalho, contemplando textos introdutórios sobre o Método da Soma das Potências, representação PU, otimização multiobjetivo e métodos de transformação em critério único, dominância de Pareto e Algoritmos Genéticos. Complementarmente, é apresentada uma introdução ao conceito de Fator de Emissão Equivalente de CO₂;
- Capítulo 4: Modelo matemático – é apresentada a modelagem matemática do problema de otimização proposto neste trabalho, que consiste em determinar a produção de energia elétrica

por unidades GD nos sistemas de distribuição de forma a minimizar as perdas elétricas de potência ativa contrapondo com a emissão de CO₂ equivalente dos empreendimentos de geração, onde o processo de solução foi baseado em Algoritmos Genéticos;

- Capítulo 5: Resultados e Análises – são apresentados os resultados e análises da aplicação do problema de otimização descrito no Capítulo 4. A metodologia desenvolvida é testada em redes de distribuição com 34, 70 e 192 barras, onde comparações com os resultados encontrados por meio de busca exaustiva são apresentados para os dois primeiros casos.
- Capítulo 6: Conclusões – neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas com os testes realizados no Capítulo 5, bem como sugestões de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos têm evoluído notavelmente em diferentes planos hierárquicos e geográficos desde o início do aproveitamento da eletricidade como fonte de energia e, em resposta às alterações sociais, políticas e econômicas, o serviço da eletricidade se tornou essencial para as modernas sociedades industrializadas.

Em 1903, o Congresso Nacional Brasileiro aprovou o primeiro texto de lei que disciplinava o uso da energia elétrica. A partir de então, a energia elétrica está presente na vida da população, aumentando o padrão de conforto das pessoas em seus domicílios, ou ainda, contribuindo para o acesso das pessoas aos produtos industrializados através da produção em larga escala. Para atender a estes propósitos, a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica são providas por subsistemas interconectados, chamados Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Esses sistemas compõem no Brasil o que se denomina Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja capacidade de geração em mais de 75 % se baseia em fonte hídrica (EPE, 2013). Ainda, 1,7% da energia requerida do país encontra-se fora do SIN em pequenos sistemas isolados, principalmente na região amazônica.

O sistema elétrico brasileiro é interligado por linhas de transmissão, que conectam os centros de consumo às principais bacias hidrográficas, onde se encontram a maioria das plantas de geração, permitindo que um operador, no caso o Operador Nacional do Sistema (ONS), otimize o uso da energia primária disponível. Esta versatilidade permite soluções práticas, como por exemplo, compensar a falta d'água, em alguma região do país transferindo energia, através das linhas de transmissão, para aquela região com déficit hídrico em um dado período.

Os Sistemas Elétricos de Potência devem garantir a qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, destacando-se exigências de continuidade no fornecimento e limites estritos de frequência, e ainda a magnitude de tensão dentro de um intervalo definido na regulamentação. Diante de tais exigências, tem-se uma grande faixa de pontos de operação, isto é, faixa de cargas, aos quais devem também suportar efeitos indesejados, tais como quedas de linhas de transmissão ou curtos-circuitos, o que cria a necessidade de utilizar diversos tipos de dispositivos de proteção e controle, atuando em distintos pontos do sistema (ZANCHIN, 2003).

O Brasil apresenta um amplo sistema elétrico capaz de transferir grandes blocos de energia de uma região do país para outra por meio de extensas redes elétricas, gerenciando de forma integrada grandes bacias hídricas geograficamente distantes por milhares de quilômetros (BENJAMIN, 2001).

Entretanto, nessas bacias, em que são construídas grandes barragens, podem ocorrer uma série de processos ambientais, tais como erosão dos solos e o assoreamento dos mananciais, que podem vir a apresentar reflexos na eficiência e vida útil de usinas (GONÇALVES, 2004). Além disso, muitas são as dificuldades para a construção de grandes empreendimentos de geração de energia elétrica, como se tem visto no caso da usina de Belo Monte no estado do Pará, cujo projeto inicial remonta aos anos de 1980.

Diante disso, e também da necessidade de criação de um possível mercado competitivo, pressões ambientais, avanço de novas tecnologias, fontes alternativas e fatores técnicos têm motivado o interesse na produção de energia em pequena escala, denominada Geração Distribuída, que tem suscitado novos termos, problemas, restrições e regulamentações na operação e planejamento dos SEPs.

Neste capítulo será apresentada uma conceituação da Geração Distribuída, suas vantagens e desvantagens, características técnicas, econômicas e ambientais, e uma base sobre as regulamentações acerca de Geração Distribuída no Brasil. Além disso, serão apresentados alguns desafios aos meios acadêmicos e de engenharia aplicada quanto aos estudos dessa emergente forma de geração de energia elétrica.

2.2 CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Devido à necessidade de diversificar a matriz energética brasileira de modo a possibilitar o crescimento da economia e dos índices de desenvolvimento humano, a Geração Distribuída passa a ser uma possibilidade bastante promissora, que poderia reduzir a necessidade de despacho de geradores térmicos em época de estiagem, evitando assim o aumento de tarifas de energia elétrica e emissão de gases poluentes. Aliado aos aspectos econômicos e ambientais, o desenvolvimento da tecnologia de geração em pequena escala também tem favorecido o crescimento da Geração Distribuída, ao invés dos grandes empreendimentos de geração centralizada.

A Geração Distribuída representa, então, um agente novo na indústria da eletricidade e em seus recentes mercados e sistemas desregulamentados, razão pela qual o seu conceito não

possui uma definição única. Doravante será utilizado o acrônimo GD para referir-se à Geração Distribuída de Energia Elétrica. Em relação às possíveis definições de GD, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) cataloga geradores distribuídos como unidades de produção ou equipamentos de armazenamento de pequeno porte o suficiente para serem conectadas à rede de distribuição e próxima aos consumidores. Por sua vez, para o *Conseil Internationale des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ), a GD engloba unidades de até 30 MW e consiste na geração não planejada e não despachada de modo centralizado, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações destes geradores (GONZALEZ-LONGAT; FORTOUL, 2005). Similarmente, para o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a GD refere-se a unidades que possuem duas funções básicas: fonte de energia para atendimento de cargas contíguas, e fonte de reserva descentralizada para suprimento de necessidades momentâneas devido a excessos de demanda ou para cobrir interrupções no fornecimento da rede (INEE, 2004), e para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a GD consiste na geração conectada diretamente no sistema de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada (ANEEL, 2004a). E ainda, a Companhia Energética de Goiás (CELG) define da seguinte forma: centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (CELG, NTC 71).

Ainda quanto à definição ou à conceituação de GD, os autores Severino, Camargo e Oliveira (2008) trazem interessantes reflexões sobre esse tema. Eles definem GD como denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

Portanto, pode-se concluir que a GD é uma nova opção de expansão da oferta de energia e é tema de estudos ao redor do mundo, inclusive no Brasil, onde se busca uma diversificação da matriz energética, até então baseada na geração em grandes sistemas centralizados. Segundo diversos especialistas, os sistemas elétricos de geração convencionais não conseguem garantir, de forma sustentável, o fornecimento de energia elétrica com abrangência e qualidade exigidas pela sociedade do século XXI (SEVERINO, CAMARGO e OLIVEIRA, 2008). Esse fato, somado ao avanço da tecnologia de geração de pequena escala

ocorrida nos últimos anos, tem impulsionado a expansão da matriz energética através da Geração Distribuída.

A seguir serão apresentados diversos aspectos da GD, tais como vantagens e desvantagens, bem como considerações econômicas, ambientais e impactos do ponto de vista técnico em sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.3 VANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída acarreta em diversas vantagens para o setor elétrico, o que tem impulsionado os estudos e pesquisas acerca de sua implantação, dentre eles citam-se (EL-KHATTAM, 2004; PEÇAS LOPES, 2007):

- Possibilidade de situar-se próximo ao centro de carga, o que reduz as perdas de energia na transmissão e aumento da flexibilidade operativa;
- Garantia da continuidade, podendo ser empregada em caráter emergencial durante picos de demanda;
- Característica modular, tempo reduzido de construção e menores entraves burocráticos políticos e ambientais;
- Possibilidade de aproveitamento de resíduos industriais como fonte de energia primária para a unidade de Geração Distribuída, fornecendo um fim nobre aos resíduos e energia a preço competitivo;
- A GD torna a geração de energia elétrica um mercado mais aberto com a inserção de muitos *players*, aumentando a competição na oferta de energia elétrica.
- Ocorrência de falhas em unidades de GD tem impacto limitado à sua região de inserção e quanto mais próxima esta estiver do *grid*, menor sua influência na rede, pois as máquinas mais potentes do *grid* devem “arrastar” as menos potentes (GD) para um ponto de equilíbrio estável.
- Benefícios à sociedade ao proporcionar desenvolvimento local através da revitalização das atividades econômicas, aumento do volume de serviços e uso de recursos da região.

Dessa forma, com o advento da GD foram propostos novos conceitos, dentre os quais o chamado índice de penetração da GD, que é a porcentagem da carga de um sistema elétrico atendida por empreendimentos de Geração Distribuída em relação a carga total demandada pelo sistema.

Na Tabela 2.1 é apresentado a característica modular dos geradores utilizados em GD mostrando as diversas tecnologias e suas capacidades típicas.

Tabela 2.1: Capacidade típica de geradores em tecnologias utilizadas para Geração

Distribuída		
Tipo	Capacidade disponível por unidade de geração	
Não renováveis		
Turbina a gás de ciclo combinado	35MW-400MW	
Motores de combustão interna	5kW-10MW	
Turbina de combustão	1MW-250MW	
Microturbinas	35kW-1MW	
Renováveis		
PCH	1MW-100MW	
Micro central hidrelétrica	25kW-1MW	
Turbina eólica	200W-3MW	
Sistemas fotovoltaicos	20W- 100kW	
Térmica solar, receptor central	1MW-10MW	
Térmica solar, receptor Lutz	10MW-80MW	
Biomassa baseada na gaseificação	100kW-20MW	
Célula a combustível	PAFC	200kW-2MW
	MCFC	250kW-2MW
	PEFC	1kW-250kW
	SOFC	250kW-5MW
Geotérmica	5MW-100MW	
Energia oceânica	100kW-1MW	

Fonte: (SILVA et al., 2004)

2.4 DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O índice de penetração pode ser um fator limitante para a disseminação de geradores distribuídos em uma rede, pois a concessionária precisa manter o controle da operação de sua rede e de seus dispositivos de controle e proteção, de modo a propiciar a confiabilidade, segurança e estabilidade exigidas no atendimento a seus consumidores.

Adicionalmente, dependendo do nível de penetração de GD em um sistema de distribuição, a sazonalidade da fonte primária também resulta em significativa mudança na tensão do alimentador, acarretando a necessidade de reserva girante adicional, no caso de máquinas síncronas, e comprometimento do despacho otimizado pelo operador. Diante disso, para garantir que a tensão permaneça dentro de uma faixa permissível ao longo da rede, limita-se a capacidade da unidade GD instalada, ou seja, estabelece-se um índice de penetração máximo para a rede.

As redes de distribuição de energia elétrica são caracterizadas por terem topologias radial ou fracamente malhadas, o que implica em um fluxo de potência praticamente unidirecional, onde a subestação é o único ponto de entrega de potência e apenas barras de carga estão a jusante da subestação. Porém, com a inserção de unidades GD na rede de distribuição, o fluxo de potência deixa de ser unidirecional e, dependendo de onde esteja localizada e da dimensão de sua capacidade de potência, a GD pode causar aumentos nas perdas de potência nos alimentadores. Além disso, a imprevisibilidade e a sazonalidade da fonte de energia primária torna a unidade não despachável (DRIESEN e BELMANS, 2006). Tudo isso aumenta a dificuldade operativa da rede, com muitos novos cenários.

Logo, a GD pode impor risco e incertezas quanto ao planejamento e operação do sistema de distribuição, resultando em aumento da complexidade contratual e comercial do setor. Além disso, recai sobre as concessionárias a responsabilidade pela qualidade da energia, confiabilidade e estabilidade do sistema na presença de unidades GD, o que justifica a imposição de um índice de penetração máximo.

Com relação à proteção da rede, a instalação de unidades GD na rede pode alterar as características elétricas quanto à resposta da rede. A capacidade de curto-circuito é dependente da configuração da rede elétrica. Esta influência da GD pode, então, acarretar no aumento da capacidade de curto-circuito nas vizinhanças do seu ponto de inserção, quando da ocorrência de situações de falta (JENKINS et al., 2000).

Além disso, com a instalação de unidades de Geradores Distribuídos em redes operativas, a coordenação dos elos fusíveis pode não ser mais apropriada devido ao fato de a GD, possivelmente, não ter sido considerada no planejamento inicial. Adicionalmente, com a inserção de GD, a configuração radial especificando um único sentido do fluxo de corrente deixa de existir e o sistema passa a ser alimentado não só pela concessionária, mas também pelos geradores distribuídos (MOTA et al., 2014)

Nessa mesma linha, Tholomier, Yip e Lloyd (2009) afirma que a inserção de geradores distribuídos em sistemas de distribuição tradicionais (normalmente radial) introduz alterações na corrente de falta que irá requerer mudanças na filosofia das funções de proteção do sistema pré-existente, tais como:

- Proteção do sistema que considere os impactos da GD quando faltas ocorrerem no alimentador de distribuição;
- Coordenação e seletividade dos elos fusíveis com os religadores, considerando o aumento dos níveis de curto-circuito provocado pela contribuição da GD;
- Proteção do gerador distribuído contra faltas no sistema e do religamento automático do alimentador sem verificação de sincronismo;
- Proteção do transformador de interconexão da GD quando faltas ocorrerem em seu secundário.

Por outro lado, segundo Mota (2015), em caso de ilhamento da GD, é importante que esta seja rapidamente desconectada para se garantir a desenergização do alimentador, de modo a garantir a segurança dos eletricitistas encarregados da operação e manutenção do sistema, bem como para prevenir a entrega de energia de baixa qualidade e religamento do alimentador em condições fora de sincronismo, que poderia ocasionar danos ao gerador devido à diferença de potencial e/ou esforços torcionais.

Nesse caso, se o gerador distribuído em operação ilhada não é capaz de atender toda a demanda da rede ilhada, apresentam-se problemas com variações de tensão e frequência devido ao desequilíbrio entre oferta e demanda. Isso limita a contribuição da Geração Distribuída para a redução dos índices de continuidade (DEC e FEC).

Outro aspecto que pode ser discutido é que a GD pode operar com diversos fatores de potência, podendo absorver ou fornecer energia reativa, o que seria interessante para regulação de tensão. Entretanto, para que a GD exerça influência no perfil de tensão da rede, esta deveria injetar potência reativa muito além de suas especificações. Assim, a opção mais usual é que a unidade GD opere com fator de potência constante, e a tensão se altere de acordo com a inserção de potência ativa.

Além disso, em redes com GD instaladas em áreas com baixa demanda, podem surgir problemas de sobrecarga nos ramos quando da ocorrência de contingências, devido às injeções de potência por parte destes geradores. Este fato pode resultar em um fator limitante

para a instalação de novos empreendimentos. Neste caso, uma análise de contingência poderia ser empregada para identificar o máximo nível de produção disponível para os geradores distribuídos.

2.5 ASPECTOS ECONÔMICOS

A Geração Distribuída causa uma mudança no panorama da produção e comercialização de energia elétrica, ao possibilitar a inserção de novas tecnologias e novas fontes primárias de energia, com consequente diversificação da matriz energética. Além disso, com a Geração Distribuída, os erros de planejamentos podem ser reduzidos devido à sua modularidade e tempo de construção reduzido, permitindo melhor ajuste da oferta à demanda, com redução nos riscos financeiros.

Estudos de casos desenvolvidos em publicações no tema mostram que um gerenciamento efetivo da rede pode possibilitar um significativo aumento na quantidade de geradores distribuídos, com os benefícios superando os custos de implementação. Contudo, os modelos econômicos de comparação utilizados pelo setor elétrico ainda não contemplam os benefícios trazidos pelos investimentos em Geração Distribuída e em fontes renováveis, e não há mensuração dos custos evitados e das externalidades ambientais advindas (BRIGATTO, 2011).

A GD ainda pode ter maior penetração nos sistemas elétricos quando possuir mais justificativas econômicas, como a instalação em regiões de alto custo marginal da expansão. Entretanto, os custos de implantação de empreendimentos de energia renováveis ainda são elevados, se comparados ao dos combustíveis fósseis, ainda que, na operação apresentem taxas de evolução elevadas, custo decrescente e com promissor atendimento a regiões remotas.

Algumas fontes de energia primária bastante utilizadas em GD são intermitentes, até ausentes momentaneamente, tais como solar e eólica, exigindo o uso combinado com sistemas de armazenamento para aumentar a capacidade de despacho no fechamento de contratos de fornecimento. Isso onera o investimento, além de obrigar o investidor a arcar com custos adicionais para estudos de engenharia e pré-conexão.

A Tabela 2.2 a seguir mostra alguns aspectos característicos e um comparativo de custos de instalação de algumas fontes empregadas em GD. Com base na Tabela 2.2 pode-se observar então que os custos da instalação de empreendimentos em fontes renováveis são, em

geral, mais baixos do que os custos de fontes fósseis, excetuando-se as células fotovoltaicas, cuja tecnologia ainda está em desenvolvimento.

Tabela 2.2: Comparação de custos de instalação de fontes para a GD

Tipo de fonte	Características	Custo(€/kW_inst)
Biomassa	Grande potencial de exploração no Brasil	400 a 600
PCH	Aproveitamento de pequenos cursos d'água	600 a 800
Eólica	Geração que mais cresce em utilização no mundo	800 a 1000 (<i>onshore</i>) 2000 (<i>offshore</i>)
Turbina a gás	Para grandes termelétricas, de dezenas de MW	1000 a 1250
Óleo Diesel	Utilizada para pequenas unidades geradoras, de até centenas de kW	1000 a 2500
Fotovoltaica	Fator de capacidade de 10 a 15% na Europa	5000 a 7000
Célula combustível	Existem poucos fornecedores comerciais	4500 2000

Fonte: (EL-KHATTAM, 2004).

Com a provável escassez das fontes de energia fósseis, o *European Photovoltaic Industry Association* estimou os custos de produção de energia elétrica para algumas fontes de energia do mercado europeu, mostrados na Tabela 2.3. Pode-se observar que a geração baseada energia em solar térmica e fotovoltaica apresentam reduções de mais de 5 e 4 vezes, respectivamente, enquanto que a geração com base em combustíveis fósseis apresentam aumento de mais de 50%. Por sua vez, os custos da produção de energia elétrica a partir de energia nuclear praticamente não apresentam grandes variações. Esse comportamento é esperado, uma vez que a energia solar pode receber incentivos por ser renovável, enquanto que a energia nuclear para fins de produção de energia elétrica, já possui desenvolvimento tecnológico estagnado.

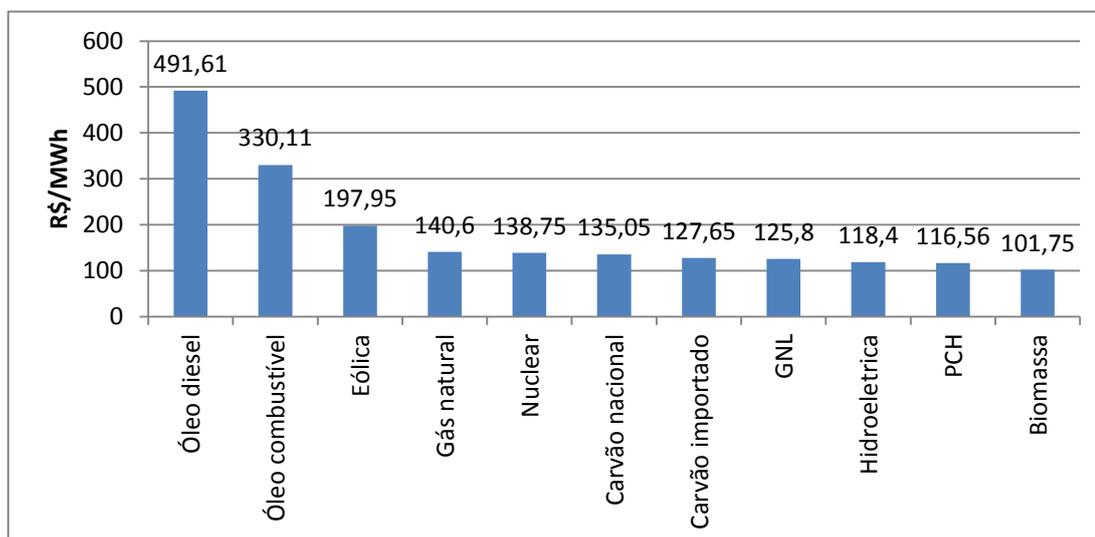
Tabela 2.3: Custo da produção elétrica (¢€/kWh)

Tipo de fonte	2005	2030
Combustíveis fósseis (carvão, gás)	4 - 4,5	6,5 - 9
Nuclear	4,0 - 6,0	3,6 - 6
Eólica	7,5 - 9	3,0 - 4,0
Solar Térmica	17	3
Solar fotovoltaica	20 - 40	3,0 - 6,0

Fonte: (EL-KHATTAM, 2004).

A Figura 2.1 mostra um gráfico com dados de custos de energia por tipo de fonte apurado pela ANEEL. Esta figura faz uma comparação entre os custos de produção de energia (R\$/ megawatts-hora) das principais fontes primárias e permite observar que as fontes que apresentam maior custo de produção são óleo diesel, seguida por óleo combustível, como esperado. As que apresentam menores custos de produção são PCH e Biomassa, as quais podem ser utilizadas como fontes primárias para GDs.

Figura 2.1: Custos de produção de energia elétrica no Brasil em 2008



Fonte: ANEEL (2008).

2.6 ASPECTOS AMBIENTAIS

Segundo estimativas da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), o crescimento da demanda de energia elétrica no Brasil deve crescer 4,5% ao ano, passando de 472 mil gigawatts-hora (GWh) em 2011 para 736 mil gigawatts-hora (GWh) em 2021. Para o caso do

Brasil, onde cerca de 75% da produção de energia elétrica provém de usinas hidroelétricas e as reservas para exploração hídrica comercial e ambientalmente aceitáveis estão esgotadas, fontes alternativas e renováveis são de suma importância. Esse quadro criou um cenário propício de incentivo para a inserção de fontes alternativas através da Geração Distribuída, sendo esta complementação desejável, pois estas fontes acarretam em benefícios sociais, econômicos e ambientais a médio e longo prazo.

2.6.1 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS

As inúmeras fontes de energia que existem em nosso planeta podem ser classificadas quanto a sua disponibilidade em fontes renováveis e fontes não renováveis. As fontes de energia renováveis são aquelas que em sua utilização pode-se manter e ser aproveitado ao longo do tempo sem possibilidade de esgotamento dessa mesma fonte. Exemplos deste tipo de fonte são a energia hidrelétrica, eólica e solar.

