

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA**

Gelson Antônio Andréa Brigatto

**MODELO DE DECISÃO MULTIOBJETIVO PARA A BUSCA DE  
ESTRATÉGIAS ÓTIMAS DE INSERÇÃO DE EMPREENDI-  
MENTOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, para a obtenção do Grau de Doutor em Sistemas de Energia.  
Orientador: Prof. Dr. Cornélio Celso de Brasil Camargo

Florianópolis  
2011

**Catlogação na fonte pela Biblioteca Universitária da  
Universidade Federal de Santa Catarina**

B854m Brigatto, Gelson Antônio Andrêa

Modelo de decisão multiobjetivo para a busca de estratégias ótimas de inserção de empreendimentos em geração distribuída [tese] / Gelson Antônio Andrêa Brigatto ; orientador, Cornélio Celso de Brasil Camargo. - Florianópolis, SC, 2011. 1 v.: il., grafs., tabs., plantas

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Algoritmos de otimização. 4. Exame de partículas. I. Camargo, Cornélio Celso de Brasil. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 621.3

Aos meus queridos pais, Ana e Antônio Brigatto, por toda a dedicação, apoio, incentivo e carinho que tiveram para educar os seus filhos.

Aos meus irmãos, Elisete e Jefferson, tios, primos e amigos que me acompanham desde a infância e que agora envelhecem junto comigo.



## AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Celso de Brasil Camargo, pela oportunidade, confiança e orientação neste trabalho de doutorado.

À Universidade Federal de Santa Catarina, pelo apoio técnico e estrutural, e à Florianópolis, pelo acolhimento.

À Universidade Federal de Goiás, pela oportunidade de afastamento para o meu doutoramento.

Aos professores Antônio Padilha Feltrin, Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Raimundo C. G. Teive e Hans Helmut Zürn, pela participação na banca examinadora e as contribuições ao trabalho.

Aos professores do Labplan, Jorge Coelho, Edson L. da Silva e Ildemar C. Decker pelos conhecimentos compartilhados.

Aos amigos que ganhei em Florianópolis, Raphael Gonçalves e Karim Piacentini, Edison A. Cardoso Aranha Neto, Fabrício Y. K. Takigawa, Everthon T. Sica, Vitor L. de Matos, Marcelo L. L. dos Santos, Marcelo N. Agostini, Marcelo A. Benetti, Mauricio Sperandio, Alexandre N. Zucarato, Daniel Dotta, André K. Queiroz, Chádia Sebba, Cleber A. Gambaroli, Daniel Tenfen, Alexandre Fürstenberger, Vanessa V. de Araújo, Rubiara C. Fernandes, Ritchie Guder, Felipe Trevisan, Geysen Brustolin, Fabiano F. Andrade e Waneska P. Araújo.

Aos amigos que havia deixado em Goiânia e agora reencontro novamente, Lourenço e Ana Paula Matias, Reinaldo e Maria Ássima G. Nogueira, Cacilda de Jesus Ribeiro, Marcelo e Meire Silveira, Rozinei dos Santos, Enes G. Marra, Bernardo P. Alvarenga, Antônio C. Baleeiro, Marcelo S. de Castro, José Wilson L. Nerys, Gelson da Cruz Júnior, Cássio Vinhal, Marco A. Assfalk, Ana Cláudia M. do Valle, Rosângela N. A. de Castro, Adalberto J. Batista, Antônio M. de Oliveira, Emilson R. de Oliveira, Colemar Arruda, Idalina R. Araújo, Dulcilene P. O. Garcia, João Bosco, Cheila de Oliveira e demais companheiros da EEEC.

E, finalmente, aos demais amigos que direta ou indiretamente tenham contribuído para o desenvolvimento deste trabalho.



...  
Um menino caminha  
E caminhando chega no muro  
E ali logo em frente  
A esperar pela gente  
O futuro está...

E o futuro  
É uma astronave  
Que tentamos pilotar  
Não tem tempo, nem piedade  
Nem tem hora de chegar  
Sem pedir licença  
Muda a nossa vida  
E depois convida  
A rir ou chorar...

Nessa estrada não nos cabe  
Conhecer ou ver o que virá  
O fim dela ninguém sabe  
Bem ao certo onde vai dar  
Vamos todos  
Numa linda passarela  
De uma aquarela  
Que um dia enfim  
Descolorirá...

Aquarela  
Toquinho/Vinicius/G. Morra/M. Fabrizio



## RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo para a busca de estratégias ótimas de inserção de empreendimentos provenientes de uma carteira de projetos em Geração Distribuída. O problema consiste em determinar qual quantidade de geradores de cada empreendimento será inserida em uma rede elétrica por estágio de planejamento, com base na otimização de objetivos econômicos, ambientais e técnico, considerando determinadas especificações de projeto, cenários fixos de expansão de carga e preço de mercado da energia, e sujeitas a limites orçamentários e técnicos da rede de inserção. A metodologia de otimização empregada constitui-se de um algoritmo de solução multiobjetivo, baseado no método Enxame de partículas, para a busca de um conjunto de soluções eficientes, e uma técnica de análise de decisão, baseada em funções de valor e funções de síntese, para a hierarquização do conjunto e obtenção de uma solução de compromisso.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída, Modelo Multiobjetivo, Otimização por Enxame de Partículas, Análise de Decisão



## ABSTRACT

This work aims to propose a study to search for optimal insertion strategies of projects from a Distributed Generation portfolio based on a multiobjective model. The problem is to determine what quantity of generation units of each project will be inserted into a distribution network by planning stage, based on optimization of economic, environmental and technical criteria, given certain design specifications and fixed expansion scenarios of load and energy market price, and subject to technical and budgetary limits. The employed optimization methodology consisted of a solution algorithm based on multiobjective Particle Swarm method for searching a set of optimal Pareto solutions, and a decision analysis technique based on value functions for ranking the set and elicitation of a compromised solution.

**Keywords:** Distributed Generation, Multiobjective Model, Particle Swarm Optimization, Decision Analysis



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Custos de produção de energia elétrica no Brasil. ....	57
Figura 3.1: Exemplo de correspondência entre espaço de decisão e espaço objetivo (no caso, ambos os espaços são bidimensionais). ....	68
Figura 3.2: Exemplo de relações de dominância de regiões do espaço objetivo para um determinado ponto de solução A. ....	69
Figura 3.3: (a), (b) e (c) Relações de dominância; (d) Níveis de dominância. ....	70
Figura 3.4: Exemplificação do aspecto das fronteiras ótimas de acordo com o conjunto de objetivos de um problema de otimização. ....	71
Figura 3.5: (a) Busca da proximidade do conjunto não-dominado com a fronteira Pareto-ótima; Diversidade de soluções: (b) uniforme mas pouco esparsa, (c) esparsa mas pouco uniforme. ....	71
Figura 3.6: PSO: representação gráfica do mecanismo de busca. ....	73
Figura 3.7: Mecanismo de atração dos métodos multiobjetivos. ....	79
Figura 3.8: Exemplificação das propriedades do Maximin. ....	82
Figura 3.9: Influência da convexidade da fronteira no resultado da métrica Maximin: (a) convexa; (b) côncava. ....	83
Figura 3.10: Resultados da métrica: (a) espalhamento de pontos uniforme; (b) não-uniforme. ....	84
Figura 3.11: Exemplo de função de valor. ....	90
Figura 3.12: Exemplos de comportamento matemático das funções de valor. ....	91
Figura 3.13: Exemplo de famílias de funções de valor exponencial. ....	94
Figura 4.1: Sistemática das subdivisões do tempo de planejamento e dos fatores de operação diária (níveis de carga) e mensal. ....	111
Figura 4.2: Ajuste na matriz de fatores binários de operação mensal. ....	112
Figura 4.3: Dinâmica dos parâmetros de estudo do modelo multiobjetivo. ....	114
Figura 4.4: Dinâmica dos custos de instalação do modelo multiobjetivo. ....	115
Figura 4.5: Dinâmica de entrada em operação para um empreendimento $e$ . ....	126
Figura 4.6: Adequação da métrica Maximin: (a) problema com escalas distintas; (b) resultados com a normalização da métrica adotada. ....	140
Figura 4.7: Adequação da métrica de desempenho: (a) problema com escalas distintas; (b) resultados com a normalização do fator $d_i$ . ....	141

Figura 4.8: Esquematização das considerações adotadas neste trabalho para função de valor exponencial empregada. ....	143
Figura 4.9: Concatenamento de metodologias do trabalho. ....	150
Figura 4.10: Fluxograma simplificado do algoritmo de solução do problema multiobjetivo adotado. ....	151
Figura 5.1: Esquema espacial da rede teste com 192 barras e 191 ramos. ....	153
Figura 5.2: Sistema teste com a localização dos empreendimentos. ....	160
Figura 5.3: Comportamento das funções de valor adotadas. ....	165
Figura 5.4: Gráfico da fronteira de soluções eficientes e as soluções finais pelos métodos de decisão adotados. ....	166
Figura 5.5: Relação comportamental entre as possíveis combinações de critérios de otimização. ....	169
Figura 5.6: Variação da solução por agregação aditiva: teste $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ . ....	171
Figura 5.7: Variação da solução por agregação produtiva: teste $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ . ....	171
Figura A.1: (a) Convenções de injeção e fluxo adotadas; (b) ramo genérico $k-m$ para o equacionamento do método da soma das potências. ....	192
Figura B.1: Esquemas: (a) impedâncias do grupo gerador + transformador; (b) cálculo da impedância de carga. ....	199