As fontes de energia não renováveis têm recursos teoricamente limitados, sendo que o limite destes recursos depende dos montantes existentes no nosso planeta, como é o exemplo dos combustíveis fósseis. As fontes não renováveis, além de serem finitas, emitem grandes quantidades de dióxido de carbono, causador de sérios problemas de saúde pública e ambientais, tal como o efeito estufa.

Há ambientalistas que defendem que, apesar da energia das águas ser renovável, as hidroelétricas nem sempre são sustentáveis, uma vez que cada represa construída faz surgir grandes lagos que alagam vastos terrenos de mata virgem e contribuem para a destruição da biodiversidade, além de deixarem desabrigadas populações inteiras.

2.6.2 EMISSÃO DE GASES NOCIVOS POR EMPREENDIMENTOS GD

No contexto mundial atual, uma das maiores preocupações é a emissão de gases provenientes de combustíveis fósseis. O Protocolo de Quioto é um tratado internacional com compromissos mais rígidos para a redução da emissão dos gases que agravam o efeito estufa, considerados, de acordo com a maioria das investigações científicas, como causa antropogênicas do aquecimento global.

O acordo é consequência de uma série de eventos. Discutido e negociado em Quioto no Japão em 1997, foi aberto para assinaturas em Dezembro de 1997 e ratificado em Março de 1999, sendo que para entrar em vigor foi preciso que 55 países que, juntos

produzem 55% das emissões, o ratificassem. Assim, o acordo entrou em vigor em Fevereiro de 2005, depois que a Rússia o ratificou em Novembro de 2004.

As fontes renováveis são alternativas para a geração de energia elétrica, que são provenientes de ciclos naturais e praticamente inesgotáveis. A cogeração, por exemplo, é uma das opções que têm recebido incentivos governamentais por ser altamente eficiente e pouco poluente, pois faz uso do calor residual de usinas térmicas para processos industriais ou aquecimento, o que acarreta economia em unidades de pequeno tamanho e geograficamente distribuídas.

Segundo o WWF-Brasil (*World Wildlife Fund*), existem atualmente 440 usinas movidas à biomassa no Brasil, onde basicamente a fonte primária é o bagaço de cana-de-açúcar, e ainda apenas 100 geram energia além do que consomem no processo produtivo de açúcar e álcool. Salomon e Lora (2005) preveem que seria possível gerar 1,2 milhões de kW a partir de resíduos sólidos, tais como resíduos sólidos urbanos, esgotos domésticos, vinhaça e resíduos animais provenientes da criação de bovinos e suínos. Se não aproveitado, esse gás pode contribuir para o agravamento das mudanças climáticas. Porém, a coleta desses resíduos, a separação, a estocagem representa uma grande barreira ao aproveitamento dessa fonte de energia.

2.7 ASPECTOS INSTITUCIONAIS E REGULATÓRIOS

Serão discutidos aspectos regulatórios no que tange GD, partindo de definições apresentadas nas resoluções da ANEEL e passando por critérios de acesso, potência instalada do empreendimento e chegando a padrões definidos pelas concessionárias.

No setor elétrico brasileiro, a ANEEL, através da Resolução 482 de abril de 2012 e suas alterações na Resolução 517 de abril de 2012, estabelecem as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de energia definem critérios e procedimentos em seus padrões técnicos acerca do acesso às suas redes.

As definições adotadas pela resolução 482 para estabelecer critérios de acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica, através de geração distribuída, diferenciam dois tipos de geração em função da potência instalada pelo empreendimento. Dessa forma, define-se:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (ANEEL, 2012).

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (ANEEL, 2012).

Dentre os critérios estabelecidos para o acesso ao sistema, pode-se mencionar que a distribuidora deve adequar seu sistema comercial e elaborar normas técnicas para o acesso das GD's tendo como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

A potência instalada da GD é limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. No caso do consumidor desejar instalar GD com capacidade superior, este deve solicitar aumento de carga instalada ou aumento de demanda contratada dependendo do grupo em que se encaixa a unidade consumidora. (ANEEL, 2012b)

No caso de nova unidade consumidora com GD ou no caso de aumento carga instalada ou demanda contratada, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor conforme Resolução 414 de setembro de 2010 (ANEEL, 2010). Entretanto, no caso de custos de ampliações ou reformas no sistema, exclusivamente devidos da conexão de GD, estes devem ser arcados integralmente pela concessionária.

A Companhia Energética de Goiás-Distribuição (CELG-D) estabelece, através da NTC-71, os procedimentos que deverão ser obedecidos para o acesso de microgeração e minigeração distribuída, que façam a conexão aos sistemas de distribuição da CELG D com adesão ao sistema de compensação de energia. São apresentados requisitos para a conexão de microgeração em baixa tensão, com potência instalada até 100 kW e conexão de minigeração em média tensão com potência instalada menor que 1 MW para consumidores do Grupo A, através de fontes renováveis com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração, conforme regulamentação ANEEL.

O presente trabalho é baseado nas definições e critérios estabelecidos conforme as resoluções da ANEEL apresentadas acima.

2.8 REVISÃO DE ALGUNS TRABALHOS NO TEMA

Diveros artigos sobre o enfoque abordado neste trabalho tratam do problema de otimização da alocação e da capacidade de unidades de GD em pontos da rede elétrica, isto é, procuram determinar o local e a potência das unidades de GD que produzam os mínimos efeitos problemáticos na rede e melhorem aspectos técnicos como perdas de potência e níveis de tensão.

Propor a localização de geradores distribuídos nos sistemas de potência é importante para obter o máximo de benefícios. Foram apresentados métodos analíticos como em Wang e Nehir (2004) para determinar a localização ótima de GD's em alimentadores radiais e sistemas malhados de forma que minimizasse a perda de potência. Estudos já mostraram que GD's em localização e tamanho inadequados podem acarretar em perdas de potência maiores do que antes da operação da GD. (MITHULANANTHAN, THAN e LE, 2004; GRIFFIN et al, 2000).

Para a alocação de geradores distribuídos em redes radiais, Wang e Nehir (2004) consideraram um fator densidade de corrente. Conhecido esse fator de corrente, pode-se calcular a corrente do alimentador que possui impedância por unidade de comprimento conhecida. Neste caso, após tratamento dessas variáveis por cálculo diferencial e integral chega-se a uma equação analítica para perda de potência no alimentador e outra de queda de tensão em função da corrente injetada pela GD e sua posição. Pode-se, então calcular a posição da GD que minimiza perdas e verificar, com a equação de queda de tensão, os limites de tensão aceitáveis.

Sistemas malhados, também em Wang e Nehir (2004) calcula uma função objetivo para cada posição possível da GD alocada. Com a matriz admitância e considerando a barra com GD conectada a barra da SE, faz-se a eliminação da barra da matriz admitância. As metodologias foram testadas em alguns sistemas e foram feitas simulações comprovando os bons resultados apresentados pela metodologia. As metodologias não são iterativas como o programa de fluxo de potência.

Na prática, outras condições ainda seriam interessantes de serem consideradas como, por exemplo, a determinação do tamanho da GD, além de sua posição. Em Acharya, Mahat e Mithulanathan (2006), é proposta uma abordagem analítica para a solução do chamado

largamente na literatura de *sitting and sizing* que é a alocação de GDs em sistemas de distribuição cuja posição e tamanho são variáveis. Neste trabalho também é feita uma comparação com o método do fator de sensibilidade de perdas. Este é largamente utilizado para resolver o problema da alocação de capacitores (BALA, KUNTZ e PEBLES, 1997). O método do fator de sensibilidade de perdas foi proposto por Griffin et al. (2000) para alocar geradores distribuídos.

Ainda em Wang e Nehir (2004), é mostrado um caso provável de escolha tendenciosa para um mínimo local de perdas de potência. Neste caso, propôs-se uma metodologia para que o fluxo de potência seja executado apenas duas vezes e mostra em suas comparações que o método do fator de sensibilidade de perdas pode não encontrar o mínimo global. São feitas simulações que validam o método apresentado.

Foram abordadas propostas multiobjectivo como em Singh, Singh e Verma (2009) e El-Zonkoly (2011). Em Singh, D. Singh e Verma (2009) foi proposto um modelo baseado em índices. Os índices utilizados são de perda de potência ativa e reativa que são definidos pelas relações entre as perdas de potência ativa e reativa antes e depois da inserção da GD no sistema de distribuição. Foi utilizado também o índice de perfil de tensão, que é a máxima variação de tensão do sistema. Com a inserção de GD pode-se diminuir o fluxo de potência através da rede de distribuição quando a GD é alocada o mais próximo dos centros de carga. O índice de máxima capacidade de potência é a maior relação entre o fluxo de potência e capacidade do ramo. Para se considerar todos os objetivos, foi utilizado o método da ponderação dos objetivos com pesos fixos, também usados por Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrinson (2006).

Como restrições do modelo, também em Singh, D. Singh e Verma (2009) foram consideradas a conservação de potência, o limite de capacidade cada ramo e o limite do perfil de tensão das barras. Como método de solução, foi utilizado o Algoritmo Genético, que apresentou bons resultados quando comparados aos valores ótimos encontrados pela busca exaustiva. O Algoritmo Genético não encontrou como melhor solução o melhor valor encontrado pela busca exaustiva, entretanto encontrou o segundo melhor valor, o que poderia justificar como método de solução em sistemas grandes, em que a busca exaustiva se tornasse inviável. Também foi mostrado que o modelo de carga conforme proposto por IEEE (1995), é decisivo para se determinar o par tamanho e localização da GD (*sizing and sitting*).

Em El-Zonkoly (2011) foi apresentada uma comparação com os resultados apresentados por Singh, D. Singh e Verma (2009), contudo o método de otimização utilizado foi o Enxame De Partículas e ainda foi considerado como objetivo o índice da corrente de curto circuito antes e depois da inserção de GD nos sistemas, e a potência total suprida pela concessionária. Neste caso, corroborando o resultado de Singh, D. Singh e Verma (2009), em que o modelo de carga determina o tamanho e posição do gerador distribuído, em El-Zonkoly (2011) obteve-se melhores resultados através do emprego do método Enxame De Partículas.

Existem abordagens de custos, como apresentada em Celli et al (2005), que usa um modelo multiobjetivo para minimizar os custos de reforço da rede, custos de perda de potência, custo da energia não suprida e custo da energia para atender os clientes. Como método de solução, foi utilizado o Algoritmo Genético e o método da negociação para obter um conjunto de soluções não dominadas. Este método pode ser uma ótima ferramenta para o planejamento quando o mercado de energia elétrica se torna aberto.

Brigatto (2011) propõe uma metodologia para operação de uma carteira de projetos existentes num horizonte predeterminado, que pode ser dividido em estágios considerando aspectos técnicos, econômicos e ambientais. O modelo constitui um problema multiobjetivo, cujo método de solução é o Enxame de Partículas para busca de soluções eficientes. Para hierarquização do conjunto de soluções e obtenção de uma solução de compromisso, baseou-se em funções de valor e funções de síntese.

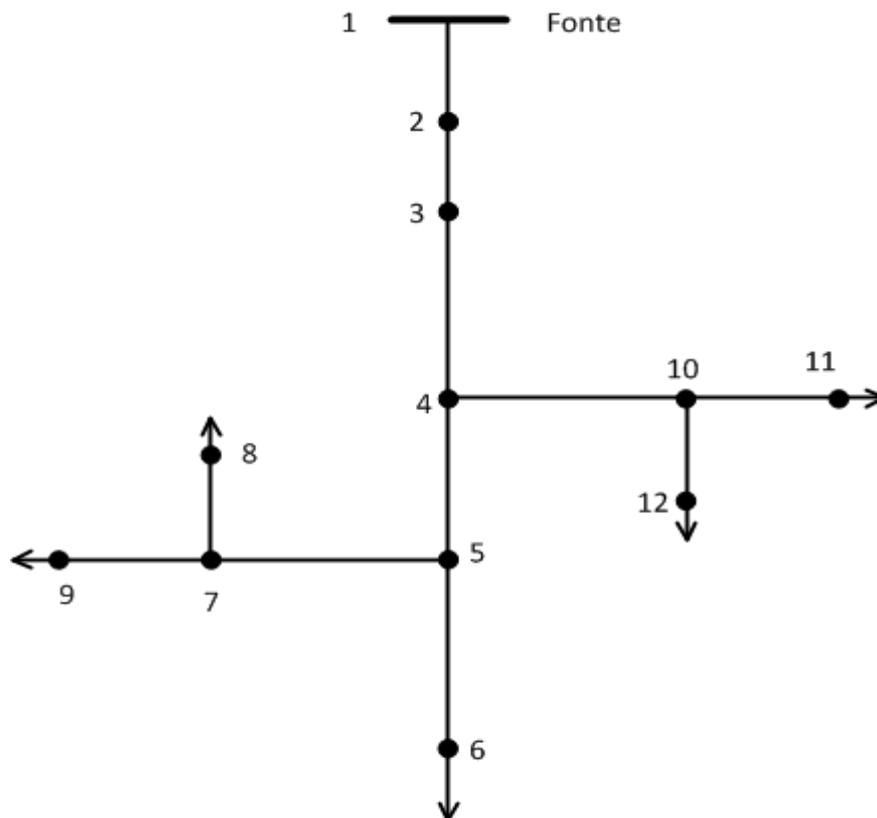
CAPÍTULO 3 BASE TEÓRICA

Este capítulo apresenta o embasamento teórico deste trabalho, contemplando textos introdutórios sobre o Método da Soma das Potências, representação PU, otimização multiojetivo e métodos de transformação em critério único, dominância de Pareto e Algoritmos Genéticos. Complementarmente, é apresentada uma introdução ao conceito de Fator de Emissão Equivalente de CO₂.

3.1 ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA DE DISTRIBUIÇÃO

As análises dos sistemas de distribuição consistem tipicamente do estudo da rede sob-regime permanente ou sob condições de curto-circuito. Estas redes elétricas são geralmente radiais e as técnicas comumente usadas em redes de transmissão podem não apresentar convergência. As técnicas de análises de sistemas de distribuição aproveitam então a topologia radial característica destas redes, exemplificada na Figura 3.1.

Figura 3.1: Topologia radial

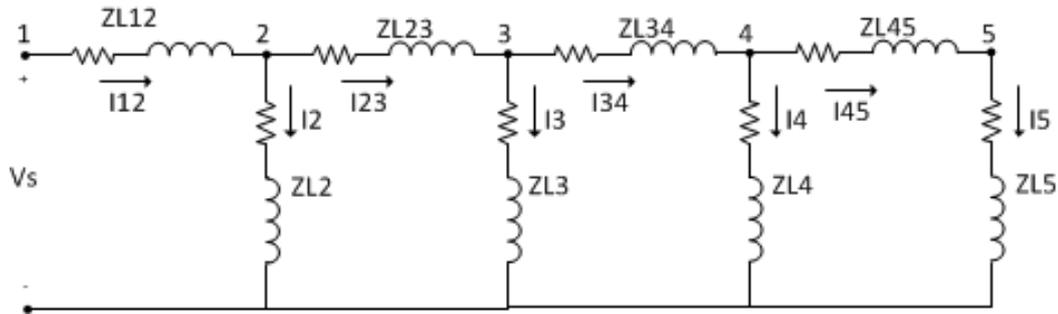


Fonte: Adaptado (KERSTING,2002).

3.1.1 ABORDAGEM LINEAR DO FLUXO DE CARGA

Uma abordagem linear da rede de distribuição apresenta uma técnica iterativa robusta para análise do fluxo de potência. A Figura 3.2 mostra uma rede linear onde as cargas são modeladas por impedâncias constantes.

Figura 3.2: Rede com carga modelada por impedância constante



Fonte: Adaptado (KERSTING,2002).

Neste caso, a solução para esta rede é calculada assumindo um valor de tensão para o ramo mais distante da fonte. A chamada varredura inversa (“backward”) começa pelo cálculo da corrente no último nó de carga, dada por:

$$I_5 = \frac{V_5}{Z_{L5}} \quad (3.1)$$

A tensão do nó 4 pode então ser calculada aplicando a Lei de Kirchoff das tensões (LKV) na malha mais distante do nó fonte:

$$V_4 = V_5 + Z_{45}I_{45} \quad (3.2)$$

Assim, a varredura inversa continua até a tensão \$V_1\$ ser calculada para ser comparada com a tensão da fonte \$V_s\$. A razão entre a tensão especificada e a tensão calculada pode ser calculada pela equação (3.3):

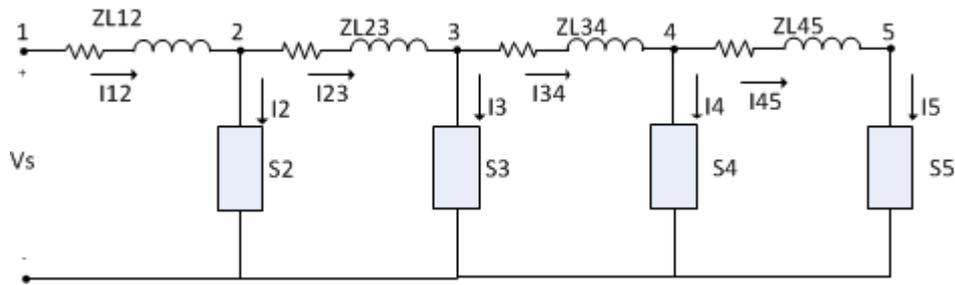
$$R_z = \frac{V_s}{V_1} \quad (3.3)$$

Com esta razão e considerando a rede linear, todas as correntes e tensões nodais podem ser multiplicadas pela razão \$R_z\$ para encontrar a solução final da rede.

3.1.2 ABORDAGEM NÃO LINEAR DO FLUXO DE CARGA

Uma abordagem não linear para o cálculo do fluxo de carga é apresentada na Figura 3.3, onde o modelo da carga de impedância constante é substituído pelo modelo de carga com potência complexa constante.

Figura 3.3: Rede com carga modelada por potência constante



Fonte: Adpatado (KERSTING,2002).

A chamada varredura direta (“forward”) determinará a tensão no nó 5 da mesma forma que no caso linear e, de forma geral, a corrente de cada nó será calculada por:

$$I_n = \left(\frac{S_n}{V_n} \right)^* \quad (3.4)$$

Como no caso linear, a primeira iteração determinará uma tensão no nó 1 através da varredura inversa diferente da tensão especificada pela fonte mas, como a rede não é linear, não é possível determinar as tensões nodais multiplicando-se estas pela taxa dada na equação (3.3). Neste caso, a varredura direta inicia calculando a tensão do nó 2 utilizando a tensão especificada na fonte:

$$V_2 = V_s - Z_{12} I_{12} \quad (3.5)$$

Todas as tensões das barras serão calculadas na varredura direta utilizando as correntes de ramos calculadas previamente na varredura inversa. Este processo se repete até que o erro entre a tensão calculada em V_1 seja menor que certa tolerância previamente adotada.

3.2 FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO DA SOMA DAS POTÊNCIAS (MSP)

Para a solução das redes de distribuição são aplicados métodos mais adequados, baseados em varredura direta e inversa, que possuem duas versões: o Método da Soma de Potências (MSP) e o Método da Soma das Correntes (MSI). Numa comparação feita por (SHIRMOHAMMADI et al., 1988), o MSP apresenta um erro menor e dependente apenas das

perdas do sistema, enquanto que o MSI apresenta erro dependente da tensão inicial. A solução de um sistema de distribuição radial é obtida pelo MSP admitindo-se que são conhecidas a tensão e o fluxo de potências ativa e reativa da barra de referência do sistema (BARAN e WU, 1989a). O MSP será descrito a seguir.

Como todo método de cálculo de Fluxo de Carga, o MSP é dividido em dois subsistemas, onde o primeiro subsistema consiste em determinar o estado da rede, e com essa solução pode-se determinar outras incógnitas do sistema, tais como injeções líquidas, correntes, fluxos e perdas de potência nos ramos, que é o segundo subsistema. O MSP atribui a todas as barras o tipo de carga (tipo PQ), com exceção de uma barra da subestação, que fornece as referências de tensão e ângulo (tipo V θ).

3.2.1 SUBSISTEMA 1- DETERMINAÇÃO DO ESTADO DA REDE

Na solução do subsistema 1 se aplica a varredura inversa e direta do MSP, descritos a seguir, cujo processo é repetido até que o critério de parada seja atingido:

- Varredura inversa: baseia-se num processo de acúmulo de carga, em que parte-se dos nós extremos em direção à geração, empregando-se estimativas do estado da rede (tensões nas barras).
- Varredura direta: consiste na correção das tensões das barras em direção as barras das extremidades, a partir da tensão e ângulo da barra de referência.

Convencionando-se positivas as injeções de corrente e potência nos nós (barras) como entrando na barra e fluxos de corrente e potência positivos saindo da barra, seja então um ramo genérico k - m de uma rede elétrica de distribuição radial, mostrado na Figura 3.4, onde são conhecidos:

- $\dot{E}_k = V_k \angle \theta_k$: tensão complexa na barra k ;
- $\dot{S}_m^{ac} = P_m^{ac} + jQ_m$: potência aparente complexa acumulada na barra m , tal que:

$$P_m^{ac} = P_m^{liq} + \sum_{i \in \Omega_m} (P_i^{ac} - P_{mi}^{perdas}) \quad (3.6)$$

$$Q_m^{ac} = Q_m^{liq} + Q_m^{sh} + \sum_{i \in \Omega_m} (Q_i^{ac} - Q_{mi}^{perdas}) \quad (3.7)$$

onde: Ω_m é o conjunto de todas as barras conectadas a jusante da barra m (isto é, todas as barras conectadas à barra m com exceção da barra k);

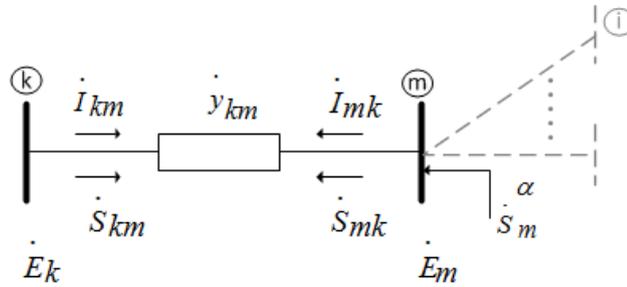
$P_m^{liq} = P_m^G - P_m^C$ e $Q_m^{liq} = Q_m^G - Q_m^C$ são as injeções líquidas de potência ativa e reativa da barra m (P_m^G e Q_m^G são dados de potência gerada e P_m^C e Q_m^C são dados de carga);

P_i^{ac} e Q_i^{ac} são as injeções líquidas de potências ativa e reativa previamente acumuladas em cada barra $i \in \Omega_m$;

P_{mi}^{perdas} e Q_{mi}^{perdas} são as perdas ativa e reativa nos ramos $m - i$ a jusante da barra m (Figura 3.4);

Q_m^{sh} a potência reativa shunt injetada na barra m .

Figura 3.4: Ramo genérico $k-m$



Assim, a potência aparente complexa acumulada na barra m é definida por:

$$\dot{S}_{mk} = S_m^{ac} = V_m \angle \theta_m (V_m \angle -\theta_m - V_k \angle -\theta_k) \dot{y}_{km}^* \quad (3.8)$$

Isolando-se as partes real e imaginária desta equação, pode-se agora definir as componentes ativa e reativa da potência complexa acumulada na barra m , ou seja:

$$P_m^{ac} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m y_{km} \cos(\theta_m - \theta_k - \Phi_{km}) \quad (3.9)$$

$$Q_m^{ac} = -V_m^2 b_{km} - V_k V_m y_{km} \sin(\theta_m - \theta_k - \Phi_{km}) \quad (3.10)$$

Empregando-se a identidade trigonométrica: $\sen^2 x + \cos^2 x = 1$, obtém-se:

$$\sen^2(\theta_m - \theta_k - \Phi_{km}) + \cos^2(\theta_m - \theta_k - \Phi_{km}) = 1 \quad (3.11)$$

$$\left(\frac{-Q_m^{ac} - V_m^2 b_{km}}{V_k V_m y_{km}} \right)^2 + \left(\frac{-P_m^{ac} - V_m^2 g_{km}}{V_k V_m y_{km}} \right)^2 = 1 \quad (3.12)$$

Desenvolvendo-se este resultado, obtém-se finalmente:

$$V_m^4 + \left[\frac{2(Q_m^{ac} b_{km} - P_m^{ac} g_{km})}{g_{km}^2 + b_{km}^2} - V_k^2 \right] V_m^2 + \frac{Q_m^{ac2} + P_m^{ac2}}{g_{km}^2 + b_{km}^2} = 0 \quad (3.13)$$

Os termos A_m e B_m são constantes, pois dependem de valores conhecidos do sistema ou que foram previamente calculados. O polinômio de 4º grau obtido possui 4 raízes, mas apenas a raiz real positiva tem sentido físico. Para a j -ésima iteração do MSP, o valor desta raiz real positiva pode ser obtido pela seguinte identidade:

$$V_m^{(j)} = \sqrt{\frac{1}{2} \left(\sqrt{(A_m^{(j)})^2 - 4B_m^{(j)}} - A_m^{(j)} \right)} \quad (3.14)$$

Assim, pode-se agora corrigir o ângulo da tensão na barra m para a j -ésima iteração através da seguinte identidade trigonométrica:

$$\tan(\theta_m^{(j)} - \theta_k - \Phi_{km}) = \frac{\text{sen}(\theta_m^{(j)} - \theta_k - \Phi_{km})}{\text{cos}(\theta_m^{(j)} - \theta_k - \Phi_{km})} \quad (3.15)$$

$$\theta_m^{(j)} = \theta_k - \Phi_{km} + \arctan\left(\frac{-Q_m^{ac} - (V_m^{(j)})^2 b_{km}}{-P_m^{ac} + (V_m^{(j)})^2 g_{km}}\right) \quad (3.16)$$

O processo iterativo do MSP consiste, assim, basicamente pelas seguintes etapas:

- 1) Adotar um estado inicial (ponto inicial) para as tensões complexas nodais (normalmente o *flat-start*), sendo a tensão complexa da barra fonte conhecida;
- 2) Calcular as perdas ativa e reativa dos ramos de rede (na primeira iteração as perdas são nulas se adotado o *flat-start*), para um ramo genérico k - m dadas por:

$$P_{km}^{perdas} = (V_k^2 + V_m^2) g_{km} - 2 V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) \quad (3.17)$$

$$Q_{km}^{perdas} = -(V_k^2 + V_m^2) b_{km} + 2 V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) \quad (3.18)$$

- 3) Varredura inversa: a partir das barras terminais até a barra fonte, acumular as injeções de potência ativa e reativa à jusante de cada barra.
- 4) Varredura direta: a partir do primeiro ramo e em direção aos nós terminais, calcular as tensões complexas nodais em cada barra, com base nas identidades vistas;
- 5) Verificar a convergência, por exemplo, através do módulo da diferença entre as tensões de barra entre duas iterações sucessivas. Se a convergência não é atingida, retornar à etapa 2. Se sim, proceder com os cálculos do subsistema 2.

3.2.2 SUBSISTEMA 2- DETERMINAÇÃO DOS FLUXOS, PERDAS E INJEÇÕES

Uma vez que os estados das tensões de barra da rede são conhecidos, pode-se então obter demais incógnitas de interesse do problema, tais como fluxos e perdas ativos e reativos de ramos, e injeção líquida de potências ativa e reativa no nó raiz. As perdas de ramos podem ser obtidas com as equações (3.17) e (3.18) e os fluxos são determinados através das seguintes equações:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (3.19)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (3.20)$$

Por fim, supondo a barra fonte com denominação k e definindo Ω_k o conjunto de todas as barras conectadas a jusante da barra fonte, tem-se que as injeções líquidas de potências ativa e reativa na barra fonte serão determinadas por:

$$P_k^{liq} = V_k^2 g_{km} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3.21)$$

$$Q_k^{liq} = -V_k^2 b_{km} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (b_{km} \cos(\theta_{km}) - g_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3.22)$$

3.3 REPRESENTAÇÃO PU

Em sistemas de potência utiliza-se largamente a representação das grandezas elétricas em pu (por unidade). A sua utilização atual se deve mais a razões históricas e tradição do que propriamente a sua utilidade. A origem de sua aplicação se deveu a necessidade de simular sistemas elétricos em laboratórios, objetivando adequar as grandezas do sistema aos componentes existentes nos laboratórios. Como por exemplo, a representação de uma fonte de tensão de 13,8 kV de um sistema elétrico por uma fonte de 100 V existente no laboratório (ARRUDA, 2006).

A representação pu consiste em fixar duas grandezas independentes, e com estas, referenciar todas as outras grandezas do sistema, obtendo-se seus valores pu. Após os cálculos e/ou simulação os resultados são retornados para a unidade de medida original, conforme a equação (3.23).

$$U_{original} = U_{pu} U_{base} \quad (3.23)$$

Normalmente as grandezas fixadas são a tensão de linha V_{base}^l e a potência aparente $S_{base}^{3\phi}$ numa barra do sistema, geralmente valores nominais.

3.4 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

Para a solução de um problema de otimização, é necessário determinar no problema quais quantidades são incógnitas, isto é, as variáveis de decisão, quais possuem valores constantes, denominados parâmetros, qual a descrição matemática que representa o critério de otimização a ser satisfeito, denominada função objetivo, e quais as restrições impostas ao problema, chamadas condições contorno. As restrições do problema, por sua vez, assumem forma de funções de igualdades e/ou desigualdades e descrevem a dependência entre as variáveis de decisão e as diversas condições limites do problema, o que delimita o domínio de soluções e resulta no chamado espaço de decisão factível, também denominado região viável ou região factível. Este conjunto de informações consiste no modelo matemático de otimização.

Os problemas de otimização podem ser classificados segundo a relação entre as variáveis de decisão como linear ou não-linear. Podem ainda ser classificados segundo a natureza numérica de suas variáveis de decisão, onde o problema de otimização é classificado como de variável inteira, contínua ou mista.

A otimização multiobjetivo consiste em minimizar e/ou maximizar quantidades numéricas representadas por funções matemáticas, de modo a obter uma solução, ou um conjunto de soluções, que seja aceitável por satisfazer as restrições do problema. Este problema pode ser definido como (OLIVEIRA, 2005):

$$\begin{aligned} \text{minimizar: } \underline{z} &= [f_1(\underline{x}) \quad f_2(\underline{x}) \quad \dots \quad f_N(\underline{x})] \\ \text{sujeito a: } \underline{x} &\in X \subseteq \mathbb{R}^D \end{aligned} \tag{3.24}$$

onde $\underline{z} \in Y \subseteq \mathbb{R}^N$ é o vetor N-dimensional contido no chamado espaço objetivo Y , em que $f_1(\underline{x}), \dots, f_N(\underline{x})$ são as funções objetivo do problema, $\underline{x} = [x_1, x_2, \dots, x_D]$ é o vetor de decisão D-dimensional pertencente ao espaço de decisão X formado pelas restrições de igualdade e desigualdade. Para problemas com variáveis de decisão inteiras, tem-se que, $\underline{x} \in X \subseteq \mathbb{Z}^D$. Como problemas de minimização podem ser convertidos em problemas de maximização invertendo-se o sinal da função objetivo: $\text{minimizar: } f(\underline{x}) = \text{maximizar: } -$

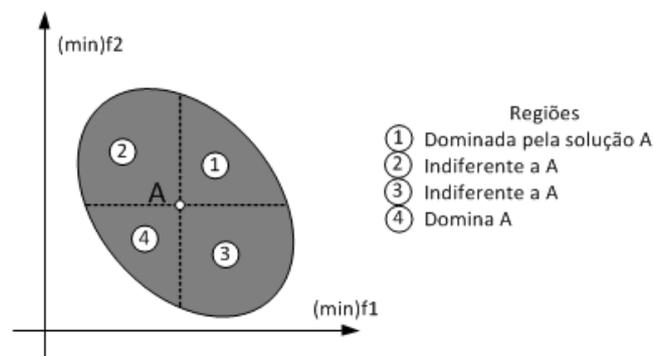
$f(\underline{x})$, então a formulação definida pela equação (3.24) possui generalidade para problemas de minimização e maximização.

3.5 DOMINÂNCIA DE PARETO

Quando as funções objetivo apresentam relação de concordância, então uma única solução ótima é possível. Entretanto, quando os objetivos são conflitantes entre si e na ausência de preferências entre eles, a otimização multiobjetivo se caracteriza por não possuir uma única solução ótima, tendo a necessidade de negociação entre os objetivos. Isso resulta em um conjunto de possíveis soluções chamadas dominantes ou não dominadas, diferenciadas entre si por um conceito chamado dominância de Pareto.

Seja, como exemplo, o gráfico de um espaço objetivo Y referente a um conjunto $N = 2$ de funções objetivo mostrado na Figura 3.5. Para uma solução de referência A qualquer do espaço objetivo, tem-se que qualquer outra solução pode ser classificada como dominante, dominada ou indiferente em relação à solução de referência A .

Figura 3.5: Relações de dominância do espaço objetivo em relação a um ponto



Fonte: Adaptado de Brigatto, 2011.

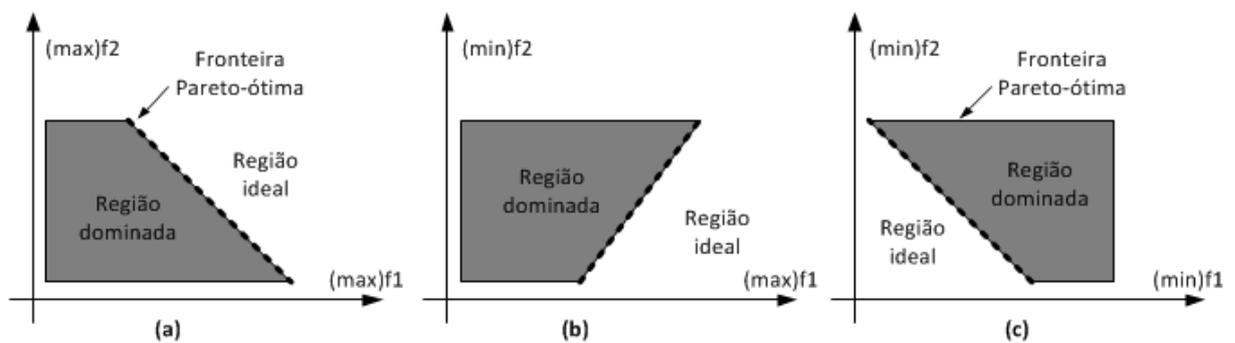
Assim, para um grupo de soluções conhecido como conjunto não-dominado, pode-se determinar se uma solução é pertencente ou não ao conjunto. Para um conjunto P de solução não-dominadas, duas condições devem então ser atendidas:

1. Quaisquer duas soluções pertencentes ao conjunto P devem ser não-dominadas uma em relação à outra;
2. Qualquer solução não pertencente ao conjunto P é dominada por pelo menos um elemento de P .

Observa-se então que um conjunto no espaço de decisão factível X de soluções não-dominadas gera um conjunto imagem no espaço objetivo factível Y formando uma superfície (curva para 2 funções). Se o conjunto de soluções se situa no limite do espaço X então o conjunto imagem também se situa no limite de Y . Neste caso, o conjunto de soluções não-dominadas em X , chamado conjunto eficiente ou Pareto-ótimo, gera uma imagem no espaço Y chamado Fronteira Pareto-ótima ou Fronteira de Pareto (LI, 2003).

Dependendo do tipo de funções objetivo de um problema de otimização, a disposição das regiões do espaço objetivo serão distintas, como mostrado na Figura 3.6:

Figura 3.6: Aspectos das Fronteiras de Pareto



Fonte: Adaptado (BRIGATTO, 2011)

Na determinação da Fronteira de Pareto existem dois aspectos preocupantes durante sua determinação, são eles (BRIGATTO, 2011):

- Verificar quão perto o conjunto solução encontrado está da fronteira Pareto-ótima pode ser difícil porque geralmente não se tem informações sobre a localização da fronteira ótima;
- O conjunto deve ocupar posições bem distribuídas na fronteira, para não ocorrer perda de diversidade de soluções, o que implica na busca de pontos uniformemente distribuídos e bem esparsos ao longo da fronteira.

3.6 MÉTODOS DE SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

Anteriormente, problemas de otimização eram modelados de forma simplista onde o modelo possuía apenas uma função objetivo. Entretanto, com o tempo foi se percebendo que modelos mono-objetivos eram insuficientes para modelar problemas reais. Isto conduziu a Pesquisa Operacional em direção à otimização de problemas multiobjetivos, muitas vezes conflitantes ou concorrentes.

Diversos métodos usados na solução de modelos de otimização multiobjetivos transformam o problema em um único critério de avaliação para evitar a complexidade envolvida. Estes métodos podem fazer necessitar da intervenção de um tomador de decisão (decisor) para estabelecer, segundo suas preferências, certos parâmetros a priori e, com a aplicação de um algoritmo de solução apropriado, obter uma solução ou um conjunto de soluções. Como exemplo destas estratégias multiobjetivo, tem-se:

- Método de Otimização Hierárquico: assume-se que os critérios de otimização podem ser ordenados segundo um decisor. Neste método, faz-se uma hierarquização prévia das funções objetivo e, com base nessa hierarquia, aplica-se o método de otimização à função objetivo, em que cada passo adiciona-se uma nova restrição escrita com a função objetivo anterior, sendo esta o valor desta função limitada pelo acréscimo ou decréscimo de um coeficiente de relaxação ε assumido pelo decisor. A escolha destes coeficientes pode influenciar no resultado, sendo necessário um bom conhecimento do espaço de decisão e várias execuções para diferentes valores dos coeficientes.
- Método de negociação: consiste basicamente em aplicar o método de otimização ao modelo considerando uma função objetivo mestre e as demais como restrições flexíveis, chamadas escravos, cada uma limitada por um coeficiente de relaxação ε , onde a busca é interrompida quando o decisor encontra uma solução satisfatória. Este método também é bastante sensível à escolha do conjunto de coeficientes.
- Método da Programação por Metas: baseia-se em encontrar uma solução particular para cada função objetivo, que atinge metas pré-estabelecidas por um decisor. As metas são inseridas no modelo como novas restrições e os desvios das funções em relação as metas são modeladas por variáveis. Neste método, a tarefa é encontrar a solução que minimize os desvios em relação as metas e, se não existir uma solução que atenda as metas, serão encontradas soluções que minimizem os desvios.
- Método da Ponderação dos Objetivos: consiste em substituir as funções objetivo por uma única função escalar $f(\underline{x})$, que utiliza uma combinação linear ponderada por um peso de importância de cada objetivo, chamado coeficientes de ponderação. Logo, o método requer que todas as funções sejam expressas de forma adimensional por meio da normalização dos seus valores. Este método tem a forma (OLIVEIRA 2005):

$$f(\underline{x}) = \sum_{i=1}^N w_i f_i(\underline{x}) c_i \quad (3.25)$$

em que, w_i são os coeficientes de ponderação (pesos), tal que $\sum w_i = 1$, e c_i são constantes de normalização das funções objetivo para que seus valores, por vezes distintos, possam se tornar adimensionais e expressar sua importância aos pesos. Usualmente adota-se $c_i = 1/f_i^o(\underline{x})$, onde $f_i^o(\underline{x})$, é a solução ideal (ótima) de cada função objetivo. Neste caso, com um processo de varredura nos valores dos pesos, pode-se então obter um conjunto de soluções não dominadas.

3.7 FATOR DE EMISSÃO DE CO₂

Fator de Emissão refere-se a uma taxa de emissão média de um dado poluente relativo à intensidade de uma atividade e a uma determinada fonte. O Fator de Emissão de um gás corresponde, então, à relação entre a quantidade do gás emitido (*kg ou ton*) por cada unidade de produção energética resultante da atividade (*kJ ou kWh*).

Para a avaliação da emissão de CO₂ proveniente de fontes de energia utilizadas na geração elétrica, foi empregada a metodologia definida no *International Panel on Climate Change* que, através do Fator de Emissão, assume uma relação linear entre a energia produzida (*kWh*) e a consequente emissão de poluentes (*ton_CO₂*), tal que:

$$Emiss\tilde{a}o = FE_{fonte} * E_{fonte} \quad (3.26)$$

em que: FE_{fonte} é o Fator de Emissão de CO₂ equivalente para determinada fonte; E_{fonte} é a energia produzida pela fonte. A

Tabela 3.1 dada a seguir mostra os fatores de emissão de CO₂ equivalente típicos para algumas fontes primárias de energia.

Tabela 3.1: Fatores de Emissão de CO₂ equivalente

Tipo de fonte	FE (10 ⁻⁵ ton_CO ₂ ^{equiv} /kWh)
Hidroelétrica	1,50
Eólica	2,10
Gás natural	61,5
Óleo Combustível	91,0
Carvão	102,0

Fonte: (BRIGATTO; CARMARGO; SICA, 2010)

3.8 ALGORITMO GENÉTICO

3.8.1 INTRODUÇÃO

Os problemas de otimização, muitas vezes demandam tempos impraticáveis de varredura das possibilidades de soluções. Isto ocorre quando o número de possibilidades é função exponencial ou fatorial. Para se resolver um problema com tempo de solução impraticável pode-se valer da inteligência computacional.

A inteligência computacional muitas vezes se beneficia da observação da natureza. Dentre os algoritmos baseados na natureza podem-se citar as redes neurais (simulação do comportamento do cérebro humano), o resfriamento simulado (baseado no processo de resfriamento dos metais) e finalmente o Algoritmo Genético que se baseia na simulação da evolução natural. Algoritmos Genéticos podem ser utilizados para se efetuar a busca de soluções aproximadamente ótimas valendo-se de uma estratégia multiobjetivo. O Algoritmo Genético associado à abordagem de Pareto apresenta como solução final um conjunto de soluções aproximadamente ótimas em Pareto.

A seguir serão apresentadas técnicas evolutivas e posteriormente o Algoritmo Genético.

3.8.2 ALGORITMO GENÉTICO (AG)

Algoritmo Genético é um ramo dos algoritmos evolucionários e como tal podem ser definidos como uma técnica de busca baseada numa metáfora do processo biológico de evolução natural. (LINDEN, 2006).

Nos algoritmos genéticos, populações de indivíduos são criadas e submetidas aos operadores genéticos: seleção, recombinação e mutação. Cada um desses indivíduos terão suas características medidas em relação a um objetivo específico através de uma função de avaliação e posteriormente serão classificados.

A evolução natural não é um processo dirigido à obtenção da solução ótima, sendo assim os AGs também não são. Na evolução natural, a competição entre os indivíduos é que determina as soluções obtidas. Devido à sobrevivência dos mais aptos, os melhores indivíduos prevalecerão. Sendo assim, os AGs são heurísticas que encontram boas soluções a cada execução.

AGs são geralmente programas simples que necessitam apenas de informações locais ao ponto avaliado, não necessitando de derivadas ou qualquer outra informação adicional. Isto é uma grande vantagem dos AGs que os tornam aplicáveis a problemas que incluem descontinuidades duras, – situações onde os dados são discretos ou não possuem derivadas– muito comuns em problemas reais.

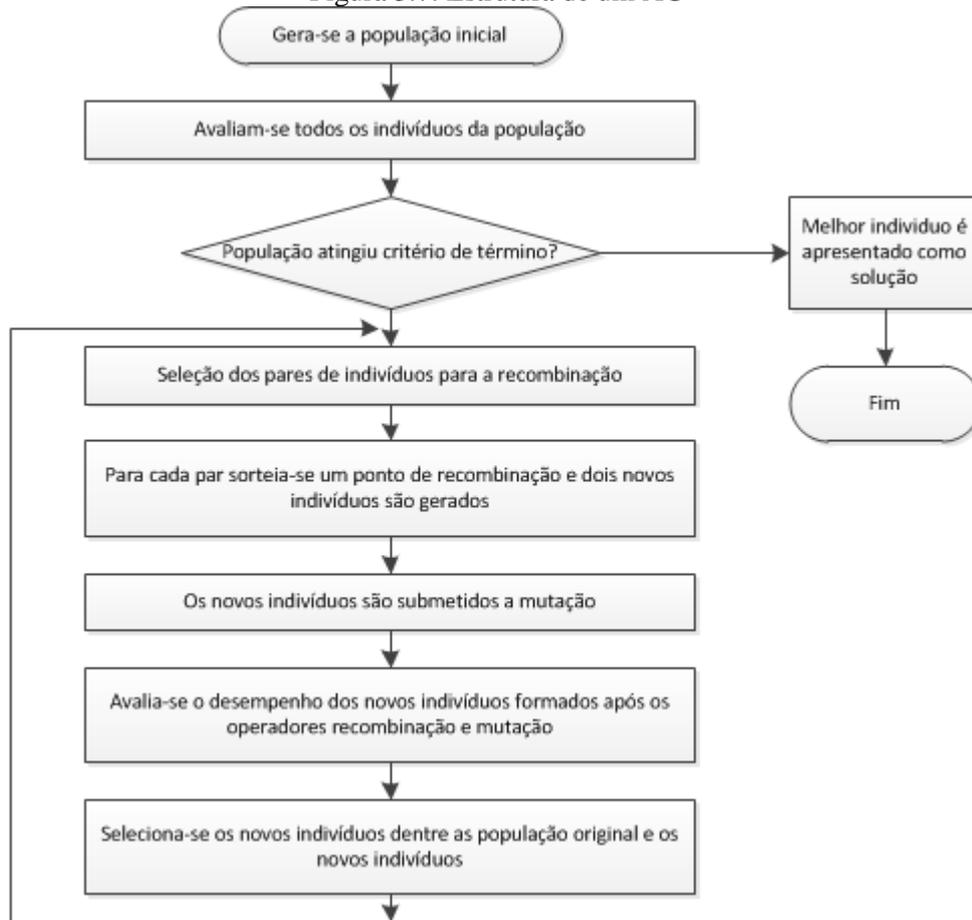
Segundo Wolpert e Macready (1997), todos os algoritmos tem exatamente o mesmo desempenho. Isto é, a média de desempenho dos algoritmos é a mesma considerando os infinitos problemas existentes. Uma das consequências de tal afirmação é que nenhum algoritmo genérico pode ser melhor do que um algoritmo feito especificamente para um dado problema. Isto é chamado Teorema da Inexistência do Almoço Grátis (TIAG). Um bom AG pode embutir o máximo de conhecimento sobre o problema, na representação, nos operadores genéticos e na função de avaliação.