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Exemplos de trabalhos referentes à otimização mono-objetivo para alocação e capacidade de Geração Distribuída.....	36
Tabela 2.2: Exemplos de trabalhos referentes à otimização multiobjetivo para alocação e capacidade de Geração Distribuída.....	39
Tabela 2.3: Tamanho típico de geradores em tecnologias utilizadas para Geração Distribuída.....	44
Tabela 2.4: Comparação de custos de instalação de fontes para a GD..	57
Tabela 2.5: Custo da produção elétrica ( $\text{¢€/kWh}$ ) .....	57
Tabela 3.1: Formato de matriz de um problema de decisão.....	88
Tabela 3.2: Matriz de desempenho de alternativas de decisão.....	96
Tabela 4.1 Rótulos para a descrição <i>valor</i> da legenda adotada.....	109
Tabela 4.2: Descrição dos sub-índices para a legenda adotada.....	110
Tabela 4.3: Fatores de emissão típicos de gases de efeito estufa para fontes energia empregadas na produção de energia elétrica (fontes diversas).....	137
Tabela 4.4: Consumo Específico, Poder Calorífico Inferior e Fatores de Emissão dos combustíveis fósseis de interesse (fontes diversas).138	
Tabela 4.5: Potenciais de aquecimento global de alguns GEE.....	138
Tabela 4.6: Fatores de Emissão de CO <sub>2</sub> equivalente total.....	139
Tabela 5.1: Dados gerais dos empreendimentos da carteira de projetos.....	158
Tabela 5.2: Dados de custos dos empreendimentos da carteira de projetos.....	159
Tabela 5.3: Fatores binários de operação diária dos empreendimentos.....	159
Tabela 5.4: Fatores binários de operação mensal dos empreendimentos.....	159
Tabela 5.5: Preços típicos de venda de energia por nível de carga .....	160
Tabela 5.6: Preços <i>spot</i> típicos por nível de carga para o estágio inicial.....	160
Tabela 5.7: Representação numérica das preferências de um decisor. 163	
Tabela 5.8: Representação numérica das preferências do decisor perante os objetivos de otimização. ....	164
Tabela 5.9: Solução obtida por aproximação Max-Min (alternativa 16).....	167
Tabela 5.10: Solução obtida por função agregação aditiva (alternativa 13).....	167
Tabela 5.11: Solução obtida por função agregação produtiva (alternativa 4).....	167

Tabela 5.12: Varredura das taxas de substituição e consequente alteração da solução final. ....	170
Tabela 5.13: Desempenhos do MOPSO para $n_p = 25$ e $k^{max}$ variável. ....	173
Tabela 5.14: Desempenhos do MOPSO para $k^{max} = 1500$ e $n_p$ variável. ....	173
Tabela 5.15: Solução por função de agregação aditiva para o teste III. ....	174
Tabela 5.16: Solução por função de agregação produtiva para o teste III. ....	174
Tabela 1: Dados do sistema teste de 192 barras e 191 ramos. ....	179
Tabela 2: Dados da fronteira de soluções não-dominadas obtida para o estudo base ( $n_p = 25, k^{max} = 1500$ ). ....	184

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	21
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO .....	21
1.2	JUSTIFICATIVAS .....	23
1.3	OBJETIVOS .....	29
1.3.1	Ojetivos Específicos .....	29
1.3.2	Contribuições do Trabalho .....	30
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	31
2.	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	33
2.1	INTRODUÇÃO .....	33
2.2	ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA GERAL .....	34
2.3	ASPECTOS FAVORÁVEIS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	42
2.4	ASPECTOS PROBLEMÁTICOS .....	45
2.4.1	Proteção da Rede .....	46
2.4.2	Regulação de Tensão .....	46
2.4.3	Confiabilidade e Estabilidade .....	47
2.4.4	Qualidade da Energia Elétrica .....	47
2.5	ASPECTOS POLÍTICO-REGULATÓRIOS .....	48
2.5.1	Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica .....	50
2.6	ASPECTOS ECONÔMICOS .....	55
2.7	ASPECTOS AMBIENTAIS .....	58
2.7.1	Fontes Alternativas e Renováveis .....	58
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	60
3.	BASE TEÓRICA .....	63
3.1	INTRODUÇÃO .....	63
3.2	A PROBLEMÁTICA DA OTIMIZAÇÃO .....	64
3.2.1	Modelo de Otimização Multiobjetivo .....	66
3.2.2	O Conceito de Dominância de Pareto .....	68
3.2.3	Otimização por Enxame de Partículas .....	72
3.2.4	Otimização por Enxame de Partículas Multiobjetivo .....	78

---

3.2.5	A Métrica Maximin .....	81
3.2.6	Métrica de Desempenho .....	83
3.3	<i>ANÁLISE DE DECISÃO</i> .....	85
3.3.1	Funções de Valor .....	87
3.3.2	Funções de Síntese .....	95
3.3.3	Análise de Sensibilidade.....	98
3.3.4	Aproximação Max-Min .....	99
3.4	<i>O FATOR DE EMISSÃO EQUIVALENTE</i> .....	100
3.5	<i>CONSIDERAÇÕES FINAIS</i> .....	101
4.	<i>MODELO DE OTIMIZAÇÃO</i> .....	103
4.1	<i>PREMISSAS DE ESTUDO</i> .....	103
4.2	<i>DEFINIÇÕES PRELIMINARES</i> .....	108
4.3	<i>DESENVOLVIMENTO DO MODELO MULTIOBJETIVO</i> .....	113
4.3.1	Equacionamento das Funções Objetivo .....	118
4.4	<i>TRATAMENTO DAS RESTRIÇÕES DO PROBLEMA</i> .....	123
4.4.1	Restrições de Adequação .....	124
4.4.2	Restrições Técnicas de Penalização.....	126
4.5	<i>SISTEMÁTICA PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS TÉCNICOS</i> .....	131
4.6	<i>TIPIFICAÇÃO DOS FATORES DE EMISSÃO</i> .....	136
4.7	<i>ADEQUAÇÃO DE MÉTRICAS</i> .....	139
4.7.1	Adequação da Estratégia Maximin .....	139
4.7.2	Adequação da Métrica de Desempenho.....	141
4.8	<i>MODELO DE DECISÃO ADOTADO</i> .....	142
4.9	<i>ALGORITMO DE SOLUÇÃO MOPSO ADOTADO</i> .....	146
5.	<i>APLICAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS</i> .....	153
5.1	<i>DADOS DO ESTUDO DE CASO</i> .....	153
5.1.1	O Sistema Teste .....	153
5.1.2	A Carteira de Empreendimentos em Geração Distribuída .....	154
5.1.3	O Período de Planejamento .....	161
5.1.4	O Algoritmo de Solução Multiobjetivo .....	161
5.1.5	O Comportamento das Funções de Valor .....	162
5.2	<i>RESULTADOS E ANÁLISES</i> .....	163

---

5.2.1	Estudo Base .....	163
5.2.2	Teste de Sensibilidade I: Método das Razões .....	169
5.2.3	Teste de Sensibilidade II: MOPSO.....	172
5.2.4	Teste de Sensibilidade III: Barra de Inserção .....	173
6.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	175
6.1	<i>SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS</i> .....	179
	APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE.....	181
	APÊNDICE B: RESULTADOS DO CASO ESTUDO .....	186
	ANEXO A: MÉTODO DE SOMA DAS POTÊNCIAS .....	193
	ANEXO B: CAPACIDADE DE CURTO-CIRCUITO .....	198
	BIBLIOGRAFIA.....	203

---



# 1. INTRODUÇÃO

---

O presente capítulo tem como propósito apresentar o problema abordado neste trabalho de tese, por meio de sua contextualização e justificativa, de forma a elucidar seus objetivos gerais e específicos. Complementarmente, a organização deste trabalho é também apresentada.

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

As modernas sociedades industriais devem o seu desenvolvimento em grande parte à domesticação das diversas formas de energia. Dentre estas, a eletricidade (energia elétrica) tem se constituído em um dos insumos energéticos mais largamente empregado devido à sua grande versatilidade, pois a mesma pode ser economicamente gerada a partir de diversas fontes primárias (água represada, ventos, combustíveis diversos, marés, etc.) e facilmente convertida em outras formas de energia desejáveis (calor, movimento, luz, etc.), com a vantagem adicional de poder ser eficientemente transportada a grandes distâncias.

A eletricidade é fabricada ou processada em uma unidade industrial, denominada central geradora, e disponibilizada aos seus consumidores finais através de uma cadeia logística de suprimento (subestações e linhas de transmissão e distribuição). Logo, a energia elétrica é um produto comercial e, como tal, procura-se obter o máximo ganho com o mínimo custo e perda em toda a sua cadeia. Além disso, ela se constitui em um serviço essencial e, como tal, tem este serviço prestado avaliado quanto à sua continuidade, através de indicadores coletivos e individuais de duração e frequência, e à sua conformidade com os níveis de tensão.

A indústria da energia elétrica, desde em seus primórdios, tem se baseado em uma centralização da produção com a finalidade de buscar uma maior eficiência econômica por meio de ganhos de escala. Esta opção, denominada Geração Centralizada (GC), é caracterizada por ter planejamento e despacho centralmente controlados, e tem propiciado confiabilidade, segurança, economia e qualidade de suprimento. No entanto, os potenciais energéticos explorados se situam com frequência longe dos grandes centros de consumo, o que resulta na necessidade da construção de extensos sistemas de transmissão, o que intensifica os problemas com perdas elétricas, impactos ambientais. No caso brasileiro, de geração marcadamente hidroelétrica e, portanto, dependente do regime de chuvas, esta opção aumenta também a complexidade da operação destes sistemas (Gonçalves, 2004).

---

Atualmente, com os avanços nas mais variadas tecnologias de geração elétrica em pequena escala, o aumento das preocupações ambientais, a re-estruturação do setor elétrico mundial e a liberalização dos mercados de energia, entende-se que um dos principais caminhos para aumentar a eficiência energética e atender a crescente demanda por eletricidade deverá ser alcançado com a redução da distância entre a geração e o consumo, através da chamada Geração Distribuída (GD).

No cenário nacional, por exemplo, impulsionado pela crise de abastecimento no setor elétrico em 2001 e em resposta ao novo panorama energético brasileiro, a figura da Geração Distribuída foi, então, incluída na Lei 10.848, de 15 de março de 2004, como um dos possíveis fornecedores do produto energia elétrica. Logo, uma das principais novidades introduzidas pelo novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro é o reconhecimento formal da participação da GD como uma alternativa adicional de suprimento de energia elétrica (Brasil, 2004b).

Com o marco regulatório, os investidores da área têm percebido, então, as potencialidades da GD para possíveis aplicações em diversos arranjos de custo-confiabilidade. O consumidor, por sua vez, tem entendido que poderá ter maiores opções de compra de energia, com o uso isolado ou combinado, para se proteger dos preços do mercado de curto prazo (*spot*). Assim, juntamente com uma adequada política de comercialização, espera-se que a GD complemente e incorpore ganhos para todo o sistema elétrico nacional e forneça um cenário propício ao desenvolvimento de uma nova cadeia de negócios na economia brasileira.

Um cenário que tem contribuído para estimular o emprego da GD como uma nova opção de investimento, reside na recente redução da presença do Estado na expansão da oferta de energia elétrica. Além disso, segundo (Polizel *et al.*, 2007), o novo arranjo institucional do setor tem estimulado a Geração Distribuída de diversas formas, dentre outras:

- ◆ Redução de encargos de conexão;
- ◆ Livre acesso ao sistema de distribuição;
- ◆ Criação de ambiente livre de negociação para as GD's enquadradas como fonte incentivada;
- ◆ Chamada pública de concessionárias de distribuição para contratação de energia proveniente de empreendimentos em Geração Distribuída.

Porém, a energia elétrica tem suas particularidades em sua finalidade como produto, o que traz perspectivas diferentes por parte dos investidores com relação à GD:

- ◆ As distribuidoras de energia elétrica avaliam a GD como uma forma de redução de perdas elétricas, controle de tensão, melhoria da confi-
-

abilidade do sistema e redução de custos com reforços e expansão de redes. Ao mesmo tempo, projetam aumentos na necessidade de controle do despacho e reavaliação e projeto da proteção da rede;

- ◆ Para os Produtores Independentes de Energia (PIEs), a GD é uma oportunidade de investimento para diversificar sua carteira de oferta do produtos, mas projeta um aumento de sua exposição ao mercado de curto prazo para honrar contratos de fornecimento;
- ◆ O auto-produtor avalia a GD como uma estratégia de redução de custos e eficiência energética, além de uma oportunidade de venda de excedentes de produção. Para empresas que utilizam a co-geração, a inserção da energia elétrica em sua carteira de oferta de produtos representa ainda uma aplicação nobre aos resíduos combustíveis de seus processos industriais. Com isso, além da economia de escala, passam a se orientar também pela economia de escopo.

Considerando o exposto anteriormente, observa-se então que o planejamento da geração deve atender diversas perspectivas, tais como econômicas, técnicas e, ultimamente, ambientais, ou seja, o problema é naturalmente multiobjetivo. Desse modo, devido às suas múltiplas aplicações para os agentes do setor, o planejamento da inserção de unidades de Geração Distribuída não se resume apenas à análise de um empreendimento financeiro, mas se constitui em um desafio que precisa ser analisado sobre diversos pontos de vista (Peças Lopes *et al.*, 2007).

## 1.2 JUSTIFICATIVAS

A Geração Distribuída tem sido, dessa forma, objeto de pesquisa de grande interesse na comunidade científica, com temas abrangentes envolvendo diversos aspectos, tais como tecnológicos, econômicos e ambientais, razão pela qual ela tem sido abordada em diversos trabalhos apresentados em eventos da área. Além disso, como o local de inserção e a capacidade da GD podem resultar em consequências à rede opostas às desejadas, então um dos temas mais recorrente refere-se, dessa forma, à otimização do tamanho e localização da GD em redes elétricas.

Contudo, um aspecto importante da geração de energia elétrica refere-se à localização do empreendimento, incluindo a Geração Distribuída. Unidades de geração nem sempre podem ser dispersas, no sentido de que poucas tecnologias apresentam restrições mínimas ou nulas para poderem ser livremente instaladas em qualquer ponto de uma rede elétrica. Isto porque diversos fatores influenciam na alocação de um empreendimento de geração, tais como:

- ◆ Disponibilidade de uma fonte primária de energia economicamente viável no local de exploração do recurso;
- ◆ Disponibilidade de recursos complementares (hídricos, geológicos, etc.) para a produção de vapor e refrigeração, por exemplo;
- ◆ Disponibilidade de uma área mínima necessária para a construção do empreendimento de geração elétrica;
- ◆ Restrições ambientais referentes à área de ocupação, emissão de poluentes e deposição de resíduos, etc.;
- ◆ Escolha de um ponto de entrega adequado na rede com menor custo.

Por exemplo, a implementação de empreendimentos de geração, tais como eólica e hidroelétrica, necessitam da definição do local com uma disponibilidade aproveitável da fonte primária, sendo ainda o montante da energia extraível responsável pela definição da capacidade de geração. Outros empreendimentos, como as nucleares, necessitam de recursos hídricos e áreas seguras e estratégicas, e algumas, como as térmicas, dependem de condições ambientais para a sua implantação. Uma térmica a gás se constitui em um exemplo específico: a rede de distribuição do gás necessitaria ser suficientemente estratificada, mas a construção de gasodutos enfrenta empecilhos ambientais às vezes maiores que os encontrados para linhas de transmissão. Além disso, o próprio local da inserção poderá determinar que influências a tecnologia acarreta para a rede, pois as distintas formas de produção, bem como os diferentes detalhes construtivos das máquinas, podem promover os mais variados impactos na rede (Gonçalves, 2004). Logo, os estudos de otimização da localização e capacidade de geradores distribuídos podem não investigar o problema realisticamente e apresentar resultados de difícil execução ou mesmo totalmente intangíveis.

Com base nos fatos apresentados, pode-se então considerar que informações sobre o tipo de fonte primária e a respectiva capacidade a ser instalada dos possíveis empreendimentos de geração, bem como o ponto de inserção na rede elétrica, podem ser previamente conhecidas. Logo, dados complementares como: quantidade de máquinas, custos típicos (instalação, operação e manutenção fixo e variável, etc.), fator de capacidade da fonte primária e fator de potência de operação de cada empreendimento, podem ser também previamente levantados. A documentação de todos esses dados pode, assim, se constituir na carteira de projetos em geração elétrica para uma empresa com interesses em investir no setor e, desse modo, o objeto de estudo passa a se constituir no planejamento para execução das opções de carteira.

---

O tipo de empresa detentora da carteira de projetos em GD representa outro ponto a se considerar. O Art. 8º da Lei 10.848/04 (Brasil, 2004b) estabelece, em seu parágrafo 5º, que as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuam no SIN não podem desenvolver a atividade de geração de energia elétrica (*self-dealing*). Assim, caso originalmente tivessem geração própria estabelecida no contrato de concessão, deveriam separar os ativos de geração e distribuição em companhias distintas, o que resulta normalmente em uma *holding*<sup>1</sup> dessas companhias. Porém, em seu planejamento de novos investimentos, uma empresa geradora, provável detentora da carteira, normalmente considera apenas os aspectos financeiros envolvidos, e eventualmente ambientais, sendo que aspectos técnicos além do ponto de entrega na rede elétrica não são de seu interesse. Esta situação, no entanto, poderá não se aplicar à *holding* em questão, pois os impactos dos geradores na rede da distribuidora podem se constituir em preocupações comuns da empresa e a inclusão de tais aspectos no modelo de análise pode representar mais satisfatoriamente o seu contexto decisório. Desse modo, a modelagem adotada neste trabalho se baseia na premissa de que se trata de um problema de inserção de ativos em GD de uma *holding* constituída por empresa de geração e concessionária de distribuição, onde a geradora espera ofertar toda sua produção nos leilões da distribuidora, firmar contratos por quantidade de energia produzida e, com isso, diminuir sua exposição geral ao preço de curto prazo.

Partindo-se, então, da premissa de que uma carteira de projetos de empreendimentos de GD da *holding* é conhecida, a questão pode, desse modo, ser resumida à tomada de decisão sobre que empreendimentos priorizar, ou seja, resume-se a um problema de otimização sobre a escolha ótima das alternativas da carteira de projetos. Sendo assim, por se tratar de obras de instalação, então critérios econômicos podem ser considerados. Porém, a opção por alternativas de menores custos e/ou maiores receitas pode não se constituir na melhor decisão se outros aspectos do problema, conflitantes ou não com esses parâmetros, forem percebidos como importantes pelo tomador de decisão. Por exemplo, aspectos como redução de perdas elétricas com a inserção dos geradores, sua penetração da rede e alterações na capacidade de curto-circuito, tensão de barra e carregamento de ramos, podem também ser contemplados na

---

<sup>1</sup> O termo *holding* refere-se a uma empresa que controla um grupo de empresas, que podem ou não pertencer ao mesmo setor de atividade, por meio da posse de parte ou da totalidade dos respectivos capitais sociais.

---

modelagem. Além disso, todas as formas de geração apresentam algum impacto ambiental, normalmente computado como consequências da atividade econômica, ou seja, estas externalidades não são, em geral, refletidas nos custos da energia ofertada pelo empreendimento (Freris e Infield, 2008). Assim, diversos critérios podem ser considerados no modelo de decisão da *holding* para o estudo de inserção de geradores de uma carteira de projetos.