De acordo com Baker e Ayechev (2003), as estruturas cromossômicas iniciais afetarão consideravelmente a capacidade do algoritmo de resolver o problema. Para melhorar a eficácia do AG, alguns estudos têm como objetivo a elaboração de uma metodologia sob medida que produz cromossomos superiores se dadas as propriedades do problema de otimização. Nesse sentido, este estudo considera construir cromossomos superiores, avaliando à medida que a manutenção de um componente beneficia o desempenho do sistema.

3.8.3 ESTRUTURA DOS AGS

Um AG pode seguir o esquema da Figura 3.7. Este é um esquema extremamente genérico, vários de seus componentes são invariáveis de um problema para outro, favorecendo a reutilização de trechos de código quando este for implementado orientado a objeto.

Figura 3.7: Estrutura de um AG



Fonte: (AMARAL, 2006). (Adaptado)

A seguir será descrita cada etapa deste AG.

3.8.3.1 REPRESENTAÇÃO CROMOSSOMIAL

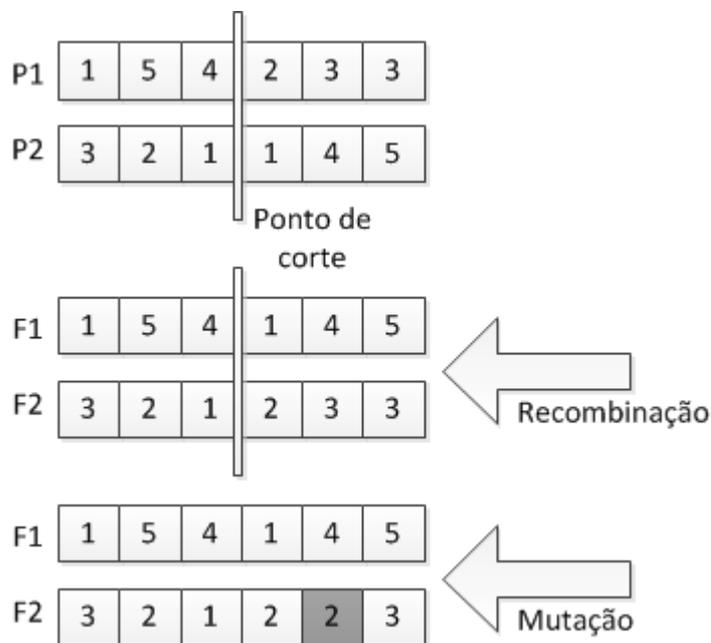
A representação cromossomial consiste em traduzir a informação do problema numa maneira viável de ser tratada pelo computador. Na representação cromossomial é um ótimo lugar para embutir conhecimento sobre o problema. A representação mais simples e mais usada é a binária, isto é, cada indivíduo (cromossomo) é uma sequência de bits (genes). Esta representação, mostrada na Figura 3.8, facilita a compreensão e implementação dos operadores genéticos, explicados posteriormente.

Neste trabalho a representação utilizada é parecida com a binária. É utilizado um bit para representar o número de unidades modulares em cada empreendimento GD, entretanto, para empreendimento GD existem mais de dois estados, isto é, pode haver produção naquele empreendimento ou não, e ainda quantas unidades modulares entrariam em operação. Para auxiliar esta representação é utilizada uma matriz auxiliar que armazena informações

constantes do sistema. Essas informações são: quais barras existem empreendimentos GD; o tipo de energia primária associada àquela barra. Pode ser uma fonte fóssil ou uma fonte renovável; e também associado àquela empreendimento GD existe um número máximo de unidades de produção na referida barra. Este parâmetro é multiplicado pela capacidade de geração de cada módulo da unidade GD.

Na Tabela 3.2 são mostrados um indivíduo e uma matriz auxiliar. Esta matriz auxiliar é gerada apenas uma vez, para armazenar parâmetros que são utilizados a cada iteração do AG.

Figura 3.8: Representação cromossomal e recombinação de um ponto e mutação



Fonte: (Amaral, 2006)

Tabela 3.2: Espaço de busca e um indivíduo exemplo

Espaço de busca											
7	11	17	24	30	34	42	49	52	53	60	64
2	2	1	2	2	1	2	1	1	2	1	2
7	7	4	7	5	5	6	5	7	6	6	4
Indivíduo											
0	4	0	3	0	0	0	3	0	0	3	3

Na Tabela 3.2 é mostrado um espaço de busca de um sistema de 70 barras, onde existem unidades GD em 12 barras do sistema. São elas: 7, 11, 17, 24, 30, 34, 42, 49, 52, 53, 60 e 64. O tipo de energia primária pode ser consultado na segunda linha: as barras 17, 34, 49, 52 e 60 possuem como energia primária fontes fósseis, enquanto que as restantes possuem

energia primária limpa. Na terceira linha pode ser consultado o número máximo de unidades modulares que podem produzir energia em cada barra. O módulo de cada unidade é um parâmetro armazenado separadamente. Assim a última linha indica o número máximo que cada bit do cromossomo pode assumir. Neste caso o bit 1 pode assumir oito valores (0, 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7). Na última linha da tabela é apresentado um indivíduo. Assim, este indivíduo representa que nas barras 11, 24, 49, 60 e 64 possuem unidades GD alocadas com 4, 3, 3, 3 e 3 unidades geradoras, respectivamente em cada barra. Considerando que o módulo de cada máquina seja 50kVA. Estaria gerando nas barras 11, 24, 49, 60 e 64 com as unidades GD 200kVA na barra 11 e 150 kVA nas barras 24, 49, 60 e 64.

3.8.3.2 FUNÇÃO DE AVALIAÇÃO

É a maneira de avaliar os indivíduos para posteriormente selecionar os melhores. A função de avaliação é, em muitos casos, a única ligação verdadeira do programa com o problema real. Assim um mesmo AG pode ser aplicado a vários problemas alterando-se apenas a função de avaliação. A função de avaliação deve embutir o máximo de conhecimento sobre o problema a ser resolvido, tornando o algoritmo específico para cada caso. Quanto mais conhecimento embutirmos em um AG, menos serão válidas as críticas baseadas no TIAG.

3.8.3.3 SELEÇÃO DE PAIS

O método de seleção deve simular o mecanismo de seleção natural que atua sobre as espécies biológicas, em que os pais mais capazes geram mais filhos, no entanto os pais menos aptos também podem gerar descendentes. Isto mantém a diversidade da população para que a evolução possa prosseguir de forma satisfatória. Na natureza, os indivíduos mais fracos também geram uma prole, apesar de fazerem com frequência menor do que os indivíduos mais aptos. Para simular isto existem vários métodos dos quais:

- **Roleta viciada:** método muito utilizado pelos pesquisadores em que se cria uma roleta virtual na qual cada indivíduo recebe um pedaço proporcional a sua avaliação. É escolhido um ponto de forma aleatória da roleta, onde os indivíduos mais aptos terão mais chance de serem escolhidos para reprodução. Para se implementar a roleta viciada são atribuídas parcelas de uma escala (ex: 0 a 100, 0 a 360) proporcionais a avaliação e escolhido um valor dessa escala de forma aleatória que corresponderá a um indivíduo que será escolhido para reprodução.

- Método do torneio: consiste em selecionar uma série de indivíduos e fazer com que eles compitam entre si para reproduzir, usando como critério sua respectiva função de avaliação. Existe nesse método de seleção um parâmetro k que define quantos indivíduos serão selecionados aleatoriamente dentro da população para competir. Os indivíduos são selecionados para o torneio de forma aleatória com a mesma probabilidade, onde a vantagem dos mais aptos se manifesta depois de escolhidos. Evidências empíricas mostram que o torneio binário ($k = 2$) costuma apresentar resultados melhores do que o método da roleta viciada, não sendo nem um pouco sensível a questões tais como avaliação de superindivíduos. Neste trabalho utiliza-se o torneio binário.

3.8.3.4 OPERADOR DE RECOMBINAÇÃO E MUTAÇÃO

A seguir é dada uma versão simples para os operadores genéticos, em que eles atuam de forma conjunta, como se fossem um só.

- Operador de crossover: o operador de crossover mais simples é o de um ponto como mostrado na Figura 3.8. Após a seleção de dois pais, um ponto de corte é selecionado, em que um ponto de corte é uma posição entre dois bits do indivíduo. Após a seleção do ponto de corte, os pais são separados e as partes comutadas formando dois novos indivíduos (filhos) como mostrados na Figura 3.8.
- Operador mutação: após a formação da geração de filhos, entra em ação o operador mutação. Este operador consiste em alterar o gene com uma probabilidade muito pequena, da ordem de 0,5%. Este processo é feito para cada bit de cada indivíduo filho como mostrado na Figura 3.8. A probabilidade de mutação geralmente é baixa, caso contrário o AG se parecerá com uma técnica de busca chamada *random walk*, na qual a solução é procurada totalmente de forma aleatória sem usar informações correntes ou passadas.

Existe uma restrição particular na alocação de unidades GD num sistema de distribuição. Esta restrição é o nível de penetração de geração de unidades GD no sistema. Para manter os indivíduos factíveis é calculado um fator k que é a razão entre o nível de penetração máximo pelo nível de penetração do indivíduo. Caso este fator k seja menor que 1, o cromossomo é multiplicado por este valor e seus valores são truncados resultando num

indivíduo factível. Este mesmo método para manter os indivíduos factíveis é utilizado na geração da população inicial.

3.8.3.5 MÓDULO DA POPULAÇÃO

Como no mundo real, onde a evolução determina quem passará seus genes adiante, os recursos tanto na natureza quanto na computação são limitados, o que inviabiliza que a população cresça indefinidamente. Para este controle num AG existe o módulo de população que por questões de simplicidade muitas vezes é mantida constante. O módulo da população é a forma como os filhos passam a compor a população e como os pais são descartados. O módulo de população mais simples que existe em AG consiste em substituir todos os pais pelos seus filhos. Outro modo do módulo da população é o elitismo (utilizado neste trabalho), que garante que o gráfico da avaliação do melhor indivíduo de cada geração seja uma função monotonamente crescente. Isto quer dizer que o melhor indivíduo da geração $t + 1$ é pelo menos igual ao melhor da geração t , no caso em que nenhum indivíduo melhor seja criado na geração $t + 1$. De forma prática, o elitismo é implementado passando para geração posterior n melhores indivíduos e podendo ainda manter o tamanho da população constante. Esta pequena mudança colabora muito para a melhoria do desempenho de busca de um AG, comparada ao módulo em que os filhos substituem os pais.

CAPÍTULO 4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Neste capítulo é apresentado o modelo de otimização para determinar a produção de energia elétrica por unidades GD nos sistemas de distribuição, de forma a minimizar as perdas elétricas de potência ativa contrapondo com a emissão de CO₂ equivalente empreendimentos de geração, onde o processo de solução é baseado na metaheurística de Algoritmos Genéticos.

4.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

O objetivo do trabalho é determinar um número, com limite máximo predeterminado, de unidades GD em operação que produzem energia a partir de diferentes fontes visando minimizar as perdas elétricas de potência ativa juntamente com as emissões de CO₂ equivalentes produzidas na operação desses empreendimentos. Tem-se então um problema com dois objetivos conflitantes, uma vez que aumentar o número e a potência de geração dos empreendimentos GD diminuiria as perdas elétricas na linha, entretanto, aumentaria a emissão de CO₂. O número de unidades GD possui limite máximo devido à escassez de fonte de energia primária e também da localização desta unidade ou viabilidade econômica de transporte dessa fonte de energia. Portanto, a função objetivo do problema de otimização proposto será a soma ponderada dos dois objetivos que se quer minimizar: perdas de potência ativa e emissão equivalente de gás CO₂. Nota-se que essas parcelas tem escalas de valores diferentes, e sendo assim, será necessária a normalização de cada parcela por um caso dito ideal. Cada parcela dessa soma será normalizada, segundo o caso ideal que será aquele no qual se considera apenas um objetivo que, no caso, corresponde à minimização das perdas ativas de energia.

Através do Método da Ponderação dos objetivos encontrar-se-á a fronteira de Pareto que atenda as restrições que são contrapostas. Neste caso, utiliza-se um peso especificado w no qual seu valor é alterado de 0 a 1, em que o valor 1 considera-se apenas o objetivo de minimizar perdas de energia e o valor 0 considera-se apenas o objetivo de minimizar emissões de CO₂ equivalente.

O cálculo das perdas ativas será obtido através da simulação de um fluxo de carga para redes de distribuição, que como explicado na seção 3.2, será utilizado o Método da Soma das Potências (MSP).

Para testar a viabilidade de cada proposta de solução, três restrições são consideradas:

a. Nível de penetração de GD no sistema:

Corresponde à porcentagem de carga do sistema suprida por GD, a qual pode ser calculada através da inequação (4.1). Neste trabalho utilizou o valor máximo de penetração de 15%;

$$\frac{\sum_{i \in \Omega_{GD}} P_i^{GD}}{\text{mínimo} \left[\sum_{j \in \Omega_B} P_j^{carga,p} \right]} \times 100 \leq PM^{GD} \quad (4.1)$$

em que, $P_j^{carga,p}$ é a demanda de potência ativa em cada barra $j \in \Omega_B$ para o patamar de carga p , onde Ω_B é o conjunto das barras da rede, e PM^{GD} é a máxima penetração estabelecida para os geradores distribuídos na rede. Assim, a máxima potência injetada na rede por geradores distribuídos será função do patamar de menor carregamento do dia.

b. Modularidade das unidades de GD:

No momento da instalação de uma unidade de GD a potência nominal do empreendimento é determinada por fatores tais como espaço físico e disponibilidade de energia primária. Portanto, considerando a modularidade dos empreendimentos de GD, o número de unidades de produção de cada empreendimento possui um valor máximo como definido na inequação (4.2).

$$0 \leq NGD_i \leq NGD_i^{max} \quad (4.2)$$

Assim a variável de decisão que é o número de unidades por cada empreendimento NGD_i a entrar em operação possui valor máximo NGD_i^{max} . Lembrando que o módulo (potência nominal) de cada unidade é pré-definido, então, somente o número de módulos a entrar em operação que será determinado através do algoritmo de solução.

c. Restrições de fluxo de Carga:

Ainda com relação às restrições consideradas no modelo existem as restrições de balanço de potência nas barras, que são verificadas resolvendo um Problema do Fluxo de Carga da rede.

4.1.1 POTÊNCIA ATIVA INJETADA NA REDE PELO GERADOR DISTRIBUÍDO

Para entender o modelo matemático proposto, são necessárias algumas definições, entre elas a determinação da potência total injetada na rede por cada empreendimento de GD.

Seja $i \in \Omega_{GD}$ o índice dos geradores distribuídos presentes em uma rede elétrica de distribuição, onde Ω_{GD} é o conjunto de todos esses empreendimentos, cada qual com um número total de unidades de produção NGD_i^{max} e com capacidade de produção de energia $P_i^{GD,unit.}$ unitária de fornecimento de potência ativa. E seja ainda, NGD_i o número de unidades de produção de cada empreendimento i em operação para o atendimento da demanda (variável de decisão), Assim, a potência ativa P_i^{GD} de cada gerador i em uma base diária pode ser calculada como:

$$P_i^{GD} = NGD_i P_i^{GD,unit.} \quad (4.3)$$

4.1.2 OBJETIVO N° 1: PERDAS DE ENERGIA ATIVA

O modelo a ser apresentado neste capítulo possui dois objetivos, o primeiro deles está relacionado com a minimização das perdas ativas de energia.

Como citado na seção 2.3, uma das vantagens da produção de energia elétrica através de GD é a redução das perdas de energia nas linhas de transmissão, e adicionalmente redução de perdas de energia no próprio alimentador da rede de distribuição. Portanto, essa redução nas perdas de potência será um dos objetivos principais considerados neste trabalho, e que a seguir será modelado matematicamente de tal forma a ser incluído no problema geral de otimização.

Considerando que as demandas de cada barra sejam tipificadas em NP patamares de carga, em que cada patamar p tem um tempo de duração Δt_p , totalizando 24 h (base diária). O objetivo de minimizar as perdas totais de energia ativa na rede de distribuição, pode ser definido como:

$$E_{perdas}^{total} = \sum_{p=1}^{NP} \left[\sum_{km \in \Omega_l} R_{km} I_{km,p}^2 \Delta t_p \right] \quad (4.4)$$

em que, E_{perdas}^{total} é o total de energia de perdas em uma rede de distribuição composta por ramos $km \in \Omega_l$, onde Ω_l é o conjunto de todos os ramos da rede, R_{km} é a resistência série do ramo percorrido por uma corrente $I_{km,p}$ durante um intervalo de tempo Δt_p para o atendimento de carga. Neste caso, as correntes de ramos, para cada patamar de carga p com duração Δt_p , podem ser obtidas com a solução do Problema do Fluxo de Carga (PFC) para

redes de distribuição, onde as restrições de balanço de potência nas barras (1ª e 2ª leis de Kirchoff) são atendidas na solução do PFC da rede através do MSP.

4.1.3 OBJETIVO N° 2: EMISSÕES EQUIVALENTES DE CO₂

A geração de energia através de GD pode se basear em energia primária fóssil ou renovável. Como se sabe, umas das preocupações mundiais é o aquecimento global, devido ao efeito estufa, ocasionado pela emissão de gases, dentre eles o CO₂. Assim, o segundo objetivo deste trabalho visa minimizar a emissão de CO₂ equivalente na atmosfera devida à produção de energia elétrica através de GD.

A minimização das emissões de CO₂ equivalente $E_{CO_2 eq.}^{total}$ provenientes dos módulos dos geradores distribuídos em operação diariamente pode ser definido pela seguinte equação:

$$E_{CO_2 eq.}^{total} = \sum_{i \in \Omega_{GD}} 24 P_i^{GD} FE_i \quad (4.5)$$

em que FE_i é o fator típico de emissões de CO₂ equivalente da fonte primária empregada em cada empreendimento i . Os valores de fatores de emissão equivalentes de CO₂ foram obtidos de Brigatto (2011) e foram mostrados na tabela 3.1.

Pode-se notar da equação (4.5) que o valor de emissão total é diário, pois P_i^{GD} corresponde àquele valor de produção de potência que satisfaz os três patamares de carga e, portanto, corresponde ao valor diário de geração através dos módulos de GD, o que explica que o número 24 esteja multiplicando os termos na equação acima.

Os incrementos na quantidade de módulos de GD em operação podem e, geralmente, resultam em uma redução no total de energia de perdas da rede E_{perdas}^{total} , entretanto, este incremento de unidades implica no aumento do total de emissões equivalentes $E_{CO_2 eq.}^{total}$, provenientes destas unidades em operação. Dessa forma, tem-se que o modelo assim definido trata-se de um problema com dois objetivos conflitantes e, conseqüentemente, um conjunto de soluções não dominadas é possível. Assim, uma forma de contornar essa contraposição dos objetivos é fazer uma ponderação dos objetivos na função a ser minimizada através de fatores de peso. Neste caso, pode-se escolher a melhor solução segundo definição de um decisor, dependendo do valor da ponderação dada a cada objetivo.

4.1.4 MODELO MATEMÁTICO COMPLETO

Após ter definidos os objetivos a serem minimizados e as restrições a serem consideradas, pode-se expressar matematicamente o modelo de otimização como:

$$\min. \quad z = w \frac{E_{perdas}^{total}}{E_{perdas}^{total,o}} + (1 - w) \frac{E_{CO_2 eq.}^{total}}{E_{CO_2 eq.}^{total,o}} \quad (4.6)$$

s.a.:

$$I_{km}^{qdr} V_m^{qdr} = P_{km}^2 + Q_{km}^2 \quad \forall km \in \Omega_l \text{ e } m \in \Omega_B \quad (4.7)$$

$$\sum_{mk \in \Omega_l} P_{mk} - \sum_{km \in \Omega_l} (P_{km} + R_{km} I_{km}^{qdr}) + P_{GDk} = P_k^{carga,p} \quad k \in \Omega_B \quad (4.8)$$

$$\sum_{mk \in \Omega_l} Q_{mk} - \sum_{km \in \Omega_l} (Q_{km} + X_{km} I_{km}^{qdr}) = Q_k^{carga,p} \quad k \in \Omega_B \quad (4.9)$$

$$V_k^{qdr} - 2(R_{km} P_{km} + X_{km} Q_{km}) - Z_{km}^2 I_{km}^{qdr} - V_k^{qdr} = 0 \quad km \in \Omega_l \text{ e } k \in \Omega_B \quad (4.10)$$

$$\frac{\sum_{i \in \Omega_{GD}} P_i^{GD}}{\text{mínimo}[\sum_{k \in \Omega_B} P_k^{carga,p}]} \times 100 \leq PM^{GD} \quad (4.11)$$

$$0 \leq NGD_i \leq NGD_i^{max} \quad \forall i \quad (4.12)$$

$$NGD_i \text{ inteiro } \forall i \quad (4.13)$$

em que a equação (4.6) corresponde a função objetivo a ser minimizada, onde a primeira parcela corresponde ao objetivo de perdas de energia ativa no alimentador e a segunda parcela corresponde ao objetivo de emissões equivalentes de CO₂ ambas normalizadas pelo caso ideal (em que $w = 1$). Assim, $E_{perdas}^{total,o}$ são as perdas totais de potência ativa no alimentador da rede de distribuição e $E_{CO_2 eq.}^{total,o}$ é emissão total equivalente de CO₂, ambos para o caso ideal em que é considerado apenas o objetivo de minimizar perdas de potência ativa ($w = 1$).

As equações (4.7) a (4.10) correspondem às equações de balanço de potências ativa e reativa no sistema de distribuição. Estas restrições de balanço de potência são aplicadas

através da simulação do fluxo de carga que no caso deste trabalho foi utilizado o MSP. A inequação (4.11) corresponde ao limite de penetração máximo de potência gerada permitida para os empreendimentos de GD. A inequação (4.12) corresponde ao limite de produção de cada empreendimento GD. E finalmente, a restrição (4.13) é a declaração da variável NGD_i como inteira.

Pode-se observar do modelo que as variáveis de decisão NGD_i do problema geral ficam conhecidas quando são fixadas as propostas de solução no Algoritmo Genético e logo, dentro do algoritmo é calculada a função de aptidão, através do cálculo da função objetivo, e verificada a viabilidade de cada solução proposta examinando as restrições (4.7) a (4.13) mostradas acima.