Desse modo, com o objetivo de expressar o contexto decisório de forma mais abrangente, a modelagem do problema de planejamento proposta neste trabalho apresenta uma abordagem multiobjetivo, contemplando aspectos econômicos, técnicos e ambientais. Porém, a opção por uma modelagem multiobjetivo pode acarretar em possível ocorrência de conflito entre os critérios de otimização adotados (ditas funções objetivos). Este fato adiciona, então, uma importante característica ao tipo de processo de solução para o problema, pois este não apresentará um resultado único, mas um conjunto de soluções, ditas não-dominadas, advindas da noção de dominância de Pareto.

Adicionalmente, devido à natural restrição orçamentária de uma empresa para investimento em obras de instalação, normalmente definida em termos anuais, este estudo pode ser investigado ao longo de um tempo (horizonte) de planejamento, subdividido em estágios (anos). Logo, o problema pode agora ser entendido como a busca ótima de um cronograma de inserção na rede elétrica (e, desse modo, início de obras) dos empreendimentos da carteira, por estágio e ao longo do tempo de planejamento. Por envolver estudos no tempo, então, possíveis mudanças nos valores de alguns parâmetros do problema, tais como crescimento de carga da rede e elevação de preços e custos envolvidos, necessitam ser considerados e podem ser modelados a taxas fixas de expansão.

Além disso, de modo a se obter uma modelagem mais precisa sobre a operacionalidade de cada aproveitamento, os estágios de estudo podem ser decompostos em sub-estágios (meses) com 365/12 dias em média. Os sub-estágios, por sua vez, podem ser decompostos em dias de modo a modelar a demanda da rede em níveis (patamares) típicos de carga. Estas subdivisões são úteis para incorporar ao problema informações sobre o comportamento típico de cada empreendimento referente à produção mensal (devido a sazonalidades da fonte primária) e diária (devido a restrições de produção), além de possibilitar considerações sobre a expansão de carga em termos mensais e incorporar o impacto dos preços de mercado da energia nos diferentes níveis de carga diários.

---

Um aspecto importante das tecnologias empregadas em empreendimentos de GD refere-se à sua grande modularidade e reduzido tempo de implementação, o que confere à GD a vantagem de poderem ser implementadas de forma parcelada ao longo do tempo de planejamento. Logo, com um aproveitamento projetado para contemplar diversas máquinas de geração, este fato permite, então, a opção por um cronograma de inserção, por estágio, de parcelas de máquinas de um empreendimento e/ou por uma composição de parcelas de máquinas dos diversos empreendimentos da carteira, o que imprime uma grande versatilidade ao cronograma de inserção para se ajustar ao crescimento da demanda. Logo, o problema de planejamento se resume na busca de uma estratégia de inserção de unidades geradores da carteira de projetos por estágio, o que permite, inclusive, identificar a não necessidade de se instalar a totalidade de máquinas devido às restrições do problema (ou mesmo na inviabilidade de um empreendimento).

Com base nessas análises, observa-se, então, que a variável de decisão do problema multiobjetivo para a busca de uma estratégia ótima de inserção de empreendimentos da carteira de projetos, consiste no número parcelado de unidades de geração por empreendimento, ou seja, o espaço de decisão do problema tem natureza discreta. Este estudo adquire, assim, a configuração de um problema de programação inteira multiobjetivo. Este fato pode acarretar em uma explosão combinatória de soluções potenciais, o que dificulta o conhecimento e avaliação do decisor sobre o espaço de decisão viável, para guiar o processo de busca de uma solução satisfatória. Assim, com base nesta observação, o modelo de otimização multiobjetivo adotado neste trabalho reside na aplicação de um algoritmo de solução adequado para a obtenção de um conjunto de soluções não-dominadas, com posterior análise de decisão baseada nas preferências do decisor. Como no modelo não serão consideradas estocasticidades (as expansões de carga e preços são a taxas fixas), então modelo de decisão será baseado no conceito de Função de Valor.

Resta, assim, a definição do método de solução a ser empregado, adequado à modelagem matemática proposta. Para isto, inicialmente serão comentados alguns aspectos afetos ao problema, referente aos estágios e sua influência na definição geral da variável de decisão:

- ◆ Considerações e restrições técnicas, tais como cálculo de perdas, carregamento de ramos e níveis de tensão de barras, são resultados advindos de cálculos de um Fluxo de Carga da rede, cujo problema é reconhecidamente não-linear. Desse modo, a análise multiobjetivo considerando tais aspectos adquire, então, certa não-linearidade,
-

pois, mesmo ajustes lineares de expansão de carga e inserções incrementais de geração, não impactarão nas tensões e perdas de rede de forma linearmente proporcional;

- ◆ Fatores como a expansão de carga e a variabilidade no preço médio da energia no mercado de curto prazo (*spot*), implicarão em situações distintas entre a tomada de decisão (estágio inicial) e a efetiva entrada em operação dos empreendimentos da carteira de projetos;
- ◆ Os custos e benefícios, bem como o impacto na rede, que um gerador exercerá quando de sua entrada em operação em determinado estágio do planejamento dependerá da situação da rede neste estágio, isto é, além do montante de carga, dependerá também da quantidade de unidades geradoras que entraram em operação nos estágios anteriores.

Logo, pode-se observar que o problema assim definido adquire um acoplamento entre os estágios dentro de um mesmo cronograma de inserção. Além disso, a complexidade combinatória representa um aspecto problemático para a varredura da extensa variedade de estratégias de inserção possíveis para cada estágio. Por este motivo, a implementação de um processo de busca de estratégias de inserção de forma sucessiva por estágio apresenta grandes dificuldades de implementação, razão pela qual não se optou pelo método de Programação Dinâmica para a solução da abordagem multi-estágio deste trabalho.

Adicionalmente, a presença de objetivos conflitantes, aliada à complexidade combinatória e ao fato da modelagem não apresentar uma função analítica para o problema de forma explícita, acarreta dificuldades aos métodos de Programação Matemática em alcançar um conjunto de soluções não-dominadas, que crescem com o número de objetivos do problema. Assim, por estas razões, estes métodos também não foram empregados para a solução do problema abordado neste trabalho.

Por fim, no tratamento da complexidade combinatória, observa-se que a busca de estratégias de inserção pode envolver cronogramas considerando o número de geradores de cada empreendimento conjuntamente com todos os estágios do horizonte de planejamento. Assim, a variável de decisão do problema se constituirá no número de unidades geradoras por empreendimento e por estágio simultaneamente. Este fato implica na impossibilidade de busca no espaço de soluções através de árvores de enumeração, razão pela qual também não se optou pelos métodos de *branch-and-bound* como metodologia de solução.

Com base nos diversos aspectos da modelagem discutidos anteriormente, observa-se, desse modo, que a obtenção de um conjunto de

soluções não-dominadas para problema matemático proposto necessita de um método mais apropriado ao mapeamento do espaço de decisão factível e a necessária obtenção de diversidade para o conjunto de soluções não dominadas. Assim, para a solução do problema de programação inteira multiobjetivo, optou-se neste trabalho por empregar um algoritmo evolutivo denominado Enxame de Partículas (PSO), em sua versão inteira multiobjetivo, aliado a uma métrica de desempenho denominada Maximin. A razão para esta escolha dentre os diversos tipos de algoritmos evolutivos mais comumente empregados (tal como os chamados Algoritmos Genéticos), reside no seu desempenho satisfatório reconhecido para a solução de diversos problemas testes de otimização reportada na bibliografia pesquisada.

Assim, considerando-se os diversos aspectos do problema anteriormente apresentados, pode-se agora definir os objetivos gerais, específicos e as contribuições deste trabalho.

### 1.3 OBJETIVOS

Supondo conhecida uma carteira de futuros empreendimentos em Geração Distribuída pertencente uma empresa geradora que, conjuntamente com uma concessionária de distribuição, formam uma *holding* do setor de energia elétrica, e com base em especificações de projeto, da rede elétrica de distribuição em estudo e restrições técnicas e econômicas, deseja-se determinar, de forma otimizada e considerando múltiplos objetivos, quais empreendimentos e qual capacidade (quantidade de geradores) será inserida na rede em cada estágio do tempo de planejamento. Assim, o objetivo da modelagem abordada neste trabalho consiste em determinar uma estratégia ótima baseada em um cronograma de entrada em operação de empreendimentos de GD proveniente da carteira de projetos, que minimiza desvantagens, maximiza benefícios e atenda as restrições julgadas de interesse.

#### 1.3.1 Ojetivos Específicos

A modelagem proposta apresenta alguns aspectos metodológicos de otimização multiobjetivo que se configuram em objetivos adicionais:

- ◆ Propor um tema de estudo para o planejamento de expansão da oferta baseada em empreendimentos de Geração Distribuída mais tangível com a realidade da prática e com o cenário atual de energia;

- ◆ Ampliar a modelagem das sazonalidades da fonte primária através de fatores de operação mensal, bem como a representação de restrições de operação ou produção características de cada empreendimento, através de fatores de operação diária por nível de carga;
- ◆ Buscar maior versatilidade na estratégia de inserção de projetos em Geração Distribuída, através de parcelamento de unidades geradoras por empreendimento e por estágio de planejamento;
- ◆ Apresentar o emprego da métrica Maximin como *fitness* para a verificação de dominância e como mecanismo de *niching* para a busca de diversidade da fronteira de soluções não-dominadas obtida;
- ◆ Apresentar o conceito de função de valor como técnica de análise de decisão para a escolha de uma solução de compromisso;
- ◆ Propor uma metodologia própria de busca de um conjunto de soluções não-dominadas com base em análise bibliográfica sobre a teoria do método Enxame de Partículas multiobjetivo;
- ◆ Realizar análises de sensibilidade com relação a parâmetros do algoritmo de solução por Enxame de Partículas, para verificar o desempenho e o grau de diversidade do conjunto não-dominado obtido, bem como para a metodologia de análise de decisão adotada, de modo a verificar a influência dos pontos de vista do decisor para a escolha de uma solução de compromisso dentre as viáveis obtidas.