Os conjuntos, índices, parâmetros e variáveis usados na descrição do modelo são definidos a seguir.

Conjuntos:

Ω_{GD} : Conjuntos das barras que possuem unidade GD.

Ω_l : Conjunto de todos os ramos do sistema.

Ω_B : Conjunto de todas as barras do sistema.

Índices:

i : índice das barras que possuem empreendimentos GD.

p : número do patamar de potência

k ou m : número da barra do sistema.

km : número do ramo do sistema.

Parâmetros:

PM^{GD} : máxima penetração percentual estabelecida para potência gerada por GD.

w : fator de ponderação entre os dois objetivos.

NP : número de patamares.

X_{km} : Reatância entre os ramos km .

Z_{km} : Magnitude da impedância entre os ramos km. ($Z_{km} = \sqrt{R_{km}^2 + X_{km}^2}$).

$Q_k^{carga,p}$: Potência reativa demandada na barra k .

NGD_i^{max} : número total de unidades de produção do empreendimento i .

Variáveis:

I_{km}^{qdr} : quadrado da magnitude da corrente no ramo da barra $k - m$.

V_k^{qdr} : quadrado da magnitude da tensão na barra k .

P_{km} : Potência ativa que flui da barra k para m .

Q_{km} : Potência reativa que flui da barra k para m .

P_{GDk} : Potência injetada na barra k por empreendimento de GD.

NGD_i : números de módulos de cada empreendimento GD i em operação.

Logo após ter definido o modelo de otimização que permite determinar a produção de potência dos diversos empreendimentos de GD presentes na rede de distribuição, determina-se uma proposta de solução através da implementação de um Algoritmo Genético. Os principais passos do algoritmo de solução serão detalhados a seguir.

4.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO

Para a solução do problema multiobjetivo proposto, optou-se por empregar um processo baseado em Algoritmo Genético, bem como no Método da Ponderação dos Objetivos para obter um conjunto de soluções não dominadas. Para a normalização dos objetivos é necessário estabelecer um caso ideal. Contudo, devido à diferença de escalas dos valores das funções objetivos, optar por um caso ideal em que não houvesse prioridade de um dos objetivos, isto é $w = 1/2$, poderia resultar no domínio de um dos objetivos, que no caso corresponderia à minimização das emissões de CO₂ equivalentes.

As primeiras execuções do método do AG mostraram que o domínio do objetivo de emissões de CO₂, resulta em que nenhuma unidade GD entraria em operação e, conseqüentemente, a solução ótima para o total de emissões de CO₂ equivalente seria nula, o que inviabilizava seu emprego como constante de normalização. Isto ocorria devido ao fato da

diferença entre as grandezas ser muito grande, assim variações no critério de perdas não atingiam magnitude comparável ao critério de emissões.

Assim, para a obtenção do conjunto de soluções não dominadas e das constantes de normalização, optou-se por um processo de solução em duas etapas:

1ª Etapa:

Nesta etapa o objetivo é obter os valores necessários para a normalização dos objetivos a serem minimizados na função geral do problema de otimização. Desta forma, exige-se a obtenção da produção ótima diária dos geradores distribuídos, através do uso do AG, considerando apenas o problema de minimização das perdas de energia ativa na rede de distribuição expressa pela equação (4.4) e as restrições do modelo expressas por (4.7) a (4.13). Assim, a produção ótima diária P_i^{GD} que minimiza apenas perdas de energia é utilizada para calcular o valor ideal dessas perdas de energia ativa $E_{perdas}^{total,o}$, bem como obter o valor das emissões totais de CO_2 equivalente $E_{CO_2 eq.}^{total,o}$ (para o caso ideal), cujos resultados são empregados para a normalização das funções objetivo.

2ª Etapa:

Com os fatores de normalização obtidos na 1ª Etapa, define-se a função objetivo (FO) correspondente à soma ponderada dos objetivos, em que, $w \subset [0,1]$.

Com a varredura do peso w , obtém-se então um conjunto de soluções não dominadas. Em outras palavras, para cada valor pré-especificado de w é obtida uma proposta de solução através da execução do AG.

Para a solução das Etapas 1 e 2 é empregado, então, um Algoritmo Genético no qual foram adotados os seguintes procedimentos específicos:

a) Codificação:

No sistema convencional a fonte de energia primária é determinante na localização e tamanho dos geradores. Na Geração Distribuída, a localização da energia primária também determina a localização e a dimensão em alguns casos. Para simular isso, nesse modelo, nem todas as barras, são possíveis de se alocar unidade GD e a máxima potência de cada barra é pré-determinada. Para isso são escolhidas barras nos sistemas e atribuídas potências máximas de geração.

Portanto, se numa barra é existente um empreendimento GD, sua fonte primária e potência instalada já estão definidas, restando determinar o número de unidades modulares a entrar em operação. Com isso, a codificação utilizada considera o seguinte:

- ✓ O número de bits é igual ao número de barras com empreendimentos GD.
- ✓ Os valores que esses bits podem armazenar são os múltiplos dos módulos de potência possíveis de serem instalados.

Como exemplificação, supondo que todas as fontes primárias possuíssem o mesmo tamanho modular, no caso 150 kVA, então, para um caso em que é possível uma instalação de capacidade máxima de 900 kVA, os valores que esses bits podem armazenar seriam 0,1,2, 3, 4, 5 e 6.

Apenas estas informações de potência são insuficientes para a modelagem dos sistemas. As informações complementares, tais como, tipo de fonte primária, máxima capacidade de geração e o endereço da barra onde existe empreendimento GD são armazenados numa matriz auxiliar chamada neste trabalho de *espaço de busca*.

A matriz *espaço de busca* possui tamanho $i_{max} \times 3$, onde i_{max} é máximo valor que o índice i pode assumir, ou seja, o número de barras que possuem empreendimentos GD. A matriz possui três linhas, sendo que na primeira são armazenados os índices das barras que possuem empreendimento GD, isto é, os valores possíveis do índice i , a segunda linha armazena o fator típico de emissões de CO₂ equivalente FE_i da fonte primária empregada em cada empreendimento i , e na última linha da matriz *espaço de busca* são armazenados os números totais de unidades de produção do empreendimento i NGD_i^{max} .

A população inicial é gerada aleatoriamente a partir de valores indicados pelas restrições (4.12) e (4.13). Porém a restrição de penetração (4.11) pode não ser atendida por esses indivíduos da população inicial, gerados aleatoriamente, e pelos indivíduos das gerações posteriores submetidos aos operadores genéticos.

Para que AG proposto cumprisse esta restrição associada à máxima penetração da GD, adotou-se o seguinte procedimento: no caso do indivíduo ultrapassar o limite permitido, é necessário realizar um ajuste na produção de energia das unidades de GD de tal forma a manter a factibilidade dos indivíduos. Para isso, calcula-se um fator k definido como a razão entre o nível de penetração máximo pelo nível de penetração do indivíduo e , se $k < 1$, o cromossomo é multiplicado por este valor e seus valores são truncados para baixo, resultando

assim em um indivíduo factível. Para a avaliação desta restrição, adotou-se um nível de penetração máximo de 15%, como forma de aumentar a pluralidade de soluções na composição de unidades de produção. Esta verificação é realizada sempre após a geração de um novo indivíduo, inclusive na geração da população inicial. Outros métodos de manutenção da factibilidade das soluções, tal como, penalização dos indivíduos inactíveis, foram utilizados, entretanto, os melhores resultados foram encontrados utilizando o método anteriormente explicado.

b) Operadores genéticos:

Após a formação da população de indivíduos, procede-se com os operadores genéticos. Para a seleção de indivíduos adotou-se o torneio binário como explicado na seção 3.8.3.3. Para o operador de crossover adotou-se o de ponto simples, também explicado na seção 3.8.3.4. Finalmente, para o operador de mutação, adotou-se a probabilidade de mutação de 5% para cada bit de cada indivíduo. Assim, o bit a sofrer mutação será incrementado ou decrementado em 1 com probabilidade de 50%. Nos casos limites, se o bit selecionado para sofrer mutação é nulo então obrigatoriamente seu valor será ajustado para 1 e, se igual ao número máximo de unidades modulares, seu valor é decrementado em 1.

c) Módulo da população:

Consiste na forma como os novos indivíduos passam a compor uma nova geração. O módulo de população adotado é o elitismo, como explicado na seção 3.8.4.5 que garante que o gráfico da avaliação do melhor indivíduo de cada geração seja uma função monotonamente decrescente. Isto quer dizer que o melhor indivíduo da geração $t + 1$ é pelo menos igual ao melhor da geração t , no caso em que nenhum indivíduo melhor seja criado na geração $t + 1$.

De forma prática, o elitismo é implementado passando os N melhores indivíduos para geração posterior, podendo ainda manter o tamanho da população constante. Esta pequena mudança colabora muito para a melhoria do desempenho de busca do AG, comparada ao módulo em que todos os filhos geram a nova população. Neste trabalho os 10 melhores indivíduos da geração $t + 1$ substituem os 10 piores indivíduos da geração t .

d) Critério de parada:

O critério de parada do Algoritmo Genético pode variar de acordo com a opção do usuário. Uma das formas é definir uma quantidade de gerações que devem ser simuladas.

Outra forma é aplicá-lo até que a melhor solução encontrada não mude após a simulação de um número determinado de gerações.

No caso deste trabalho, quando o método é utilizado para a solução de sistemas de médio porte, é possível obter a solução ótima através de um procedimento de busca exaustiva, o que permitiria a aplicação de um critério de parada como o alcance dessa solução ótima através do AG.

No caso em que se pretenda aplicar a metodologia proposta a sistemas de grande porte, onde não seria possível obter solução por busca exaustiva, devido à explosão combinatória utiliza-se como critério de parada um número de gerações t em que o valor da FO não fosse reduzido.

4.3 PATAMARES DE CARGA

A demanda de carga geralmente é variável no tempo devido à rotina diária da vida moderna, ou seja, devido a grande parte das pessoas terem rotinas semelhantes, como horário para saírem de casa, para iniciar o trabalho, chegar em casa etc. Por isso, nos estudos em que se precise considerar demanda, faz-se necessário o uso de um modelo da demanda variável no tempo. Para isso existe o conceito de patamar de carga que são agregações da carga de energia em intervalos horários.

Estudos realizados por técnicos do setor elétrico brasileiro permitiram a modelagem desses patamares conforme o horário e dia da semana, diferenciando os domingos e feriados dos demais dias. O horário de verão também influencia nos patamares de carga conforme visto na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Intervalos dos patamares de carga

Patamar de carga	Sem horário de verão		Com horário de verão	
	2ª feira a Sábado	Domingo e feriado	2ª feira a Sábado	Domingo e feriado
LEVE	00:00 às 06:59	00:00 às 16:59 22:00 às 23:59	00:00 às 06:59	00:00 às 17:59 23:00 às 23:59
MÉDIA	07:00 às 17:59 21:00 às 23:59	17:00 às 21:59	07:00 às 18:59 22:00 às 23:59	18:00 às 22:59
PESADA	18:00 às 20:59	-	19:00 às 21:59	-

Fonte: (FARIA, 2008)

Observam-se na Tabela 4.1 alguns padrões na curva diária do consumo de energia:

- Cargas mais baixas durante a madrugada, quando diminui o uso de energia elétrica nas residências e comércio;
- Aumento da carga a partir das 7 horas quando a maioria das pessoas está saindo de casa;
- Aumento de carga a partir das 18 horas quando se aumenta o uso de energia elétrica para iluminação;
- Pico de consumo de energia devido à iluminação pública e a utilização de energia nas residências, quando a maioria das pessoas chegam em casa.

Além disso, existem outros padrões na curva de demanda que ocorrem além do período semanal (FARIA, 2008), tais como:

- Partida de futebol da seleção brasileira em Copa do Mundo;
- Final de novela de grande audiência;
- Transição entre os horários de verão e horário convencional.

Portanto, neste trabalho foram considerados três patamares de carga com duração de 6, 12 e 6 horas cada e um valor de porcentagem em relação ao valor de demanda máxima de cada barra, sendo 70% ou 80% para o patamar de carga leve, 100% para o patamar de carga média e 130% para o patamar de carga pesada.

CAPÍTULO 5 RESULTADOS E ANÁLISES

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados e análises das simulações do problema de produção de energia por unidades de Geração Distribuída, que minimizem perdas elétricas e emissões de CO₂, conforme o modelo de otimização apresentado no Capítulo 4. O algoritmo de solução baseado em Algoritmo Genético foi implementado em Matlab® e utilizado para a solução de sistemas testes de 34, 70 e 192 barras.

Em se tratando de simulação computacional, o tempo de solução dos algoritmos varia de acordo com a configuração do hardware utilizado. Portanto, é definida a seguir a configuração da máquina utilizada para a obtenção dos resultados:

- Tipo: Notebook MSI;
- Processador: CORE i5 – 480M de 2,67GHz;
- Memória RAM: 4GB DDR3;
- Sistema Operacional: Microsoft Windows 7 Home Premium;
- Matlab Versão 7.10.0.499 (R2010a).

Nos cálculos do modelo de otimização e algoritmo de solução, vistos a seguir, são empregados sistemas testes adaptados de (BARAN, 1989a) e (CHIS, 1997), conhecidos da literatura, e (BRIGATTO, 2011), respectivamente, bem como pela composição de geradores distribuídos diferenciados por fontes fósseis e renováveis, de modo a se obter distinções no critério de emissões de CO₂.

Considerando que fontes renováveis são preferíveis para a minimização de emissões de poluentes, optou-se por alocar empreendimentos de GD com este tipo de fonte em região da rede com barras de menor carga, e empreendimentos de fonte não renovável em região da rede com barras de maior carga, de modo a possibilitar a estes últimos contribuir melhor para a minimização de perdas. Com isso, garante-se uma maior competição entre os critérios de emissões totais de CO₂ e perdas elétricas totais.

Para os perfis de carga das barras da rede, consideraram-se os três modelos de cargas, assumindo-se a ocorrência de três patamares de carga com duração total de um dia (24 horas).

Para o fator de emissão de CO₂ equivalente para cada tipo de fonte primária, adotaram-se os valores mostrados na Tabela 3.1.

Os perfis considerados são modelados como residencial, comercial e industrial. Foram escolhidas barras em posições e com demandas estratégicas para que fossem tipificadas segundo alguma predominância (residencial, comercial ou industrial) para que o modelo fosse testado. A Tabela 5.1 apresenta, em fatores multiplicadores da demanda nominal, os modelos de cargas tipificadas. Os três patamares de carga tem duração de 6, 12 e 6 horas, respectivamente, totalizando 24 horas.

Tabela 5.1: Fatores multiplicadores da demanda nominal adotados para modelar os patamares de carga de tipos de cargas tipificadas

Predominância de carga	Fatores multiplicadores		
Residencial	0,8	1,0	1,3
Comercial	1,0	1,3	0,7
Industrial	1,0	1,0	1,0

Como forma de atestar o desempenho do algoritmo de solução implementado, baseado em Algoritmo Genético, os resultados dos sistemas de 34 e 70 são comparados com resultados obtidos por busca exaustiva. Para o sistema de 192 barras, por este teste apresentar explosão combinatória de soluções, as soluções e análises apresentadas foram obtidas apenas pelo algoritmo de solução implementado neste trabalho.

5.2 TESTE 1: REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 34 BARRAS E 33 RAMOS

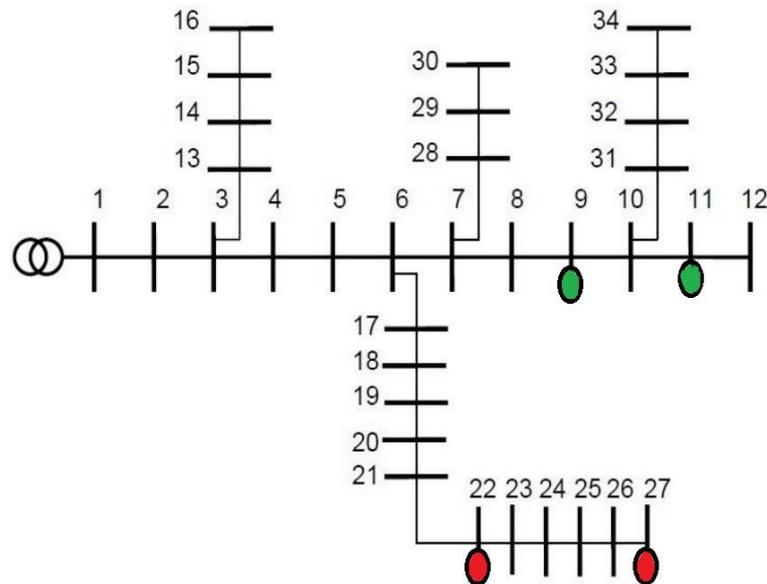
A Figura 5.1 mostra o diagrama unifilar do sistema de 34 barras, adaptado da rede de distribuição descrita em (CHIS,1997), onde nas barras 9 e 11 (região de carga baixa) são alocados geradores hidroelétricos compostos por 5 unidades de 40 kW de capacidade cada, e nas barras 22 e 27 (região de carga elevada) alocadas usinas geradoras a gás natural compostas por 8 unidades de 40 kW de capacidade cada. Da Tabela 3.1 foram então adotados os valores $1,5 \times 10^{-5} \text{ ton_CO}_2/\text{kWh}$ e $61,5 \times 10^{-5} \text{ ton_CO}_2/\text{kWh}$ como fatores de emissão de CO₂ equivalente para as fontes hidroelétrica e gás natural, respectivamente.

A Tabela 5.2 mostra as barras escolhidas para apresentar a predominância de um tipo de carga e seus patamares de carga tipificada, de modo a aplicar os fatores multiplicadores da demanda nominal com base nos dados da Tabela 5.1. As barras escolhidas para serem tipificadas foram as que possuem demandas grandes o suficiente para influenciar os cálculos.

Tabela 5.2: Patamar de carga do sistema de 34 barras

Residencial	3	11	26	27	-	-
Comercial	5	9	28	29	33	34
Industrial	4	8	31	31	32	-

Figura 5.1: Sistema teste de 34 barras e barras com presença de GD



Na Etapa 1, foram obtidos os valores 4102 *kWh* para a normalização do critério de perdas e 9,45 *ton_CO₂* para o critério de emissões. A Figura 5.2 ilustra graficamente os pontos de fronteira de Pareto obtidos por busca exaustiva e com base no Algoritmo Genético implementado na Etapa 2, bem como mostrados na Tabela 5.3 como forma de comparação entre estes resultados.

Observa-se na Figura 5.2 e Tabela 5.3 que o critério de emissões se sobrepõe ao critério de perdas de energia ativa no sistema de 34 barras para pesos de importância mais baixos para o critério de perdas ($w < 0,72$), uma vez que o AG propõe soluções em que haveria produção de energia apenas em empreendimentos GD com fontes renováveis. Porém, quando se atinge maiores graus de preferência pelo critério de perdas de energia ($w \geq 0,72$), se torna viável a produção de energia por empreendimentos GD baseados em fontes fósseis. Ainda assim, a produção de energia por geradores baseados em fontes renováveis é predominante até que se de atinja um altíssimo grau de preferência pelo critério de perdas de energia, ou seja, $w \geq 0,92$.

Considerando que o processo de busca exaustiva aplicada à solução do modelo de otimização, por sua própria natureza, resulta na fronteira de Pareto ótima, com base na Figura

5.2, observa-se então que os resultados obtidos pelo algoritmo de solução empregado mostram-se bastante precisos, pelo fato das soluções obtidas pelo método serem as mesmas da busca exaustiva. Contudo, pode-se observar também que algumas regiões da fronteira não foram alcançadas pelo algoritmo, o que identifica a necessidade de se implementar mecanismos de *niching* para possibilitar ao algoritmo de solução encontrar soluções também nestas regiões.

Figura 5.2: Comparação entre conjunto de soluções não-dominadas obtidas por busca exaustiva e pelo algoritmo de solução aplicado.

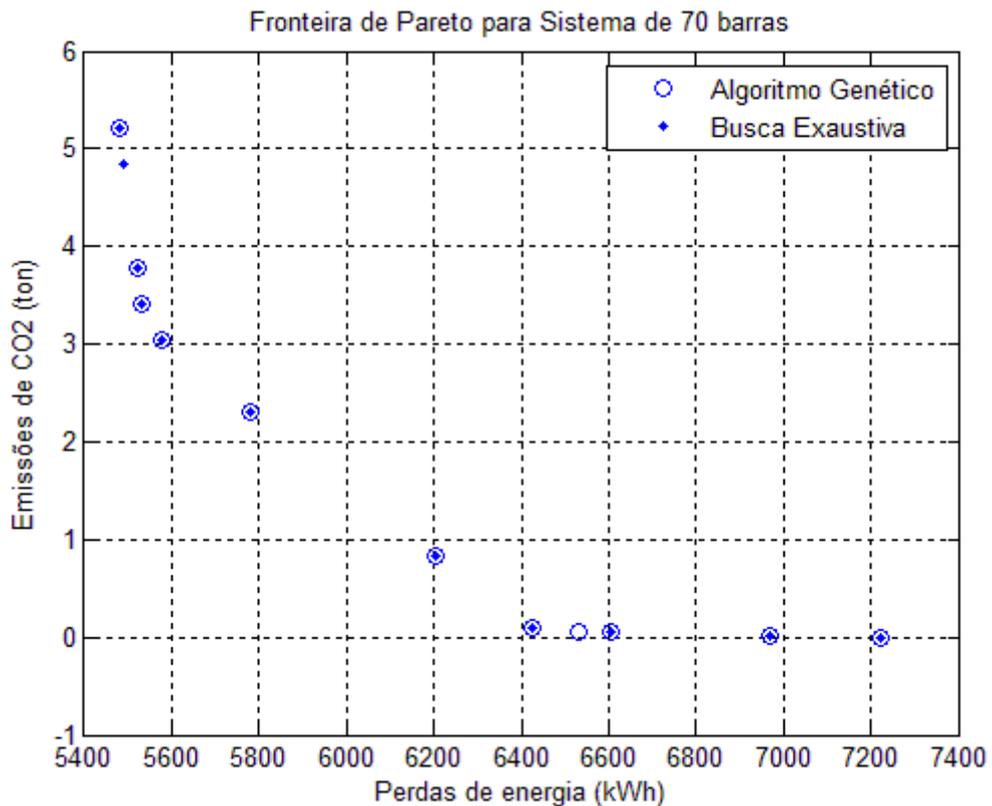


Tabela 5.3: Soluções de fronteira para o sistema teste 1

Pesos	Quantidade de máquinas nas barras com GD				Critérios de otimização	
	9	11	22	27	Perdas (kWh)	Emissões (ton_CO ₂)
0,08	0	0	0	0	5503	0,00
0,09	0	5	0	0	5159	0,07
0,71	5	5	0	0	4857	0,14
0,72	5	5	0	1	4755	0,73
0,73	5	5	0	3	4558	1,92
0,74	5	5	0	5	4371	3,10
0,88	5	5	0	6	4281	3,69

0,92	3	5	0	8	4216	4,84
0,93	1	5	2	8	4175	5,99
0,94	0	5	3	8	4157	6,57
0,95	0	4	4	8	4142	7,14
0,96	0	2	6	8	4118	8,29
0,97	0	1	7	8	4109	8,87
1	0	0	8	8	4102	9,45

5.3 TESTE 2: REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 70 BARRAS E 69 RAMOS

A Figura 5.3 mostra o diagrama unifilar do sistema de 70 barras, adaptado da rede descrita em (BARAN, 1989a), onde nas barras 13, 30 e 65 são alocados geradores hidroelétricos compostos por 5 unidades de 25 kW de capacidade cada, e nas barras 22, 51 e 62 são alocados geradores a gás natural formados por 8 unidades de 25 kW de capacidade cada. Os fatores de emissão são então os mesmos dos adotados no teste 1.

A Tabela 5.4 mostra as barras escolhidas para apresentar a predominância de um tipo de carga e seus patamares de carga tipificada, de modo a aplicar os fatores multiplicadores da demanda nominal com base nos dados da Tabela 5.1. Tal como adotado no teste 1, as barras escolhidas para serem tipificadas também foram as que possuem demandas elevadas o suficiente para influenciar os cálculos.

Tabela 5.4: Patamar de carga do sistema de 70 barras

Residencial	12	13	25	36	47	52	68	69	-	-
Comercial	29	41	50	51	56	60	62	66	67	70
Industrial	22	30	37	40	46	49	55	65	-	-

Figura 5.4: Comparação entre conjunto de soluções não-dominadas obtidas por busca exaustiva e pelo algoritmo de solução aplicado

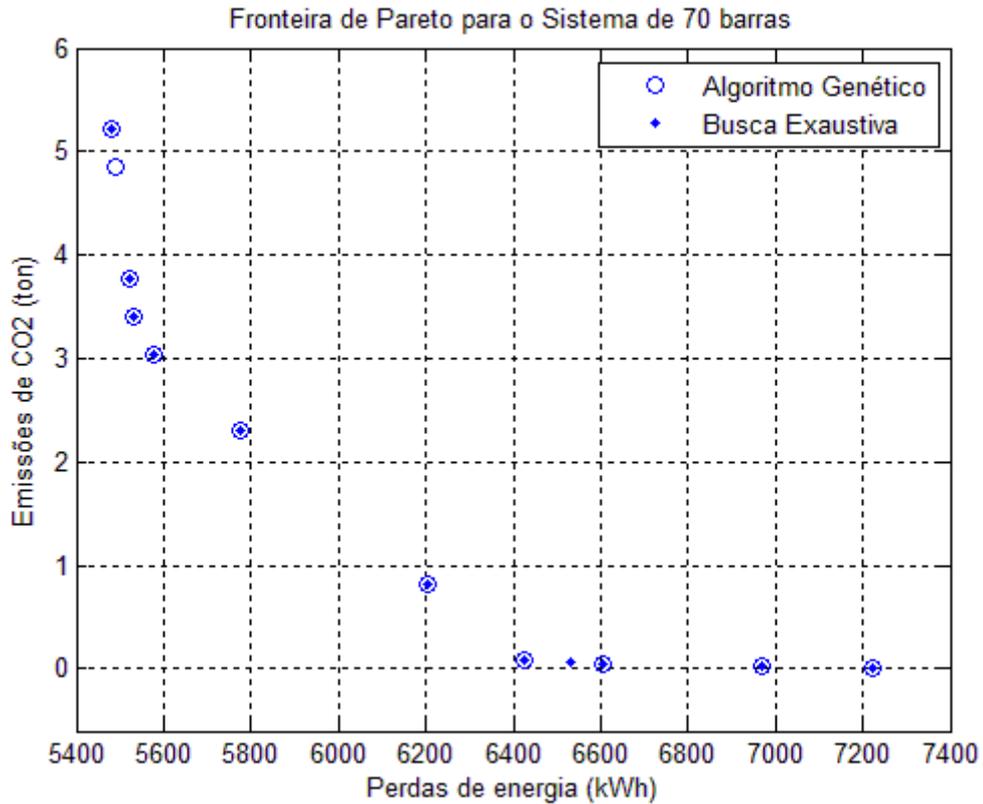


Tabela 5.5: Soluções de fronteira para o sistema teste 2

Pesos	Quantidade de máquinas nas barras com GD						Critérios de otimização	
	13	30	65	22	51	62	Perdas (kWh)	Emissões (ton_CO ₂)
0,06	0	0	0	0	0	0	7222	0,00
0,07	0	0	0	0	0	2	6968	0,02
0,2	0	0	0	0	0	5	6604	0,05
0,21	2	0	0	0	0	5	6531	0,06
0,77	5	0	0	0	0	5	6427	0,09
0,78	5	0	0	0	2	5	6203	0,83
0,79	5	0	0	0	6	5	5778	2,30
0,89	5	0	0	0	8	5	5577	3,04
0,96	5	1	0	0	8	5	5532	3,41
0,97	4	2	0	0	8	5	5520	3,77
1	0	6	0	0	8	5	5482	5,21

Na Etapa 1, foram obtidos os valores 4034 *kWh* para a normalização do critério de perdas de energia e 7,59 *ton_CO₂* para o critério de emissões. A Figura 5.6 ilustra os pontos de fronteira de Pareto obtidos do Algoritmo Genético implementado na Etapa 2, cujos valores são mostrados na Tabela 5.7. Como mencionado, devido à explosão combinatória de soluções para este caso teste, considerou-se impraticável a obtenção da fronteira ótima de Pareto por busca exaustiva para efeito de comparação com os pontos do espaço objetivo obtido pelo algoritmo de solução. Assim, considerou-se que os testes 1 e 2 atestam a eficiência do algoritmo de solução adotado.

Comparando-se a Figura 5.6 com a Figura 3.6 apresentada no Capítulo 3, pode-se observar que a fronteira de soluções não dominadas obtidas pelo algoritmo de solução adotado neste trabalho apresenta um formato esperado para o caso de minimização de duas funções objetivo. Neste caso, sem a comparação com a fronteira fornecida por uma busca exaustiva, não se pode garantir que as soluções obtidas fazem parte da fronteira ótima de Pareto, mas que é uma característica comum em qualquer método de otimização multiobjetivo, que não garantem esta otimalidade.

Observa-se na Figura 5.6 e Tabela 5.7 que o critério de emissões se sobrepõe ao critério de perdas de energia ativa de forma mais severa no sistema de 192 barras, se comparado ao sistema de 34 barras, uma vez que o AG propõe soluções em que haveria produção apenas em empreendimentos GD com fontes renováveis até que se atinja um alto grau de preferência pelo critério de perdas de energia, ou seja, $w \geq 0,9$, para que seja viável a produção de energia em empreendimentos GD com fontes fósseis.

Semelhante aos testes 1 e 2, observa-se algumas regiões da fronteira obtida não foram alcançadas pelo algoritmo de solução, identificando novamente a necessidade de se buscar mecanismos de *niching* para possibilitar ao algoritmo de solução encontrar soluções também nestas regiões. Com isto, pode-se garantir uma maior diversidade de soluções não dominadas para a futura análise de um tomador de decisão.

Figura 5.6: Conjunto de soluções não-dominadas obtidas pelo algoritmo de solução

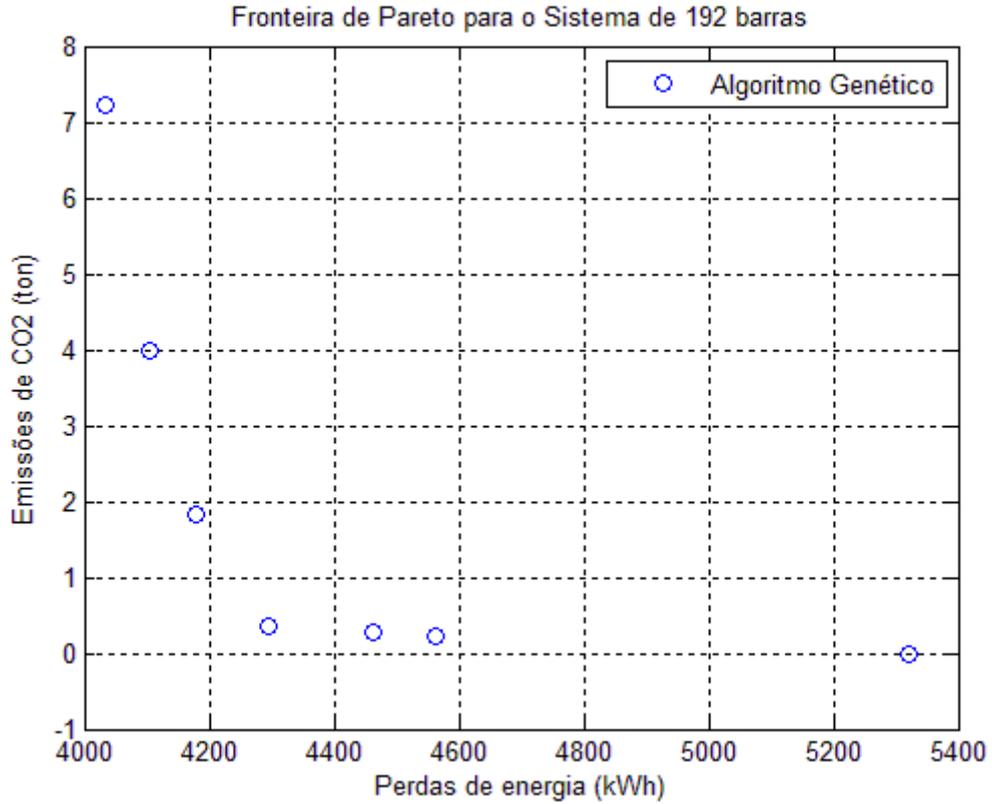


Tabela 5.7: Soluções de fronteira para o sistema teste 3

Pesos	Quantidade de máquinas nas barras com GD																Critérios de otimização		
	w	45	68	81	85	108	159	186	190	51	78	82	94	102	116	146	175	Perdas (kWh)	Emissões (ton_CO ₂)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5322	0
0,15	5	0	0	0	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	4564	0,225
0,2	5	0	0	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	4462	0,27
0,25	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	4295	0,36
0,9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	0	0	0	0	0	0	0	4179	1,836
0,95	5	0	5	4	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	5	0	4104	3,996
1	5	0	0	0	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	5	5	4	4033	7,236

CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES

Com base nos resultados e análises obtidos no Capítulo 5, observa-se que as soluções se comportam de forma esperada, visto que, independentemente do tipo de fonte primária, qualquer dos empreendimentos contribuem para a minimização do total de perdas, porém, as discrepâncias nos valores dos fatores de emissões conferem aos geradores hidráulicos certa predominância sobre os geradores térmicos a gás natural na avaliação conjunta dos critérios de otimização adotados no modelo.

Desse modo, quando os pesos expressam uma importância maior para o critério de emissões totais (primeiras soluções das Tabelas 5.3 e 5.5), as soluções buscam um maior produção dos geradores hidráulicos, sem contudo produzir energia por qualquer fonte fóssil nos sistemas de 34 e 192 barras. Por outro lado, quando os pesos expressam uma importância maior para critério de perdas (últimas soluções das Tabelas 5.3, 5.5 e 5.7), as soluções resultam em maior produção de energia pelos geradores a gás natural por estes se encontrarem em região da rede com maior concentração de carga, ainda assim, geradores hidráulicos também produzem, de modo a contribuir para a redução das emissões de poluentes.

Como trabalhos futuros para melhoria do modelo de otimização e algoritmo de solução propostos, sugere-se.

- Realizar testes com despacho dos geradores distribuídos por patamar de carga, de modo a identificar cronogramas de despacho diário destes geradores;
- Considerar geradores distribuídos de outros tipos de fonte de energia primária, além dos já estudados.
- Implementar uma metodologia de análise de decisão para a escolha de uma alternativa de solução dentre o conjunto ótimo, com base nas preferências de um decisor;
- Buscar métodos para a obtenção conjuntos de soluções de fronteira mais uniformes e esparsos (*niching*).

REFERÊNCIAS

ACHARYA, Naresh; MAHAT, Pukar; MITHULANANTHAN, N.. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, [s.l.], v. 28, n. 10, p.669-678, dez. 2006. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2006.02.013>. Disponível em: <<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S0142061506000652?httpAccept=text/xml>>.

Acesso em: 15 mar. 2016.

AMARAL, L. R., **Algoritmos Genéticos: Inteligência Artificial** . - Notas de aulas, Universidade Federal de Goiás – Jataí, 2006.

ARRUDA, C., **Representação de Sistemas de Potência**. - Notas de aulas, Universidade Federal de Goiás – Goiânia, 2006. Digitado.

BAKER, Barrie M.; AYECHIEW, M.a.. A genetic algorithm for the vehicle routing problem. **Computers & Operations Research**, [s.l.], v. 30, n. 5, p.787-800, abr. 2003. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0305-0548\(02\)00051-5](http://dx.doi.org/10.1016/s0305-0548(02)00051-5). Disponível em: <<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S0305054802000515?httpAccept=text/xml>>.

Acesso em: 16 mar. 2016.

BALA, J.l.; KUNTZ, P.a.; PEBLES, M.j.. Optimal capacitor allocation using a distribution-analyzer-recorder. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 12, n. 1, p.464-469, 1997. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/61.568272>.

BARAN, M.e.; WU, F.f.. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 4, n. 1, p.725-734, 1989a. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/61.19265>.

BARAN, M.; WU, F.f.. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 4, n. 1, p.735-743, 1989b. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/61.19266>.

BENJAMIM, César. **Foi loucura, mas houve método nela: gênese, dinâmica e sentido da crise energética brasileira**. 2001. Disponível em:

<http://www.labeee.ufsc.br/antigo/arquivos/publicacoes/texto_crise_energia_Brasil.pdf>.

Acesso em: 15 mar. 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2008. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>.

Acesso em: 15 mar. 2016.

BRASIL. ANEEL. **Resolução ANEEL nº 414 de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2016.

BRASIL. ANEEL. **Resolução ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012a**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2016.

BRASIL. ANEEL. **Resolução ANEEL nº 517 de 11 de dezembro de 2012b**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2016.

BRASIL. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica** 2013. 2013. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2016.

BRIGATTO, G. A. A.; CARMARGO, C. C. B.; SICA, E. T.. Multiobjective optimization of distributed generation portfolio insertion strategies. **2010 Ieee/pes Transmission And Distribution Conference And Exposition: Latin America (T&D-LA)**, [s.l.], p.622-628, nov. 2010. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tdc-la.2010.5762947>.

BRIGATTO, G. A. A., **Modelo de Decisão Multiobjetivo para a Busca de Estratégias Ótimas de Inserção de Empreendimentos em Geração Distribuída**, Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2011.

CELLI, G. et al. A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation. **Ieee Trans. Power Syst.**, [s.l.], v. 20, n. 2, p.750-757, maio 2005. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2005.846219>.

CHIS, M.; SALAMA, M.m.a.; JAYARAM, S.. Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies. **Iee Proc., Gener. Transm. Distrib.**, [s.l.], v. 144, n. 3, p.225-230, 1997. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/ip-gtd:19970945>.

DRIESEN, J.; BELMANS, R.. Distributed generation: challenges and possible solutions. **2006 Ieee Power Engineering Society General Meeting**, [s.l.], pp. 8 pp, 2006. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/pes.2006.1709099>.

EL-KHATTAM W., and SALAMA M. M. A., 2004. Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits. *Electric Power System Research* Vol. 71, no. 2, pp. 119-128.

EL-ZONKOLY, A.m.. **Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. Iet Gener. Transm. Distrib.**, [s.l.], v. 5, n. 7, p.760-771, 2011. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0676>.

FARIA, D. A. A., **Previsão da Carga de Energia Diária em Patamares Combinando Técnicas Estatísticas e de Inteligência**. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, Set. 2008.

GOIÁS. CELG. **Norma Técnica CELG nº 71 de fevereiro de 2016**. Requisitos para Conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da CELG D. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2016.

GONÇALVES, Luiz Fernando. **Contribuições para Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída**.2004. 156 f. Dissertação de mestrado - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004. Disponível em:

<<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/6778/000446770.pdf?sequence=1>>.

Acesso em: 15 mar. 2016.

GONZALEZ-LONGATT, F.; FORTOUL, C. **Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification**, In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 05, 2005, Zaragoza. Papers ICREPQ'05. Zaragoza, 2005, n. 275.

GRIFFIN, T. et al. Placement of dispersed generation systems for reduced losses. **Proceedings Of The 33rd Annual Hawaii International Conference On System Sciences**, [s.l.], pp. 9 pp, 2000. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/hicss.2000.926773>.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, **Geração Distribuída – Um Negócio e um Complemento a Geração Centralizada**, 2004.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G.; **Embedded Generation**, The Institute of Engineering and Technology, Londres, Reino Unido, 2000.

KERSTING, W. H., **Distribution system modeling and analysis**. 2ª Novo México: CRC Press, 2002. 314 p. (The ELECTRIC POWER ENGINEERING Serie). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

IEEE. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. **IEEE Trans. Power Syst.**, [s.l.], v. 10, n. 3, p.1302-1313, 1995. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/59.466523>.

LI, Xiaodong. A Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimizer for Multiobjective Optimization. **Genetic And Evolutionary Computation — Gecco 2003**, [s.l.], p.37-48, 2003. Springer Science + Business Media. http://dx.doi.org/10.1007/3-540-45105-6_4.

LINDEN, R., **Algoritmos Genéticos: Uma importante ferramenta da Inteligência Computacional**. – Rio de Janeiro: Brasport, 2006. 348p.

MOTA, I. L., **Análise de Alternativas de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Goiás – Goiânia, Set. 2015.

MOTA, I. L.; Kopcak, I.; Alves, A. C. B.; Santos, B. L. dos; **Proteção na Geração Distribuída - Detecção de Ilhamento pela Proteção de Subtensão para uma CGH – Um Estudo de Caso**, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE; Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, 2014.

OCHOA, L.f.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G.p.. **Evaluating Distributed Generation Impacts With a Multiobjective Index**. IEEE Transactions On Power Delivery, [s.l.], v. 21, n. 3, p.1452-1458, jul. 2006. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2005.860262>.

OLIVEIRA, L. S., **Uma Contribuição ao Estudo dos Métodos de Otimização Multiobjetivo**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Uberlândia – Uberlândia, 2005.

PEÇAS LOPES, J. A.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKIN, N. **Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities**. Electric Power Systems Research, 2007.

SALOMON, K, R.; LORA, E. E. S. **Estimativa do potencial de geração de energia elétrica para diferentes fontes de biogás no Brasil**. Revista Biomassa & Energia, V. 2, N. 1, 2005.

SEVERINO, M. M; CAMARGO, I. M.T. e OLIVEIRA, M. A G., **Geração Distribuída: Discussão Conceitual e Nova Definição**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, N 1, 1 Sem. 2008, pp 47-49.

SILVA, J. C. B.; BRITTES, J. L.; CAMARGO, J. C.; SILVA, E. P.; CANTÃO, M. P.; GARCIA, F. R.; PAULILLO, G.; SILVA, A. J. **Implantação de Sistemas de Geração Distribuída Junto à Rede de Distribuição**. Informativo Lactec, 2004.

SINGH, Deependra; SINGH, Devender; VERMA, K. S.. **Multiobjective Optimization for DG Planning With Load Models**. IEEE Trans. Power Syst., [s.l.], v. 24, n. 1, p.427-436, fev. 2009. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2008.2009483>.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Trans. Power Syst., [s.l.], v. 3, n. 2, p.753-762, maio 1988. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/59.192932>.

THOLOMIER, D.; YIP, T.; LLOYD, G.; **Protection of Distributed Generation (DG) Interconnection**; Power Systems Conference 2009; Clemson University; Advanced Metering; Protection, Control, Communication and Distributed Resources; 2009.

TORTELLI, Odilon Luís, **Sistemas Elétricos de Potência**. Notas de aulas, Universidade Federal do Paraná – Curitiba, 2009.

WANG C. e NEHRIR M. H., **Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems**, IEEE Trans.Power Syst., vol. 19, no. 4, pp. 2068–2076, Nov. 2004.

WOLPERT, D.h.; MACREADY, W.g.. No free lunch theorems for optimization. **IEEE Transactions On Evolutionary Computation**, [s.l.], v. 1, n. 1, p.67-82, abr. 1997. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/4235.585893>.