### 1.3.2 Contribuições do Trabalho

Este trabalho apresenta, então, as seguintes contribuições:

- ◆ Nova proposta de tema: no estudo do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica com base em uma carteira de projetos, são inseridos ao modelo algumas especificidades de cada tipo de empreendimento e da sua fonte primária, o que não é possível ou pouco tangível em problemas que objetivam determinar a localização e capacidade ótimos, constituindo, assim, em um estudo mais condizente para o problema de planejamento da expansão da oferta com GD;
  - ◆ Abrangência da metodologia: o modelo de decisão adota um método de otimização multiobjetivo mais condizente para a tomada de decisão sobre a expansão da oferta de energia elétrica, por contemplar um algoritmo adequado para a obtenção de um conjunto de soluções não-dominadas, e um método para elicitar uma solução de compromisso segundo a concepção de valor do decisor;
-

- ◆ Abrangência dos objetivos: o aspecto econômico da modelagem, envolvendo custos e benefícios (gastos e receitas advindas da atividade econômica), bem como técnico e ambiental, pode expressar de forma abrangente o contexto decisório atual para o problema de planejamento da oferta de energia do tipo de *holding* considerado;
- ◆ Metodologia de solução: o algoritmo Enxame de Partículas consiste em uma metodologia de aplicação recente para a solução de problemas multiobjetivos e, conjuntamente com o emprego da métrica de desempenho Maximin, representa uma nova proposta para solução de problemas de otimização inteira multiobjetivo;
- ◆ Parcelamento da inserção: visando aproveitar a versatilidade da GD com relação à sua modularidade, a opção por inserção parcelada de máquinas constitui-se em uma nova estratégia para o adequado ajuste entre oferta e demanda de eletricidade em redes de distribuição;
- ◆ Maior detalhamento da operação: a modelagem do problema proposto envolve aspectos operativos mais detalhados de cada empreendimento e da fonte primária, constituindo-se, então, em uma forma de representação mais realista para os comportamentos sazonais e para as restrições de produção dos diversos tipos de projetos que podem ser implementados com a GD;
- ◆ Realidade brasileira: a consideração de aspectos importantes do problema para um conjunto de empresas de geração e distribuição (*holding*), constitui-se em uma condição de planejamento mais adequada à realidade atual do setor de energia elétrica brasileiro.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

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

O Capítulo 1 apresenta a contextualização da GD, bem como diversas análises para a definição e justificativa da proposta de modelagem para o problema proposto neste trabalho de tese.

No Capítulo 2 é apresentado um compêndio de diversas informações sobre Geração Distribuída, obtidas por pesquisa bibliográfica, com tópicos de interesse que abordam temas, tais como aspectos favoráveis, problemáticos, econômicos, regulatórios, ambientais e um compêndio de trabalhos publicados em anais sobre o tema.

No Capítulo 3 é apresentado o embasamento teórico deste trabalho, referente à técnica de otimização Enxame de Partículas, bem como

---

textos introdutórios referentes ao conceito de dominância de Pareto, à métrica Maximin e à métrica de desempenho do conjunto de soluções não-dominadas, o conceito de emissão equivalente de CO<sub>2</sub>, empregada como um dos objetivos de otimização, e o conceito de função de valor, elemento principal para a análise de decisão do problema.

O Capítulo 4 apresenta a modelagem do problema multiobjetivo proposto, com discussões sobre as considerações gerais e definições preliminares, a definição das funções objetivo e o tratamento das restrições do problema. Complementarmente à modelagem, são apresentadas ainda as estratégias adotadas para o cálculo dos parâmetros técnicos e dos fatores de emissão equivalente, bem como as adequações das métricas, além do algoritmo PSO multiobjetivo adotado.

No Capítulo 5 são apresentados os do sistema teste adotados, bem como as diversas informações de uma carteira de empreendimentos para teste, dos parâmetros da modelagem e do algoritmo MOPSO implementado. Concomitantemente, são então apresentados os resultados de diversos testes verificados, e a análise dos resultados obtidos.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões advindas dos resultados e análises obtidas como o sistema exemplo, bem como as propostas de trabalhos futuros.

Complementar à base teórica do trabalho, em anexo é apresentado o Método da Soma das Potências e a teoria de cálculo da Capacidade de Curto-Circuito. Além disso, em apêndice são apresentados os dados do sistema teste e uma compilação dos resultados das simulações. Por fim, são ainda listados os trabalhos de referência.

---

## 2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

---

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma análise bibliográfica sobre o tema em foco deste trabalho, a Geração Distribuída, dissertando sobre alguns de seus aspectos mais relevantes. Este capítulo se constitui, então, em um dos embasamentos teóricos deste trabalho.

### 2.1 INTRODUÇÃO

A implantação de novas alternativas de geração de eletricidade requer a consideração de diversas questões, tais como distribuição geográfica da produção, confiabilidade e flexibilidade de operação, disponibilidade e preços de combustíveis, prazos de construção, condições de financiamento, licenciamento ambiental, etc. Além disso, a futura geração deverá se adequar às necessidades do mercado energético brasileiro, respeitando as características do seu sistema elétrico, introduzindo ganhos de eficiência na utilização dos recursos energéticos, confiabilidade e flexibilidade, e procurando ao mesmo tempo minimizar os impactos ambientais decorrentes do seu processo. Contudo, a insuficiência de investimentos, o tempo requerido para disponibilizar capacidade adicional de grande porte (hidráulica ou térmica) e a carência de uma melhor política para o setor, desenha um quadro preocupante para os próximos anos. Durante este período, uma nova matriz energética, certamente de natureza hidrotérmica, deverá emergir, onde a geração em menor escala, próxima ao consumidor, terá um papel importante, visto ser eventualmente a única forma de garantir a implementação de capacidade adicional em curto prazo e com custos competitivos (Lora e Haddad, 2006).

Nos últimos anos e em todo mundo, a desregulamentação da indústria de energia elétrica tem levado a mudanças profundas nesta indústria e em seu mercado e tal contexto tem enfatizado a busca por um mercado competitivo que promova a confiabilidade, o aumento na eficiência energética, o desempenho ambiental e a prestação de serviços inovadores que atendam a outras necessidades da comunidade em geral. Além disso, associado a estas transformações, os novos desenvolvimentos em tecnologias de geração em pequena escala, têm posicionado favoravelmente estes empreendimentos frente aos grandes sistemas centralizados, como uma alternativa concreta de suprimento de energia elétrica e térmica, efetuando-se a geração no ponto de consumo final ou próximo deste. Assim, em um quadro mais amplo, diversos motivos têm induzido o aumento de interesse na chamada Geração Distribuída (GD),

---

por esta se configurar em um modelo complementar ao das grandes centrais de potência no suprimento de energia elétrica.

A Geração Distribuída representa, então, um recente componente na indústria da eletricidade e seus recentes mercados e sistemas desregulamentados, razão pela qual o seu conceito não possui uma definição única. Por exemplo, segundo (Lora e Haddad, 2006), o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) define 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. 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 (Brasil, 2004a).

Independentemente de sua definição, a GD representa uma nova opção para a expansão da oferta de energia elétrica e tem evocado diversos temas de estudo, desde técnicos, econômicos e ambientais, até regulatórios e estratégicos, alguns dos quais discutidos a seguir.

## 2.2 ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA GERAL

A Geração Distribuída tem suscitado grande interesse da comunidade acadêmica, como reflexo dos múltiplos benefícios, problemas, aplicações, opções de investimento, novas tecnologias e fontes de energia, que este tema representa para o setor elétrico.

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica em um cenário de integração com geradores distribuídos, por exemplo, requer estudos em termos de produção e capacidade a ser instalada de acordo com as características da fonte primária a ser utilizada e a localização destes empreendimentos. Similarmente, a natureza intermitente e sazonalidade de algumas fontes empregadas em GD, levam à necessidade de

---

estudos considerando cenários de operação e níveis de produção destes geradores para a avaliação de seus impactos na rede elétrica.

Assim, o tema Geração Distribuída representa um novo paradigma para a questão da inserção de energia em pequena escala, geograficamente dispersa e mais equalizada com a natural expansão da demanda nos sistemas de distribuição, razão pelos quais diversos trabalhos têm sido publicados em eventos e periódicos relacionados à área. Por exemplo, um enfoque com definições, desafios e possíveis soluções, tecnologias de geração, problemas, benefícios e oportunidades com a GD é abordado em (El-Khattam e Salama, 2004), (Driesen e Belmans, 2006) e (Peças Lopes *et al.*, 2007). Outros aspectos, como operação, proteção, curto-circuito e qualidade da energia com GD também têm sido pesquisados, tal como relatado em (Gonçalves, 2004), (Cigré, 2007) e (Barin, 2007), além de aspectos regulatórios e comerciais, tal como abordado em (Arias *et al.*, 2006), (Romagnoli, 2005) e (Polizel *et al.*, 2007), além de mitigação de problemas de confiabilidade, tal como relatado em (Chowdhury *et al.*, 2003) e (Falaghi e Haghifam, 2005).

Além destas abordagens, um problema comumente relatado na bibliografia refere-se ao fato da presença de um gerador distribuído poder resultar em consequências à rede elétrica na qual ele está inserido opostas às desejadas, pois sua localização próxima à carga não implica necessariamente em, por exemplo, diminuição de perdas elétricas, pois o impacto da GD na rede depende do seu ponto de inserção e capacidade de geração. Ainda assim, a instalação de unidades de GD em locais mais estratégicos da rede pode resultar em, por exemplo, aumento na confiabilidade e redução de perdas, o que pode acarretar em benefícios, tal como redução de custos. Desse modo, o problema de planejamento para o dimensionamento e localização ótimos de geradores distribuídos (comumente conhecido como *sizing and siting*) tem despertado grande interesse da comunidade acadêmica, razão pelas quais diversas propostas de modelagem relacionadas a este tema têm sido relatadas na literatura.

Como o problema do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica envolve diversos aspectos de preocupação imersos em um ambiente decisório complexo, os referidos estudos para dimensionamento e localização estratégicos de geradores distribuídos podem envolver diversos critérios de otimização, tais como minimização de perdas, custos, emissões de poluentes e riscos, e estarem sujeitos a diversas restrições impostas, tais como técnicas, financeiras e ambientais.

Além disso, por se tratarem de estudos de otimização, a modelagem matemática do problema pode envolver apenas uma medida de de-

---

sempenho das soluções encontradas, o que se constitui no chamado problema de otimização mono-objetivo, ou contemplar duas ou mais destas medidas, o chamado problema multiobjetivo. Desse modo, dependendo da modelagem empregada, algoritmos de solução mais apropriados devem ser adotados e, sendo assim, os mais diversos métodos de otimização têm sido empregados nos trabalhos sobre o tema.

Assim, diversos estudos de dimensionamento e localização ótimos de geradores distribuídos encontrados na literatura envolvem uma modelagem mono-objetivo, tal como exemplificado na Tabela 2.1, que mostra as particularidades de cada estudo em relação aos modelos de otimização, restrições e método de solução adotado. Com esta amostra de trabalhos pode-se observar, então, que a preocupação com a minimização de custos e perdas elétricas são bastante recorrentes, o que pode ser entendido pelo fato do problema envolver obras de instalação e a possibilidade de redução de perdas ser um dos principais benefícios reconhecidos da GD. Além disso, com a provável interferência da GD nas características elétricas e na proteção da rede de inserção, pode-se ainda observar uma preocupação em contemplar restrições técnicas de rede ao modelo, tais como limites de tensão, limites de carregamento de linhas e restrições para o aumento de capacidade de curto-circuito da rede.

Tabela 2.1: Exemplos de trabalhos referentes à otimização mono-objetivo para alocação e capacidade de Geração Distribuída.

Referência	Função objetivo	Restrições	Outros aspectos da modelagem	Método de solução
(Soroudi e Ehsan, 2008)	Minimização de custos a valor presente (instalação, operação, emissão, perdas ativas e de compra de energia do mercado)	Limites de carregamento, tensão e capacidade de transformadores e subestações	Período de planejamento. Três níveis de carga a taxa fixa de expansão. Preço de mercado da energia por nível	Enxame de Partículas
(Singh <i>et</i>	Minimiza-	Balanço	Período	Algoritmo

<i>al.</i> , 2007)	ção de perdas elétricas	de potência nas barras, capacidade da GD e limites de tensão de barra	único. Diferentes condições de carga	Genético
(El-Khattam <i>et al.</i> , 2004)	Minimização de custos (investimento, operação, compra de energia, energia não suprida e serviços de compensação de perdas)	Balanco de carga, capacidade de linhas, subestações e GD, limites de desvios de tensão e de investimentos	Período único. Demanda escalonada por nível horário	Algoritmo heurístico
(Brown <i>et al.</i> , 2001)	Minimização de custos de expansão (transmissão, subestações e GD)	carregamento, orçamento e penetração máxima da GD	Período único. Demanda de pico	Eliminação sucessiva
(Celli e Pilo, 2001)	Minimização de custos a valor presente (perdas e reforço de ramos)	Limites de tensão e capacidade de curto-circuito	Período de planejamento. Patamar único de carga a taxa de expansão fixa	Algoritmo Genético
(Nara <i>et al.</i> , 2001)	Minimização do so-	Capacidade,	Período de planeja-	Busca Tabu

	matório de perdas	quantidade e condições de operação da GD	mento. Patamar único de carga sem taxa de expansão (demanda fixa)	
(Borges e Falcão, 2006)	Minimização da relação entre a redução no custo de perdas com GD e custo de investimento, instalação e manutenção da GD	Limites de tensão, índices de confiabilidade da rede e penetração da GD	Período de planejamento. Patamar único e sem taxa de expansão	Algoritmos Genéticos
(Falaghi e Haghifam, 2007)	Minimização de custos a valor presente (investimento, operação e manutenção - O&M, perdas ativas e compra de energia no mercado)	Carregamento de ramos, limites de tensão e capacidade da GD	Tempo de planejamento. Vários níveis de carga, sem taxa de expansão. Preço de mercado da energia e despacho da GD por nível	Colônia de Formigas

Conforme observado, a GD tem um impacto significativo nos sistemas de distribuição, razão pela qual, além de custos, vários aspectos são abordados em problemas de otimização com GD, tais como técnicos e ambientais. Muitos destes aspectos, porém, estão normalmente em conflito mútuo e frequentemente não é trivial a conversão de todos em uma quantidade homogênea como, por exemplo, unidades monetárias.

Sendo assim, uma modelagem com diversos critérios de otimização pode se tornar necessária. Assim, diversos estudos de dimensionamento e localização ótimos de GD encontrados na literatura envolvem modelagem multiobjetivo, tal como exemplificado na Tabela 2.2. Observa-se então que, além dos aspectos de preocupação já verificados em modelos mono-objetivos, a modelagem multiobjetivo necessita de métodos de otimização e algoritmos de solução mais apropriados, bem como o emprego, se desejado, de um algum critério de decisão para a escolha de uma solução de compromisso, segundo as preferências de um decisor.

Tabela 2.2: Exemplos de trabalhos referentes à otimização multiobjetivo para alocação e capacidade de Geração Distribuída.

Referência	Funções objetivo	Restrições	Outros aspectos da modelagem	Método de otimização e decisão
(Celli <i>et al.</i> , 2005)	Minimização dos custos a valor presente de reforços de rede, perdas, compra de energia no mercado e energia não suprida	Penalização por violação de tensão, carregamento e corrente de curto-circuito	Período de planejamento. Demanda modelada pelo pico e taxa fixa de expansão de carga	Híbrido: método da negociação ( $\xi$ -restrito) e Algoritmos Genéticos. Solução final segundo inferência no processo de solução
(Haghifam <i>et al.</i> , 2008)	Minimização de custos (perdas, investimento e O&M), riscos (sobrecarga em S/E e sobre/sub tensão) e risco de compra de energia no mercado	Capacidade máxima de instalação de geração de cada barra do sistema	Período único. Modelamento de incertezas (demanda e preço de mercado da energia) por números fuzzy. Patamar único de carga	NSGA-II e <i>crowding distance</i> (busca de diversidade). Decisão: aproximação Max-Min
(Celli <i>et al.</i> , 2006)	Minimização de custos a valor presente com	Carregamento de ramos e capacidades	Período de planejamento. Patamar úni-	Híbrido: método da negociação e Al-

	reforços de rede (transformadores e chaves), perdas de energia e índice de aceitabilidade da GD	de curto-circuito	co de carga. Crescimento da demanda a taxa fixa	goritmos Genéticos. Solução final segundo inferência no processo de solução
(Carpinelli <i>et al.</i> , 2005)	Minimização do custo de perdas e índices de queda de tensão e qualidade da energia	Carregamento, correntes de curto-circuito e distorção harmônica de tensão	Período único. Demanda modelada pelo patamar médio de carga	Híbrido: método da negociação e Algoritmos Genéticos. Solução final segundo inferência no processo de solução
(Maciel e Feltrin, 2009)	Minimização de índices de redução de perdas, níveis de curto-circuito trifásico e regulação de tensão	Limites de tensão	Período único. Patamar único de carga	Comparação de métodos: Busca Tabu multiobjetivo e AG (NSGA-II). Ausência de análise de decisão
(Ahmadi <i>et al.</i> , 2008)	Minimização de custos (instalação, O&M e compra no mercado) e perdas aparente, todos a valor presente. Minimização dos desvios de tensão	Atendimento à demanda de rede e restrições ambientais	Período de planejamento. Patamar único de carga. Crescimento da demanda a taxa variável	NSGA-II e <i>crowded comparison</i> para buscar diversidade. Ausência de análise de decisão
(Hekmati <i>et al.</i> , 2008)	Minimização de custos levados a valor presente (instalação, operação e compra no mercado) e	Restrições de operação dos geradores e limites de tensões e carregamento	Período de planejamento. Patamar único de carga. Crescimento da demanda a	Algoritmo Genético multiobjetivo. Método de tomada de decisão <i>Fuzzy</i>

	de emissões de CO <sub>2</sub> (GD + rede)		taxa fixa	
(Cano, 2007)	Minimização de queda de tensão, perdas elétricas e custo de operação; maximização da capacidade de curto-circuito	Avaliadas em funções <i>fuzzy</i> como limites para das funções objetivo	Período único. Funções <i>fuzzy</i> para avaliar os resultados das funções de otimização	Otimização <i>fuzzy</i> multi-objetivo. Critério <i>Max-Min</i>
(Santos <i>et al.</i> , 2006)	Minimização de perdas ativas totais e custo de instalação a valor presente	Limites de tensão e carregamento	Período de planejamento. Sem modelagem de expansão de carga	Algoritmo Genético elitista. Ausência de análise de decisão
(Singh e Verma, 2009)	Minimização de índices de perdas ativa e reativa, desvios de tensão e carregamento de ramos	Atendimento da demanda, carregamento de ramos e limites de tensão de barra	Período único. Resultados comparados com busca exaustiva. Patamar único de carga	Algoritmo Genético elitista. Solução final por índice de desempenho com ponderação dos objetivos

Além disso, com base nos trabalhos pesquisados, pode-se tecer ainda algumas observações:

- ◆ Os estudos contemplam um período de planejamento, normalmente alguns anos, de modo a modelar o impacto temporal da GD nos critérios de otimização e restrições;
- ◆ A capacidade total da GD é considerada instalada no início do período de planejamento;
- ◆ A demanda da rede em estudo pode ser contemplada no modelo por meio de níveis de carga ou patamar único e sua expansão, quando considerado um período de planejamento, pode ser modelada a uma taxa fixa, variável ou contemplando sua estocasticidade por meio, por exemplo, de conjuntos *fuzzy*;
- ◆ As preferências de um decisor podem ser empregadas durante o processo de solução do problema.