ZANCHIN, Volnei Tonin. **Projeto de Controladores Para Sistemas de Potência Utilizando LMI's**. 2003. 114 f. Dissertação de mestrado - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2003. Disponível em:

APÊNDICE A- DADOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A.1 DADOS DO SISTEMA DE 34 BARRAS

DADOS DOS NÓS - 11 kV		
Nó	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVar]
1	0	0
2	230	142,5
3	0	0
4	230	142,5
5	230	142,5
6	0	0
7	0	0
8	230	142,5
9	230	142,5
10	0	0
11	230	142,5
12	137	84
13	72	45
14	72	45
15	72	45
16	13,5	45
17	230	7,5
18	230	142,5
19	230	142,5
20	230	142,5
21	230	142,5
22	230	142,5
23	230	142,5
24	230	142,5
25	230	142,5
26	230	142,5
27	230	142,5
28	230	142,5
29	230	142,5
30	230	142,5
31	230	142,5
32	230	142,5
33	230	142,5
34	230	142,5

DADOS DAS LINHAS						
Linha	Nó Origem	Nó Destino	R[Ω]	X[Ω]	Comp. [km]	Capacidade [A]
1	1	2	0,195	0,08	0,60	100
2	2	3	0,195	0,08	0,55	100
3	3	4	0,299	0,083	0,50	100
4	4	5	0,299	0,083	0,50	100
5	5	6	0,299	0,083	0,60	100
6	6	7	0,524	0,09	0,40	100
7	7	8	0,524	0,09	0,60	100
8	8	9	0,524	0,09	0,40	100
9	9	10	0,524	0,09	0,25	100
10	10	11	0,524	0,09	0,20	100
11	11	12	0,524	0,09	0,30	65
12	3	13	0,524	0,09	0,40	80
13	13	14	0,524	0,09	0,20	65
14	14	15	0,524	0,09	0,10	65
15	15	16	0,524	0,09	0,60	130
16	6	17	0,299	0,083	0,55	130
17	17	18	0,299	0,083	0,55	130
18	18	19	0,378	0,086	0,50	65
19	19	20	0,378	0,086	0,50	80
20	20	21	0,378	0,086	0,50	65
21	21	22	0,524	0,09	0,50	65
22	22	23	0,524	0,09	0,50	130
23	23	24	0,524	0,09	0,60	130
24	24	25	0,524	0,09	0,40	65
25	25	26	0,524	0,09	0,25	80
26	26	27	0,524	0,09	0,20	65
27	7	28	0,524	0,09	0,30	65
28	28	29	0,524	0,09	0,30	130
29	29	30	0,524	0,09	0,30	130
30	10	31	0,524	0,09	0,30	65
31	31	32	0,524	0,09	0,40	65
32	32	33	0,524	0,09	0,30	130
33	33	34	0,524	0,09	0,20	130

A.2 DADOS DO SISTEMA DE 70 BARRAS

DADOS DAS LINHAS											
F	T	R	X	F	T	R	X	F	T	R	X
1	2	0,0005	0,0012	24	25	0,3463	0,1145	5	48	0,0034	0,0084
2	3	0,0005	0,0012	25	26	0,7488	0,2475	48	49	0,0851	0,2083
3	4	0,0001	0,0001	26	27	0,3089	0,1021	49	50	0,2828	0,7091
4	5	0,0015	0,0036	27	28	0,1732	0,0572	50	51	0,0822	0,2011
5	6	0,0251	0,0294	3	29	0,0044	0,0108	9	52	0,0928	0,0473
6	7	0,366	0,1864	29	30	0,064	0,1565	52	53	0,3319	0,1114
7	8	0,3811	0,1941	30	31	0,3978	0,1315	10	54	0,174	0,0886
8	9	0,0922	0,047	31	32	0,0702	0,0232	54	55	0,203	0,1034
9	10	0,0493	0,0251	32	33	0,351	0,116	55	56	0,2842	0,1447
10	11	0,819	0,2707	33	34	0,839	0,2816	56	57	0,2813	0,1433
11	12	0,1872	0,0619	34	35	1,708	0,5646	57	58	1,59	0,5337
12	13	0,7114	0,2351	35	36	1,474	0,4873	58	59	0,7837	0,263
13	14	1,03	0,34	4	37	0,0044	0,0108	59	60	0,3042	0,1006
14	15	1,044	0,345	37	38	0,064	0,1565	60	61	0,3861	0,1172
15	16	1,058	0,3496	38	39	0,1053	0,123	61	62	0,5075	0,2585
16	17	0,1966	0,065	39	40	0,0304	0,0305	62	63	0,0974	0,0496
17	18	0,3744	0,1238	40	41	0,0018	0,0021	63	64	0,145	0,0738
18	19	0,0047	0,0016	41	42	0,7283	0,8509	64	65	0,7105	0,3619
19	20	0,3276	0,1083	42	43	0,31	0,3623	65	66	1,041	0,5302
20	21	0,2106	0,0696	43	44	0,041	0,0478	12	67	0,0212	0,0611
21	22	0,3416	0,1129	44	45	0,0092	0,0116	67	68	0,0047	0,0014
22	23	0,014	0,0046	45	46	0,1089	0,1373	13	69	0,7394	0,2444
23	24	0,1591	0,0526	46	47	0,0009	0,0012	69	70	0,0047	0,0016

DADOS DOS NÓS - 12,66 kV								
Nó	P [kW]	Q [kVar]	Nó	P [kW]	Q [kVar]	Nó	P [kW]	Q [kVar]
1	0	0	25	28	20	48	0	0
2	0	0	26	0	0	49	79	56,4
3	0	0	27	14	10	50	384,7	274,5
4	0	0	28	14	10	51	384,7	274,5
5	0	0	29	26	18,6	52	40,5	28,3
6	0	0	30	26	18,6	53	3,6	2,7
7	2,6	2,2	31	0	0	54	4,35	3,5
8	40,4	30	32	0	0	55	26,4	19
9	75	54	33	0	0	56	24	17,2
10	30	22	34	14	10	57	0	0
11	28	19	35	19,5	14	58	0	0
12	145	104	36	6	4	59	0	0
13	145	104	37	26	18,55	60	100	72
14	8	5,5	38	26	18,55	61	0	0
15	8	5,5	39	0	0	62	1244	888
16	0	0	40	24	17	63	32	23
17	45,5	30	41	24	17	64	0	0
18	60	30	42	1,2	1	65	227	162
19	60	30	43	0	0	66	59	42
20	0	0	44	6	4,3	67	18	13
21	1	0,6	45	0	0	68	18	13
22	114	81	46	39,22	26,3	69	28	20
23	5,3	3,5	47	39,22	26,3	70	28	20
24	0	0						

A.3 DADOS DO SISTEMA DE 192 BARRAS

DADOS DAS LINHAS											
F	T	R	X	F	T	R	X	F	T	R	X
1	2	0,0250	0,0300	15	66	0,0250	0,0300	129	130	0,0250	0,0300
2	3	0,0250	0,0300	66	67	0,0250	0,0300	130	131	0,0250	0,0300
3	4	0,0250	0,0300	67	68	0,0250	0,0300	31	132	0,0275	0,0325
4	5	0,0250	0,0300	68	69	0,0250	0,0300	32	133	0,0275	0,0325
5	6	0,0250	0,0300	69	70	0,0250	0,0300	133	134	0,0275	0,0325
6	7	0,0250	0,0300	70	71	0,0250	0,0300	134	135	0,0275	0,0325
7	8	0,0250	0,0300	16	72	0,0275	0,0325	135	136	0,0275	0,0325
8	9	0,0250	0,0300	72	73	0,0275	0,0325	35	137	0,0250	0,0300
9	10	0,0250	0,0300	18	74	0,0250	0,0300	137	138	0,0250	0,0300

10	11	0,0250	0,0300	74	75	0,0250	0,0300	138	139	0,0250	0,0300
11	12	0,0250	0,0300	75	76	0,0250	0,0300	139	140	0,0250	0,0300
12	13	0,0250	0,0300	76	77	0,0250	0,0300	140	141	0,0250	0,0300
13	14	0,0250	0,0300	77	78	0,0250	0,0300	141	142	0,0250	0,0300
14	15	0,0250	0,0300	18	79	0,0250	0,0300	142	143	0,0250	0,0300
15	16	0,0250	0,0300	79	80	0,0250	0,0300	143	144	0,0250	0,0300
16	17	0,0250	0,0300	80	81	0,0250	0,0300	144	145	0,0250	0,0300
17	18	0,0250	0,0300	81	82	0,0250	0,0300	145	146	0,0250	0,0300
18	19	0,0250	0,0300	82	83	0,0250	0,0300	35	147	0,0275	0,0325
19	20	0,0250	0,0300	83	84	0,0250	0,0300	40	148	0,0275	0,0325
20	21	0,0250	0,0300	20	85	0,0275	0,0325	40	149	0,0275	0,0325
21	22	0,0250	0,0300	21	86	0,0275	0,0325	44	150	0,0275	0,0325
22	23	0,0250	0,0300	86	87	0,0275	0,0325	150	151	0,0275	0,0325
23	24	0,0250	0,0300	87	88	0,0275	0,0325	47	152	0,0275	0,0325
24	25	0,0250	0,0300	88	89	0,0275	0,0325	152	153	0,0275	0,0325
25	26	0,0250	0,0300	23	90	0,0275	0,0325	67	154	0,0300	0,0350
26	27	0,0250	0,0300	90	91	0,0275	0,0325	69	155	0,0300	0,0350
27	28	0,0250	0,0300	91	92	0,0275	0,0325	155	156	0,0300	0,0350
28	29	0,0250	0,0300	92	93	0,0275	0,0325	70	157	0,0300	0,0350
29	30	0,0250	0,0300	93	94	0,0275	0,0325	93	158	0,0300	0,0350
30	31	0,0250	0,0300	25	95	0,0275	0,0325	103	159	0,0300	0,0350
31	32	0,0250	0,0300	25	96	0,0275	0,0325	104	160	0,0300	0,0350
32	33	0,0250	0,0300	96	97	0,0275	0,0325	105	161	0,0300	0,0350
33	34	0,0250	0,0300	27	98	0,0275	0,0325	161	162	0,0300	0,0350
34	35	0,0250	0,0300	98	99	0,0275	0,0325	106	163	0,0300	0,0350
35	36	0,0250	0,0300	99	100	0,0275	0,0325	163	164	0,0300	0,0350
36	37	0,0250	0,0300	100	101	0,0275	0,0325	164	165	0,0300	0,0350
37	38	0,0250	0,0300	101	102	0,0275	0,0325	165	166	0,0300	0,0350
38	39	0,0250	0,0300	28	103	0,0250	0,0300	166	167	0,0300	0,0350
39	40	0,0250	0,0300	103	104	0,0250	0,0300	167	168	0,0300	0,0350
40	41	0,0250	0,0300	104	105	0,0250	0,0300	106	169	0,0300	0,0350
41	42	0,0250	0,0300	105	106	0,0250	0,0300	169	170	0,0300	0,0350
42	43	0,0250	0,0300	106	107	0,0250	0,0300	170	171	0,0300	0,0350
43	44	0,0250	0,0300	107	108	0,0250	0,0300	109	172	0,0300	0,0350
44	45	0,0250	0,0300	108	109	0,0250	0,0300	109	173	0,0300	0,0350
45	46	0,0250	0,0300	109	110	0,0250	0,0300	114	174	0,0300	0,0350
46	47	0,0250	0,0300	110	111	0,0250	0,0300	174	175	0,0300	0,0350
47	48	0,0250	0,0300	111	112	0,0250	0,0300	114	176	0,0300	0,0350
48	49	0,0250	0,0300	112	113	0,0250	0,0300	120	177	0,0300	0,0350
49	50	0,0250	0,0300	113	114	0,0250	0,0300	120	178	0,0300	0,0350
50	51	0,0250	0,0300	114	115	0,0250	0,0300	129	179	0,0300	0,0350
5	52	0,0275	0,0325	115	116	0,0250	0,0300	179	180	0,0300	0,0350
52	53	0,0275	0,0325	28	117	0,0275	0,0325	130	181	0,0300	0,0350
6	54	0,0275	0,0325	29	118	0,0275	0,0325	139	182	0,0300	0,0350
54	55	0,0275	0,0325	118	119	0,0275	0,0325	182	183	0,0300	0,0350

7	56	0,0275	0,0325	119	120	0,0275	0,0325	140	184	0,0300	0,0350
8	57	0,0275	0,0325	120	121	0,0275	0,0325	142	185	0,0300	0,0350
8	58	0,0275	0,0325	121	122	0,0275	0,0325	185	186	0,0300	0,0350
9	59	0,0275	0,0325	29	123	0,0275	0,0325	142	187	0,0300	0,0350
59	60	0,0275	0,0325	123	124	0,0275	0,0325	187	188	0,0300	0,0350
60	61	0,0275	0,0325	124	125	0,0275	0,0325	188	189	0,0300	0,0350
12	62	0,0275	0,0325	30	126	0,0250	0,0300	166	190	0,0300	0,0350
62	63	0,0275	0,0325	126	127	0,0250	0,0300	190	191	0,0300	0,0350
14	64	0,0275	0,0325	127	128	0,0250	0,0300	187	192	0,0300	0,0350
64	65	0,0275	0,0325	128	129	0,0250	0,0300	-	-	-	-

DADOS DOS NÓS - 13,8 kV								
Nó	P [kW]	Q [kVar]	Nó	P [kW]	Q [kVar]	Nó	P [kW]	Q [kVar]
1	0,0	0,0	65	40,0	22,0	129	35,0	20,0
2	35,0	20,0	66	40,0	20,0	130	41,0	23,0
3	20,0	10,0	67	40,0	20,0	131	80,0	61,0
4	40,0	21,0	68	29,0	21,0	132	27,0	16,0
5	35,0	22,0	69	30,0	10,0	133	49,0	28,0
6	20,0	11,0	70	44,0	15,0	134	26,0	55,0
7	20,0	11,0	71	70,0	55,0	135	39,0	21,0
8	30,0	14,0	72	41,0	20,0	136	27,0	13,0
9	30,0	15,0	73	46,0	35,0	137	30,0	15,0
10	32,0	16,0	74	37,0	10,0	138	30,0	21,0
11	25,0	12,0	75	39,0	23,0	139	44,0	24,0
12	20,0	11,0	76	36,0	18,0	140	20,0	14,0
13	40,0	25,0	77	30,0	20,0	141	40,0	21,0
14	25,0	17,0	78	120,0	50,0	142	32,0	23,0
15	25,0	17,0	79	24,0	14,0	143	34,0	19,0
16	30,0	22,0	80	26,0	16,0	144	25,0	12,0
17	45,0	30,0	81	29,0	21,0	145	36,0	25,0
18	35,0	20,0	82	150,0	70,0	146	92,0	47,0
19	30,0	21,0	83	31,0	18,0	147	20,0	10,0
20	25,0	10,0	84	50,0	28,0	148	39,0	22,0
21	22,0	10,0	85	28,0	19,0	149	34,0	20,0
22	26,0	13,0	86	41,0	20,0	150	27,0	12,0
23	24,0	12,0	87	39,0	20,0	151	84,0	42,0
24	33,0	22,0	88	32,0	14,0	152	33,0	21,0
25	19,0	11,0	89	40,0	17,0	153	30,0	19,0
26	37,0	25,0	90	49,0	19,0	154	31,0	19,0
27	19,0	9,0	91	36,0	25,0	155	45,0	24,0
28	38,0	18,0	92	39,0	23,0	156	26,0	14,0
29	42,0	22,0	93	34,0	21,0	157	39,0	31,0

30	42,0	25,0	94	91,0	43,0	158	26,0	20,0
31	27,0	17,0	95	42,0	24,0	159	28,0	16,0
32	35,0	25,0	96	50,0	25,0	160	23,0	14,0
33	40,0	22,0	97	37,0	22,0	161	33,0	19,0
34	34,0	21,0	98	32,0	19,0	162	28,0	17,0
35	20,0	10,0	99	39,0	25,0	163	30,0	18,0
36	38,0	28,0	100	42,0	27,0	164	34,0	19,0
37	40,0	30,0	101	36,0	24,0	165	39,0	21,0
38	50,0	40,0	102	100,0	51,0	166	38,0	23,0
39	37,0	23,0	103	31,0	13,0	167	46,0	35,0
40	44,0	30,0	104	33,0	18,0	168	41,0	33,0
41	45,0	31,0	105	42,0	23,0	169	46,0	35,0
42	39,0	17,0	106	36,0	20,0	170	48,0	30,0
43	50,0	30,0	107	40,0	18,0	171	37,0	22,0
44	45,0	22,0	108	29,0	22,0	172	30,0	19,0
45	29,0	13,0	109	40,0	20,0	173	49,0	31,0
46	36,0	19,0	110	43,0	20,0	174	26,0	15,0
47	44,0	22,0	111	45,0	22,0	175	100,0	62,0
48	23,0	40,0	112	41,0	19,0	176	39,0	23,0
49	36,0	15,0	113	40,0	21,0	177	46,0	29,0
50	26,0	13,0	114	43,0	27,0	178	40,0	35,0
51	96,0	54,0	115	46,0	35,0	179	36,0	14,0
52	26,0	12,0	116	89,0	53,0	180	30,0	15,0
53	30,0	17,0	117	34,0	20,0	181	39,0	21,0
54	40,0	19,0	118	47,0	29,0	182	36,0	25,0
55	52,0	21,0	119	39,0	21,0	183	35,0	20,0
56	33,0	24,0	120	40,0	21,0	184	21,0	12,0
57	32,0	18,0	121	30,0	17,0	185	46,0	35,0
58	46,0	24,0	122	85,0	55,0	186	30,0	20,0
59	30,0	18,0	123	45,0	25,0	187	48,0	24,0
60	30,0	17,0	124	40,0	21,0	188	44,0	22,0
61	40,0	28,0	125	50,0	33,0	189	39,0	22,0
62	33,0	26,0	126	37,0	21,0	190	29,0	23,0
63	41,0	25,0	127	33,0	18,0	191	33,0	14,0
64	30,0	19,0	128	46,0	35,0	192	86,0	45,0

**ANEXO A – XII CEEL (2015) - METODOLOGIA DE DESPACHO ÓTIMO DE
UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO QUESTÕES
TÉCNICAS E AMBIENTAIS**

METODOLOGIA DE DESPACHO ÓTIMO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO QUESTÕES TÉCNICAS E AMBIENTAIS

Fernando A. Carvalho¹ Antônio C. B. Alves² Lina P. G. Negrete² Gelson A. A. Brigatto²

¹ Saneamento de Goiás – SANEAGO - Av. Fued José Sebba, N. 1245 – Jardim Goiás - Goiânia – Goiás, mestrando,

E-mail: feapca@gmail.com

² Universidade Federal de Goiás – EMC – Av. Universitária, N. 1488, Setor Leste Universitário - Goiânia – GO, E-mails: baleeiro@ufg.br, linitagarces@gmail.com, gelson@emc.ufg.br

Resumo – Por sua característica bastante modular, um empreendimento de Geração Distribuída pode constituir-se de diversas unidades geradoras, o que representa uma alternativa para melhor adequar oferta e demanda. Este trabalho apresenta uma modelagem multiobjetivo para otimizar o número de unidades geradoras provenientes de geradores distribuídos, considerando a minimização de perdas elétricas de rede e emissões de CO₂ dos geradores, e restrições de penetração e quantidades máximas de unidades de geração. O processo de solução do modelo emprega Algoritmos Genéticos e o Método da Ponderação dos Objetivos para obtenção de um conjunto de soluções Pareto-ótimas. Exemplos de casos são apresentados para testes com a metodologia proposta.

Palavras-Chave - Algoritmos Genéticos, Geração Distribuída, Modelo Multiobjetivo, Fronteira de Pareto.

METHODOLOGY FOR OPTIMAL DISPATCH OF DISTRIBUTED GENERATION UNITS TAKING INTO ACCOUNT TECHNICAL AND ENVIRONMENTAL ISSUES

Abstract – Due to their very modular characteristic, distributed generators can be constitute of several generating units, which represents an alternative to better match supply and demand. This paper presents a multi-objective modeling to optimize the number of generating units from distributed generators, considering the minimization of network losses and CO₂ emissions from generators, and restrictions of penetration and maximum number of generating units. The solution process employs Genetic Algorithms and Weighting Objective Method for obtaining a set of Pareto optimal solutions. Case examples are presented for testing with the proposed methodology.

Keywords - Distributed Generation, Genetic Algorithm, Multiobjective Modeling, Pareto Frontier.

I. INTRODUÇÃO

A opção por produção de eletricidade baseada em grandes empreendimentos, chamada Geração Centralizada, tem a finalidade de buscar maior eficiência econômica por meio de ganhos de escala. Esta opção, porém, tem requerido extensos sistemas de transmissão, o que intensificam problemas com perdas elétricas. Assim, com os avanços nas tecnologias de geração elétrica em pequena escala, entende-se que uma das estratégias para aumentar a eficiência energética e atender a crescente demanda consiste na redução da distância entre geração e consumo, através da chamada Geração Distribuída (GD). Espera-se então que a GD complemente e incorpore ganhos para o setor elétrico e forneça um cenário propício ao desenvolvimento de uma nova cadeia de negócios.

No Brasil, a base legal e comercial da Geração Distribuída foi inserida no setor energético com a Lei 10.848/04 [1] e com o Decreto 5.163/04 [2], que a regulamenta e a define formalmente através do Art. 14: "... produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador ...". Por este artigo, considera-se então Geração Distribuída as PCH's até o limite de 30 MW, a co-geração qualificada (rendimento maior que 75%) e qualquer geração a biomassa e resíduos sólidos, não importando sua eficiência.

Como recente paradigma, a GD tem suscitado grande interesse da comunidade acadêmica, com diversos trabalhos publicados na literatura abordando aspectos diversos como técnicos, econômicos e ambientais. Uma das linhas de estudo apresenta uma modelagem multiobjetivo para a otimização da capacidade instalada e do ponto de inserção de geradores



XIII CEEL - ISSN 2178-8308
12 a 16 de Outubro de 2015
Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Uberlândia - Minas Gerais - Brasil

distribuídos em redes de distribuição [3], [4]. Contudo, aspectos como o montante da fonte de energia disponível, área de ocupação e restrições ambientais, podem também ser determinantes para a definição do ponto de inserção e a máxima capacidade de geração possível para estes geradores.

Este trabalho pressupõe então que os empreendimentos de geração distribuída são existentes e, portanto, o ponto de inserção na rede de distribuição e sua capacidade de geração são dados conhecidos. Além disso, como as tecnologias disponíveis para a produção em pequena escala são bastante modulares, considera-se ainda que os geradores distribuídos consistem de diversas unidades de produção, de forma tal que sua operação poderá envolver qualquer parcela destas unidades, o que imprime maior versatilidade entre a oferta e o crescimento da demanda de redes de distribuição.

Devido ao impacto da GD na operação da rede e o seu passivo ambiental, pode-se realizar estudos com o objetivo de otimizar a parcela da capacidade total de produção de geradores distribuídos considerando fatores como técnicos e ambientais, o que resulta em um problema multiobjetivo.

O objetivo deste trabalho consiste em propor um modelo para determinar a quantidade ótima de unidades de produção de empreendimentos de geração distribuída, que minimiza as perdas ativas na rede de inserção e as emissões equivalentes de CO₂, e atenda as restrições de penetração e quantidades máximas de unidade de geração, resultando em um problema de otimização multiobjetivo com variável de decisão inteira. As perdas de rede são estimadas com o cálculo do Fluxo de Carga pelo Método da Soma das Potências, e os montantes de emissão de CO₂ dos geradores estimados com o emprego do conceito de Fator de Emissão equivalente de CO₂.

Devido ao fato do modelo matemático do problema não dispor explicitamente uma função analítica, e como forma de facilitar a varredura do espaço de decisão da variável inteira, optou-se neste trabalho por um processo de solução baseado em Algoritmos Genéticos. Além disso, como as funções objetivo são conflitantes, optou-se pelo emprego do Método da Ponderação dos Objetivos para obter um conjunto de soluções não dominadas (fronteira de Pareto).

O prosseguimento deste artigo consiste nos seguintes tópicos: no item II é vista a teoria básica para a apresentação da metodologia desenvolvida, abordada no item III; no item IV são apresentados exemplos de aplicação do modelo em sistemas teste, sendo as conclusões discutidas no item V.

II. BASE TEÓRICA

Neste item são apresentados alguns tópicos que consistem na base teórica da metodologia proposta neste trabalho.

A. Otimização Multiobjetivo

A otimização multiobjetivo consiste em minimizar e/ou maximizar quantidades numéricas representadas por funções matemáticas, de modo a obter uma solução, ou um conjunto de soluções, que seja aceitável por satisfazer certas restrições do problema. Este problema pode ser definido como [5]:

$$\begin{aligned} \text{minimizar: } \quad & \underline{z} = [f_1(\underline{x}) \ f_2(\underline{x}) \ \dots \ f_N(\underline{x})] \\ \text{sujeito a: } \quad & \underline{x} \in X \subseteq \square^D \end{aligned} \quad (1)$$

em que, $\underline{x} = (x_1, x_2, \dots, x_D)$ é o vetor de decisão D-dimensional pertencente ao espaço de decisão X formado pelas restrições

de igualdade e desigualdade, e $\underline{z}: \square^D \rightarrow \square$ é o vetor objetivo N-dimensional contido no espaço objetivo. Para problemas com variáveis de decisão inteiras, tem-se que, $\underline{x} \in X \subseteq \square^D$.

Quando os objetivos são conflitantes entre si e na ausência de preferências entre eles, a otimização multiobjetivo se caracteriza por não possuir uma única solução ótima, tendo a necessidade de negociação entre os objetivos. Isso resulta em um conjunto de possíveis soluções diferenciadas entre si por um conceito chamado dominância de Pareto.

O Método da Ponderação dos Objetivos consiste tratar problemas Multiobjetivo com a substituição dos critérios de otimização por uma única função escalar $f(\underline{x})$ da forma [5]:

$$f(\underline{x}) = \sum_{i=1}^N w_i f_i(\underline{x}) c_i \quad (2)$$

em que, w_i são os coeficientes de ponderação (pesos), tal que $\sum w_i = 1$, e c_i são constantes de normalização das funções objetivo para que seus valores, por vezes distintos, possam se tornar adimensionais e expressar sua importância aos pesos. Usualmente adota-se $c_i = 1/f_i^o(\underline{x})$, onde $f_i^o(\underline{x})$ é a solução ideal (ótima) de cada função objetivo. Neste caso, com um processo de varredura nos valores dos pesos, pode-se então obter um conjunto de soluções não dominadas.

B. Fator de Emissão de CO₂

Fator de Emissão refere-se a uma taxa de emissão média de um dado poluente relativo à intensidade de uma atividade específica com relação a uma determinada fonte. O Fator de Emissão de um gás corresponde, então, à relação entre a quantidade do gás emitido (*kg* ou *ton*) por cada unidade de produção energética resultante da atividade (*kJ* ou *kWh*).

Para a avaliação da emissão de CO₂ proveniente de fontes de energia utilizadas na geração de energia elétrica, foi empregada a metodologia definida no *International Panel on Climate Change* [6] que, através do Fator de Emissão, assume uma relação linear entre a energia produzida (*kWh*) e a conseqüente emissão de poluentes (*ton_CO₂*), tal que:

$$\text{Emissão} = FE_{\text{fonte}} \times E_{\text{fonte}} \quad (3)$$

em que FE_{fonte} é o Fator de Emissão de CO₂ equivalente para determinada fonte e E_{fonte} é a energia produzida pela fonte. A Tabela I dada a seguir mostra os fatores de emissão de CO₂ equivalente típicos para algumas fontes primárias de energia.

Tabela I - Fatores de Emissão de CO₂ equivalente (Fonte: [7]).

Tipo de fonte	FE (10 ⁻⁵ ton_CO ₂ ^{equiv} / kWh)
Hidroelétrica	1,50
Eólica	2,10
Gás natural	61,5
Óleo Combustível	91,0
Carvão	102,0

III. METODOLOGIA

Como mencionado, o objetivo deste trabalho consiste em otimizar a operação de geradores distribuídos, de modo a minimizar perdas na rede de inserção e emissões de CO₂ equivalente provenientes da operação destes geradores.

Neste item é apresentado o equacionamento do modelo de otimização proposto, bem como a estratégia de solução do

problema multiobjetivo com base em Algoritmos Genéticos e no Método da Ponderação dos Objetivos.

A. Modelo de Otimização

Seja $i \in \Omega_{GD}$ o índice dos empreendimentos de geração distribuída presentes em uma rede elétrica de distribuição, onde Ω_{GD} é o conjunto dos empreendimentos. Seja NGD_i^{max} o total de unidades de geração de cada empreendimento, cada qual com capacidade $P_i^{GD, unit.}$ de fornecimento de potência ativa. Definindo a variável de decisão NGD_i como o número de unidades geradoras de cada empreendimento i , tem-se que a potência ativa P_i^{GD} de cada gerador i será dada por:

$$P_i^{GD} = NGD_i P_i^{GD, unit.} \quad (4)$$

Supondo uma base diária de produção e considerando que as demandas diárias das barras podem ser tipificadas em NP patamares de carga, cada patamar p de duração Δt_p , para um total de 24 h, o problema da minimização do total de perdas de energia na rede de inserção pode ser definido por:

$$\text{Minimizar: } E_{perdas}^{total} = \sum_{p=1}^{NP} \left[\sum_{k-m \in \Omega_L} R_{km} I_{km}^2 \Delta t_p \right] \quad (5)$$

em que, E_{perdas}^{total} é o total de energia de perdas, onde $k-m \in \Omega_L$ é um ramo genérico e Ω_L é o conjunto de todos os ramos da rede, R_{km} é a resistência série do ramo percorrido por uma corrente I_{km} para o atendimento de carga. As correntes de ramos podem ser obtidas com a solução do Problema do Fluxo de Carga (PFC) da rede de distribuição, onde as restrições de balanço de potência nas barras (1ª e 2ª leis de Kirchoff) são atendidas na solução do PFC da rede.

O problema da minimização do total das emissões de CO₂ equivalente $E_{CO2 eq.}^{total}$ provenientes dos geradores distribuídos, por definição operados diariamente, pode ser definido por:

$$\text{Minimizar: } E_{CO2 eq.}^{total} = \sum_{p=1}^{NP} \left[\sum_{i \in \Omega_{GD}} P_i^{GD} FE_i \Delta t_p \right] \quad (6)$$

em que FE_i é o fator típico de emissões de CO₂ equivalente da fonte primária empregada em cada empreendimento i .

O modelo matemático definido trata-se de um problema de otimização de dois objetivos conflitantes, pois aumentos na quantidade de unidades geradoras podem resultar em uma diminuição no total de energia de perdas da rede, porém no aumento do total de emissões destes geradores. Desse modo, um conjunto de soluções não dominadas é possível.

Como mencionado, as restrições consideradas no modelo do problema de otimização consiste nos limites de unidades de geração das GD, que pode ser definido por:

$$0 \leq NGD_i \leq NGD_i^{max} \quad (7)$$

bem como a penetração dos geradores distribuídos na rede (porcentagem da demanda de rede atendida pelos geradores), limitada a um valor PM^{GD} previamente estabelecida, tal que:

$$\frac{\sum_{i \in \Omega_{GD}} P_i^{GD}}{\sum_{j \in \Omega_B} P_j^{carga, p}} \times 100 \leq PM^{GD} \quad (8)$$

em que, $P_j^{carga, p}$ é a demanda de potência ativa em cada barra $j \in \Omega_B$ e em cada patamar de carga p , onde Ω_B é o conjunto de todas as barras de carga da rede elétrica.

B. Algoritmo de Solução

No cálculo das perdas de rede optou-se neste trabalho por empregar o Método da Soma das Potências, indicado para a solução do PFC de sistemas elétricos de distribuição radiais.

Para a solução do modelo multiobjetivo, optou-se pelo emprego de um processo baseado em Algoritmos Genéticos, bem como no Método da Ponderação dos Objetivos, para obter um conjunto de soluções não dominadas. Como a solução ótima para a minimização de emissões de CO₂ é nula (sem produção de geração), o que inviabiliza esta solução como constante de normalização do critério emissões, optou-se por um processo de solução dividido em duas etapas:

1ª Etapa: obtenção do número ótimo de unidades geradoras dos geradores distribuídos considerando apenas o problema de minimização de perdas de rede definido pela equação (5) e as restrições do modelo. Este resultado é definido como solução ideal $E_{perdas}^{total, o}$ para a normalização do critério de perdas, bem como para o cálculo das emissões totais de CO₂ equivalente, cujo resultado $E_{CO2 eq.}^{total, o}$ é adotado para determinar a constante de normalização do critério emissões.

2ª Etapa: com os resultados dos fatores de normalização obtidos na 1ª Etapa, os critérios de perdas e emissões são colocados em competição com a definição de um problema de minimização de uma função objetivo FO correspondente à soma ponderada dos critérios de otimização, tal que:

$$\text{Minimizar: } FO = w \frac{E_{perdas}^{total}}{E_{perdas}^{total, o}} + (1 - w) \frac{E_{CO2 eq.}^{total}}{E_{CO2 eq.}^{total, o}} \quad (9)$$

em que, $w \in [0,1]$. Com a varredura do peso w , obtém-se então um conjunto de soluções não dominadas.

Em relação ao método de solução baseado em Algoritmos Genéticos, foram adotados os seguintes procedimentos:

a) Codificação: número de bits igual ao número de barras com GD e valores dos bits múltiplos da capacidade unitária. Por exemplo, supondo 150 kW de capacidade então, para uma capacidade total de 900 kW (6 unidades de geração), os valores que os bits pode armazenar seriam 0,1,2, 3, 4, 5 e 6.

b) Operadores genéticos: após a formação da população de indivíduos, procede-se com os operadores genéticos. Para a seleção de indivíduos adotou-se o torneio binário. Para o operador de *crossover* adotou-se o de ponto simples com probabilidade de 98%. Para o operador de mutação, adotou-se uma probabilidade de 5% para cada bit de cada indivíduo. A seguir, o bit selecionado para mutação será incrementado ou decrementado em 1 com probabilidade de 50%. Porém, se o bit selecionado para mutação é nulo então obrigatoriamente seu valor será ajustado para 1 e, se igual ao número de unidades máximo, seu valor é decrementado em 1.

c) Penetração da GD: para esta restrição à capacidade total de produção das GDs, adotou-se um nível de penetração máximo de 15%, como forma de aumentar a pluralidade de soluções na composição de unidades geradoras. Neste caso, para manter a factibilidade dos indivíduos, calcula-se um fator k definido como a razão entre o nível de penetração máximo pelo nível de penetração do indivíduo e , se $k < 1$, o cromossomo é multiplicado por este valor e seus valores são

truncados para baixo, resultando num indivíduo factível. Este método é também utilizado na geração da população inicial.

d) Módulo da população: consiste na forma como os novos indivíduos passam a compor uma nova geração. O módulo de população adotado é o elitismo, que garante que o gráfico da avaliação do melhor indivíduo de cada geração seja uma função monotonicamente decrescente. Isto quer dizer que o melhor indivíduo da geração $t + 1$ é pelo menos igual ao melhor da geração t , no caso em que nenhum indivíduo melhor seja criado na geração $t + 1$. De forma prática, o elitismo é implementado passando os N melhores indivíduos para geração posterior, podendo ainda manter o tamanho da população constante. Esta pequena mudança colabora muito para a melhoria do desempenho de busca do GA, comparada ao módulo em que todos os filhos geram a nova população.

IV. ESTUDO DE CASOS E ANÁLISES

Para a demonstração do desempenho da modelagem e do algoritmo de solução propostos neste artigo, serão estudados dois sistemas de distribuição conhecidos da literatura e, para empreendimentos de geração distribuída, consideradas fontes renovável e fóssil para comparação da questão das emissões, desprezadas possíveis intermitências e sazonalidades.

Considerando que fontes renováveis são preferíveis para a minimização de emissões de poluentes, optou-se por alocar empreendimentos com este tipo de fonte em regiões do sistema com barras de menor carga, e empreendimentos de fonte não-renovável em regiões com barras de maior carga, de modo a possibilitar a estes últimos contribuir melhor para a minimização de perdas. Como isso, garante-se uma maior competição entre os critérios de emissões e perdas.

Para os perfis de carga das barras da rede, considerou-se os dados de carga da rede como demanda *flat* diária e, desse modo, assumiu-se a ocorrência de apenas 1 patamar de carga. Para o fator de emissão de CO₂ equivalente para cada tipo de fonte primária, adotou-se os valores mostrados na Tabela I.

Como forma de verificação do desempenho do algoritmo de solução, os resultados dos sistemas testes são comparados com resultados obtidos por busca exaustiva.

A. Teste 1: rede de distribuição de 34 barras e 33 ramos

A Figura 1 mostra o diagrama unifilar do sistema de 34 barras, adaptado da rede de distribuição descrita em [8], onde nas barras 9 e 11 (região de carga baixa) são alocados micro centrais hidroelétricas compostos por 5 unidades de 40 kW de capacidade cada, e nas barras 22 e 27 (região de carga elevada) são alocadas termelétricas a gás natural compostas por 8 unidades de 40 kW de capacidade cada. Para os fatores de emissão de CO₂ equivalente, foram adotados os valores $1,5 \times 10^{-5} \text{ ton_CO}_2$ e $61,5 \times 10^{-5} \text{ ton_CO}_2$ para as fontes hídrica e gás natural, respectivamente, dados na Tabela I.

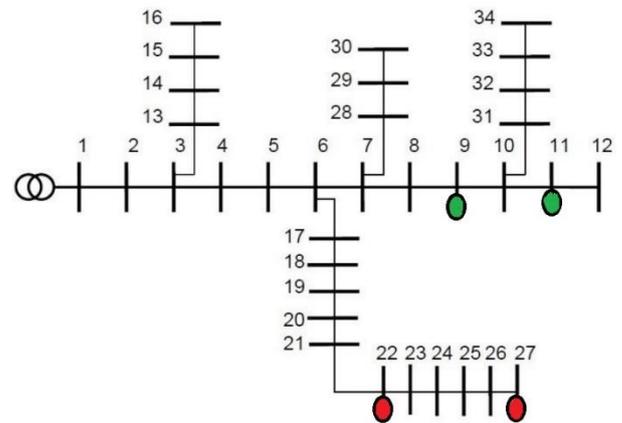


Fig. 1. Sistema teste de 34 barras e barras com presença de GD.

Na Etapa 1 foram obtidos os valores 3892 kWh para a normalização do critério de perdas e 9,46 ton_CO₂ para o critério de emissões. Para a verificação do desempenho do algoritmo proposto, a Figura 2 ilustra uma comparação entre os pontos de fronteira obtidos por busca exaustiva e os resultados da Etapa 2 do algoritmo, descritos na Tabela II.

Considerando que o processo de busca exaustiva aplicada à solução do modelo de otimização, por sua própria natureza, resulta na fronteira de Pareto ótima, com base na Figura 2 observa-se então que os resultados obtidos pelo algoritmo de solução mostram-se satisfatórios, devido ao fato dos pontos obtidos serem os mesmos da busca exaustiva. No entanto, algumas regiões da fronteira não foram alcançadas pelo algoritmo, o que identifica a necessidade de se implementar mecanismos de *niching* para possibilitar ao algoritmo de solução a prospecção de pontos também nestas regiões.

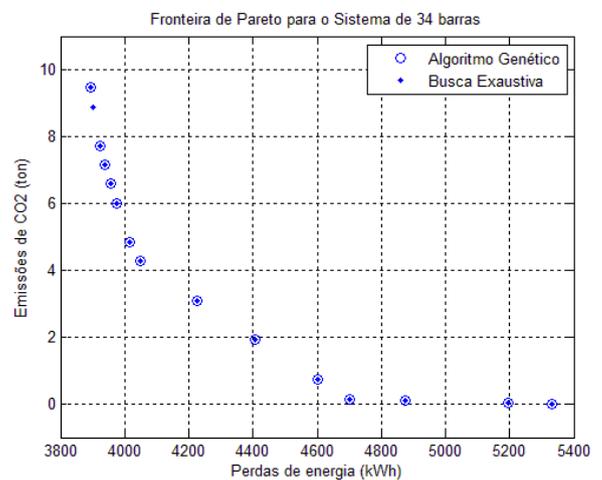


Fig. 2: Comparação entre conjunto de soluções não-dominadas obtidas por busca exaustiva e pelo algoritmo de solução aplicado.

Tabela II: Soluções de fronteira para o sistema teste 1.

Pesos	Quantidade de máquinas nas barras com GD				Critérios de otimização	
	9	11	22	27	Perdas (kWh)	Emissões (ton_CO ₂)
0	0	0	0	0	5334	0,000
0,08	0	2	0	0	5195	0,029
0,09	2	5	0	0	4876	0,101
0,10	5	5	0	0	4703	0,144
0,71	5	5	0	1	4602	0,734

0,72	5	5	0	3	4408	1,915
0,73	5	5	0	5	4224	3,096
0,74	5	5	0	7	4049	4,277
0,90	4	5	0	8	4017	4,853
0,92	2	5	2	8	3975	6,005
0,93	1	5	3	8	3955	6,581
0,94	0	5	4	8	3938	7,157
0,95	0	4	5	8	3924	7,733
1,00	0	1	8	8	3892	9,461

B. Teste 2: Sistema de 70 barras e 69 ramos

A Figura 3 mostra um diagrama unifilar do sistema de 70 barras, descrito em [9], onde nas barras 13, 30 e 65 são alocados geradores hidrelétricos compostos por 5 unidades de 25 kW de capacidade cada, e nas barras 22, 51 e 62 são alocados geradores movidos a gás natural compostos por 5 unidades de 24 kW de capacidade cada. Para os fatores de emissão de CO₂, são adotados os mesmos do teste 1.

Para a Etapa 1 foram obtidos os valores 4452 kWh para a normalização do critério de perdas e 5,96 ton_CO₂ para o critério de emissões. A Figura 4 ilustra os pontos de fronteira de Pareto obtidos por busca exaustiva e pelos resultados da Etapa 2 do algoritmo, mostrados na Tabela III.

Com base nos resultados observa-se novamente que os resultados obtidos pelo algoritmo de solução mostram-se satisfatórios, porém este apresenta problemas, com pontos não atingidos em algumas regiões da fronteira, o que reforça a necessidade de ajustar o algoritmo para a busca de soluções não dominadas para o preenchimento destas regiões.

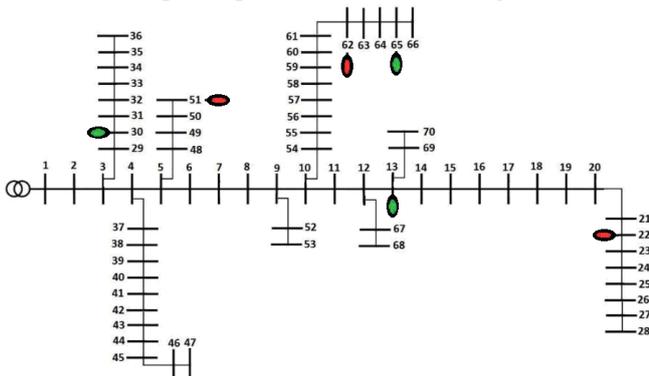


Fig. 3. Sistema teste de 70 barras e barras com presença de GD.

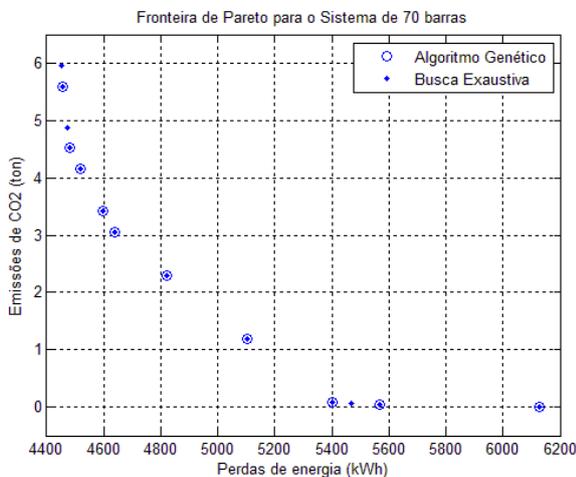


Fig. 4: Comparação entre conjunto de soluções não-dominadas obtidas por busca exaustiva e pelo algoritmo de solução aplicado.

Tabela III: Soluções de fronteira para o sistema teste 2.

Pesos	Quantidade de máquinas nas barras com GD						Critérios de otimização	
	13	22	30	51	62	65	Perdas (kWh)	Emissões (ton_CO ₂)
0,00	0	0	0	0	0	0	6127	0,000
0,06	0	0	0	0	0	5	5568	0,045
0,20	5	0	0	0	0	5	5402	0,090
0,74	5	0	0	0	3	5	5102	1,197
0,75	5	0	0	0	6	5	4819	2,304
0,80	5	0	0	0	8	5	4640	3,042
0,87	5	1	0	0	8	5	4597	3,411
0,88	5	3	0	0	8	5	4518	4,149
0,89	5	4	0	0	8	5	4481	4,518
1,00	2	7	0	0	8	5	4458	5,598

V. CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos, observa-se que as soluções do problema estão de acordo com o esperado, visto que, independentemente do tipo de fonte primária, qualquer dos empreendimentos contribuem para a minimização das perdas de rede, porém, a grande discrepância nos valores dos fatores de emissões confere aos geradores de fonte menos poluente (hídrica) uma maior predominância sobre os de fonte mais poluente (gás natural) quando os critérios de otimização conflitantes são colocados em disputa.

Desse modo, quando os pesos expressam uma importância maior para o critério de emissões totais (primeiras soluções das Tabelas II e III), o processo de solução busca uma maior produção dos geradores hídricos, não optando por qualquer fonte fóssil. Por outro lado, quando os pesos expressam uma importância maior para critério de perdas (últimas soluções das Tabelas II e III), as soluções resultam em maior produção dos geradores a gás natural por estas se encontrarem em região da rede com barras de maior concentração de carga, porém, com produção também geradores hídricos, de modo a contribuir para a redução das emissões de poluentes.

Como trabalhos futuros para melhoria da modelagem de otimização e algoritmo de solução propostos, pretende-se:

- Realizar estudos com 3 patamares de carga em cada barra da rede, tipificadas nos tipos comercial, residencial e industrial considerados como preponderante na barra.
- Considerar geradores distribuídos de outros tipos de fonte de energia primária, além dos já avaliados.

- Implementar uma metodologia de análise de decisão para a escolha de uma alternativa de solução dentre o conjunto ótimo, com base nas preferências de um decisor.
- Buscar métodos para a obtenção conjuntos de soluções de fronteira mais uniformes e esparsos (*niching*).

REFERÊNCIAS

- [1] Lei N. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2004b.
- [2] Decreto N. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2004.
- [3] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, F. Pilo, "A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation". IEEE Transactions on Power Systems, pp.750-757, 2005.
- [4] M. R. Haghifam, H. Falaghi, O. P. Malik, "Risk-based distributed generation placement". IET Generation Transmission & Distribution, v. 2, n. 2, p. 252-60, 2008.
- [5] L. S. Oliveira. Uma Contribuição ao Estudo dos Métodos de Otimização Multiobjetivo. (2005). 117 f. (Dissertação de mestrado), Universidade Federal de Uberlândia, 2005.
- [6] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Acesso em Agosto de 2010, em: <http://www.ipcc.ch/>.
- [7] G. A. A. Brigatto, C. C. B. Carmargo, E. T. Sica, "Multiobjective Optimization of Distributed Generation Portfolio Insertion Strategies", IEEE / PES Transmission and Distribution Latin America, 2010.
- [8] M. Chis, M. M. A. Salama, S. Jayaram, "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies," IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol.144, no.3, pp.225-230, 1997.
- [9] M. E. Baran, F. F. Wu, "Optimal capacitor placement on radial distribution systems," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.4, no.1, pp.725-734, Jan 1989.