Logo, um aspecto que poderia ser considerado de modo a representar mais realisticamente um modelo de otimização para o planejamento de obras de instalação, seria a consideração de um tempo de espera para a construção dos empreendimentos, a partir do qual os critérios de otimização são determinados e levados a valor presente (para custos e receitas) ou acumulados para o estágio inicial (como por exemplo, emissão de poluentes e perdas de energia). Outro aspecto que poderia ser considerado refere-se a contemplar sub-períodos de planejamento, tal como meses, de modo a modelar a sazonalidade anual das fontes primárias de energia. Adicionalmente, poderia se considerar a quantidade de geradores dos empreendimentos e adotar uma estratégia de inserção parcelada dos mesmos ao longo do período de planejamento, contemplando assim um benefício da GD referente à sua capacidade de equalizar melhor a oferta com a expansão da demanda da rede.

Além disso, um estudo de planejamento contemplando diversas opções de empreendimentos de GD, com características de operação e especificações distintas, e diversas opções de barra de inserção, normalmente se caracteriza por apresentar uma explosão combinatorial de soluções potenciais. Neste caso, o decisor poderia apresentar um conhecimento pouco claro do espaço de decisão do problema e encontrar dificuldades em expressar seus pontos de vista para estabelecer metas e preferências entre os critérios de otimização de modo a guiar o processo de solução. Assim, o emprego de um algoritmo de solução verdadeiramente multiobjetivo para a determinação de um conjunto de alternativas de solução não-dominadas poderia, desse modo, fornecer subsídios ao decisor de forma mais plausível e clara para que este proceda a uma tomada de decisão mais satisfatória segundo seus conhecimentos e experiências, com o emprego, por exemplo, do conceito de função de valor.

Assim, percebe-se que a GD desperta diversas preocupações de estudo, desde técnicos e econômicos, até regulatórios e ambientais e um compêndio destes aspectos da GD é, então, a seguir relatado.

### 2.3 ASPECTOS FAVORÁVEIS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída apresenta diversos aspectos favoráveis advindos de sua inserção nos sistemas elétricos, dentre os quais destacam-se (El-Khattam e Salama, 2004; Peças Lopes *et al.*, 2007):

- ◆ Uma das principais vantagens conferidas à GD reside em sua capacidade de reduzir as perdas elétricas nas redes de transmissão e distribuição devido à possibilidade de se localizar mais próximo à carga,
-

liberando, desse modo, capacidade no sistema, além de propiciar um aumentando da flexibilidade operativa;

- ◆ A GD pode ser empregada em caráter emergencial e como energia de reserva durante picos de consumo e horário de ponta, promovendo, assim, uma diminuição dos riscos de operação e uma maior garantia da continuidade e qualidade da prestação de serviço de eletricidade;
- ◆ A característica modular, o reduzido tempo de construção, a flexibilidade de instalação e os menores entraves burocráticos políticos e ambientais, conferem à GD uma boa alternativa para a equalização entre a oferta de energia e o crescimento da demanda;
- ◆ O aproveitamento de resíduos de processos industriais para a produção de energia elétrica por geradores de localização distribuída apresenta um forte apelo ambiental, por fornecer um fim nobre a estes resíduos e por poder fornecer energia a um preço mais competitivo;
- ◆ Com o aspecto de pequeno porte, a GD pode ser ainda empregada para disponibilizar energia elétrica para locais sem infra-estrutura de transmissão/distribuição, ou em áreas sensíveis do ponto de vista ambiental e histórico, cujos custos de atendimento são proibitivos;
- ◆ A GD poderá causar impactos positivos como redução de preços na oferta, devido à relativa rapidez de amortização dos investimentos e o aumento efetivo da competição na oferta com a inserção de muitos *players* no segmento de geração dispersa.

Um objeto de estudo bastante abordado nos modelos de otimização da GD em sistemas de distribuição refere-se ao chamado índice de penetração, relacionado à porcentagem da carga de um sistema elétrico atendida por empreendimentos de Geração Distribuída. Este índice é um fator limitante à maior disseminação da GD em uma rede elétrica, pois o impacto causado pela mesma será mais severo quanto maior sua penetração. Contudo, a ocorrência de falhas em unidades de GD tem impacto limitado à sua região de penetração e quando uma unidade de GD tende a colaborar com a estabilidade da rede, o aumento de sua penetração tende a melhorar esta estabilidade. Adicionalmente, percebe-se que, quanto mais próxima da rede de transmissão AT e EAT (*grid*) uma unidade de Geração Distribuída estiver, menor sua influência nesta rede, pois as máquinas mais potentes do *grid* devem “arrastar” as menos potentes para um ponto de equilíbrio estável (Gonçalves, 2004).

Com relação ao aspecto modular, as diversas tecnologias empregadas na produção elétrica pela Geração Distribuída apresentam uma ampla faixa de capacidade de máquinas, tal como pode ser demonstrado na Tabela 2.3, adaptada de (Silva *et al.*, 2004).

---

Tabela 2.3: Tamanho típico de geradores em tecnologias utilizadas para Geração Distribuída.

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

A GD pode também contribuir para a confiabilidade de um sistema se a mesma tiver um bom entrosamento com a concessionária para o correto planejamento da operação, com programação antecipada de entradas e saídas das fontes geradoras, alocação de reservas e previsão de ações tomadas em caso de falhas e perturbações. Estas ações contribuem para a redução de interrupções no suprimento e, por conseguinte, dos índices de duração e frequência (Arias *et al.*, 2006).

Além disso, a operação ilhada da GD com uma parcela da rede elétrica, em consequência de *blackouts* ou cortes de longa duração, pode permitir o suprimento de energia até o sistema ser restaurado, reduzindo

assim o número de interrupções (programadas ou não). Assim, em áreas onde a rede de transmissão é frequentemente sujeita a distúrbios e afundamentos de tensão, a operação ilhada pode ser interessante para proporcionar maior qualidade de suprimento (Cigré, 2007).

Por fim, a inserção da GD pode beneficiar a sociedade ao proporcionar desenvolvimento local através da revitalização das atividades econômicas, aumento do volume de serviços e uso de recursos da região. A maior eficiência energética, o menor impacto ambiental devido ao porte reduzido das instalações e à baixa emissão de poluentes em alguns casos, possibilitam, inclusive, o surgimento de um comércio de créditos de carbono com as metas do Protocolo de Kyoto (Romagnoli, 2005).

## 2.4 ASPECTOS PROBLEMÁTICOS

As redes elétricas de sub-transmissão e distribuição caracterizam-se por serem normalmente radiais ou fracamente malhadas, ou seja, o fluxo de potência é praticamente unidirecional, pois o ponto de entrega da energia nestes sistemas é basicamente uma subestação, e apenas barras de carga estão à jusante da mesma. Logo, os agentes do setor já estão familiarizados com os modelos destas redes, bem como seus aspectos de operação, proteção, confiabilidade, estabilidade e manutenção.

Porém, a inserção de unidades de GD pode ocasionar um fluxo de potência bidirecional na rede e o aumento na penetração da GD pode, inclusive, provocar o aumento de perdas elétricas. Além disso, devido à imprevisibilidade e sazonalidade de algumas fontes de energia empregadas na Geração Distribuída, estas possuem operação variável devido à flutuação de suprimento na energia primária e podem optar por serem não despacháveis, isto é, sem participarem de uma coordenação central.

Estes fatos resultam, então, no aumento da diversidade de cenários operacionais e novos arranjos de rede, o que pode aumentar bastante a complexidade operativa da rede. Logo, a GD pode impor riscos e incertezas ao planejamento e operação (despacho e proteção), além de aumentar a complexidade contratual e comercial para a avaliação econômica da oferta. Além disso, as concessionárias necessitam se equipar de ferramentas para avaliação do impacto da Geração Distribuída sob o ponto de vista da qualidade da tensão, da confiabilidade de atendimento e estabilidade da operação (Driesen e Belmans, 2006).

Desse modo, alguns dos principais aspectos problemáticos, que são objeto de preocupação com o advento da Geração Distribuída, são apresentados a seguir.

---

### 2.4.1 Proteção da Rede

A capacidade de curto-circuito é dependente da configuração da rede elétrica (barras e ramos). Dependendo da capacidade instalada e da localização, a conexão de máquinas de indução ou síncrona de geradores distribuídos pode alterar as características (impedâncias) da rede. Esta influência da GD pode, então, acarretar no aumento da capacidade de curto-circuito nas vizinhanças do seu ponto de inserção e, quando da ocorrência de situações de falta, a GD pode, desse modo, acarretar no aumento das correntes de curto-circuito na rede (Cigré, 2007).

Assim, dependendo da localização da GD em relação à subestação e aos equipamentos de proteção, aliado ao provável surgimento de um fluxo bidirecional, a presença da GD poderá acarretar em uma perda de coordenação de elos fusíveis com os religadores de trecho ou também uma diminuição ou aumento da corrente de falta nos religadores, ou ainda a não detecção da falta. Logo, devido à alteração na magnitude, duração e direção da corrente de falta, a seletividade da proteção necessitará ser modificada (o emprego de fusíveis poderá não ser mais possível), de modo a mitigar estas perturbações ocasionados pela GD (Barin, 2007).

### 2.4.2 Regulação de Tensão

As várias tecnologias empregadas na Geração Distribuída podem operar em diversos fatores de potência e, desse modo, fornecer ou absorver energia reativa, propiciando um maior controle dos reativos e uma maior regulação da tensão da rede. Porém, devido ao “arraste” da rede de distribuição propiciada pelo *grid*, um gerador distribuído necessitaria produzir reativo aquém de suas especificações. Assim, a opção mais usual é operar a um fator de potência constante, ou seja, a tensão se altera de acordo com a inserção de potência. Neste caso, a GD pouco poderá contribuir com a regulação de tensão (Ribeiro *et al.*, 2005).

A influência do aumento da capacidade de curto-circuito causado por geradores distribuídos atua no sentido de melhorar a tensão na vizinhança dos geradores através da elevação no perfil de queda de tensão. Porém, a fraqueza da rede pode ser um fator limitante para o número e capacidade total de unidades de GD, pois suas próprias características (sazonalidade, uso de conversores, regimes de operação, etc.) poderão impactar em demasia a tensão local. Além disso, dependendo do nível de penetração da GD, a sazonalidade da fonte primária também resulta em significativa mudança na tensão do alimentador, acarretando na ne-

---

cessidade de reserva girante adicional e comprometimento do despacho otimizado pelo operador.(Cigré, 2007).

Logo, estas alterações indesejáveis na tensão poderão implicar em um limite para a capacidade da GD a ser instalada, de modo a garantir que a tensão permaneça dentro de uma faixa permissível ao longo da rede. Constata-se, então, que a quantidade de geradores distribuídos a serem conectados em uma rede é limitada, sobretudo pela sua influência exercida nos controladores de tensão (Peças Lopes *et al.*, 2007).

### 2.4.3 Confiabilidade e Estabilidade

Após a ocorrência de falta, a proteção de uma rede elétrica normalmente secciona primeiramente o local para isolar a falta e tenta recompor o sistema em seguida através do seu fechamento dos seccionadores. Porém, com unidades de GD presentes, estas podem sair de sincronismo com a rede no breve tempo da recomposição. Assim, via de regra, a GD deve ser sempre imediatamente desconectada na primeira detecção da falta para permitir a isolação da mesma. Além disso, um gerador distribuído (ou um grupo de) em operação ilhada pode não conseguir atender toda a demanda da rede ilhada, o que causaria problemas com variações de tensão e frequência devido ao desequilíbrio entre oferta e demanda. Logo, a Geração Distribuída pouco pode contribuir para a redução dos índices de continuidade (por exemplo, DEC e FEC) de uma rede de distribuição (Gonçalves, 2004).

Em redes com GD instaladas em áreas com baixo consumo, podem surgir problemas de sobrecarga nos ramos quando da ocorrência de contingências, devido às injeções de potência por parte destes geradores. Logo, este fato pode vir a se tornar um fator limitante para a instalação de novos empreendimentos. Uma análise de contingência poderia, então, ser empregada para identificar o máximo nível de produção disponível para os geradores distribuídos (Peças Lopes *et al.*, 2007).

### 2.4.4 Qualidade da Energia Elétrica

Com relação à conformidade da energia elétrica, esta pode ser deteriorada por falhas, operações de chaveamento e ocorrência de transitórios ou distúrbios causados pela operação de cargas poluidoras, principalmente no que se refere a *flicker*, harmônicos e desequilíbrio entre fases. Assim, dependendo do tipo de fonte primária de energia, da tecnologia empregada no processo de conversão, a forma e o ponto de con-

---

xão e a topologia da rede, a GD pode interferir na qualidade da energia de várias formas, em geral (Ribeiro *et al.*, 2005; Cigré, 2007):

- ◆ Distorções na forma de onda (harmônicos): as tecnologias que empregam interface baseada em conversores eletrônicos (por exemplo, eólicas), podem introduzir correntes harmônicas na rede;
- ◆ Variações de frequência: a imprevisibilidade de algumas fontes (por exemplo, eólica e solar) pode proporcionar desequilíbrios entre oferta e demanda e, desse modo, alterações de frequência.
- ◆ Flutuação de tensão (*flicker*): a GD pode contribuir com estas flutuações quando sujeita a repentinas variações na fonte primária.
- ◆ Desequilíbrios de tensão: sistemas fotovoltaicos domésticos são monofásicos e, em grande quantidade, provocam um problema no balanceamento entre fases da rede. Como consequência, por exemplo, máquinas de indução trifásicas, que possuem uma baixa impedância de sequência negativa, passam a consumir altos valores de corrente.

## 2.5 ASPECTOS POLÍTICO-REGULATÓRIOS

Diferentemente dos tradicionais sistemas de produção de energia elétrica, cuja dinâmica operacional é conhecida e consolidada, o promissor emprego das novas tecnologias introduzidas pela Geração Distribuída no Brasil, careciam de aprofundamentos técnicos que orientassem o setor sobre os reais impactos de sua conexão. Desse modo, tornou-se necessário o estabelecimento de diversas determinações regulatórias que apontassem para um consenso sobre a interconexão segura e eficiente destes equipamentos com os sistemas elétricos (Teixeira *et al.*, 2007).

Assim, a Geração Distribuída foi inserida no panorama energético brasileiro através da Lei 10.848/04 (Brasil, 2004b), a qual dispõe sobre a comercialização da sua energia e fornece sua base legal. O Decreto 5.163/04 regulamenta a GD, delimita seu mercado e a define formalmente através do Art. 14: "... produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador ..." (Brasil, 2004a). 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.

A Lei 10.848/04 estabelece no parágrafo 5º em seu Art. 8º, que as distribuidoras não podem ter ativos em geração de energia elétrica, devendo, conforme o caso, constituir a geração e a distribuição em empre-

sas distintas, ficando garantido um contrato entre estas empresas pelo prazo da concessão original (Art. 70). O parágrafo 6º do referido artigo, contudo, esclarece que o disposto acima não se aplica quando o mercado atendido pela concessionária é inferior a 500 GWh/ano (Brasil, 2004b). Este montante de energia representa o atendimento a uma carga *flat* anual em torno de 57 MW. Como exemplo, o montante de energia requerida pela distribuidora CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), empresa da CELESC *holding*, para atender ao seu mercado cativo foi de 4.351 GWh apenas no 3º trimestre de 2009 (Celesc, 2009). Logo, conclui-se que apenas agentes distribuidores de pequeno porte podem, por lei, possuir empreendimentos de geração.

O Decreto 5.163/04 disciplina a forma como as distribuidoras poderão contratar energia elétrica para atendimento à totalidade de seu mercado. Em seu Art. 13, o decreto estabelece que os agentes de distribuição deverão contratar sua energia através de chamada pública para realização de leilão, que pode envolver também empreendimentos de GD. Além disso, o parágrafo 1º do Art. 15 estabelece que o montante total de energia contratada pelo agente distribuidor proveniente de GD não poderá exceder a 10% de sua carga total valor este que deverá ser alterado a longo prazo (Brasil, 2004a). Este fato pode ser utilizado como medida para o índice de penetração máximo da GD que uma distribuidora estaria disposta a permitir em sua rede de concessão.

Segundo (Romagnoli, 2005), o decreto 5.163/04 propicia alguns nichos, oportunidades e vantagens para a GD, tais como:

- ◆ Os gastos das concessionárias com compra de energia de geradores distribuídos poderão ser repassados integralmente à tarifa de fornecimento até o limite do Valor de Referência (preço médio de energia comprada nos leilões A-5 e A-3, de formulação estabelecida em lei);
  - ◆ O decreto não permite exposição direta da distribuidora ao mercado *spot* e, caso isso ocorra (insuficiência de lastro), esta estará sujeita a uma penalização dada pelo maior valor entre Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o Valor de Referência (VR);
  - ◆ As distribuidoras necessitam elaborar suas projeções de aumento de carga para um horizonte de 5 anos, havendo pequena tolerância para erros. Desse modo, estas empresas precisam monitorar continuamente seus déficits contratuais para não incorrerem em penalidades pelo órgão regulador e dar um destino para seus eventuais superávits contratuais. Assim, como alternativa à cobertura de déficits contratuais, as distribuidoras poderão efetuar contratos com empreendimentos de GD em prazos mais curtos e até o limite de 10%;
-

- ◆ A GD deixa de ser vista como concorrente da distribuidora e como causadora de perdas de receita, podendo vir a auxiliá-la como ferramenta de planejamento para corrigir desvios de demanda e como alternativa para que esta não se submeta aos preços do mercado *spot*.

Como a GD tem forte relação com as fontes renováveis, para propiciar um aumento de sua participação na energia elétrica produzida no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), o Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), através da Lei nº 10.438/02 (Brasil, 2002). Este programa teve como objetivo atuar como um instrumento de diversificação da matriz energética brasileira, garantir maior segurança e confiabilidade ao abastecimento e buscar soluções regionais com o uso destas fontes, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

Ainda com relação ao marco regulatório, a Resolução Normativa Aneel nº 247, de 21/12/2006, estabelece as condições para a venda de energia elétrica pelas chamadas fontes incentivadas, que são empreendimentos baseados em fonte eólica, biomassa e solar com potência igual ou menor a 30 MW, PCH's entre 1 e 30 MW e micro-centrais inferiores a 1 MW (Aneel, 2006). De forma complementar, a Resolução Normativa nº 286, de 6/11/2007, aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis a estas fontes (Aneel, 2007).

Com relação à questão tarifária, a ANEEL aprovou, em janeiro de 2009, mudanças na metodologia de cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSDg), nos níveis de 88 ou 138 kV, cuja finalidade é incentivar a localização de novas unidades geradoras próximas aos centros de consumo (Aneel, 2009a). Este é um ponto importante para novos empreendimentos de GD, que necessitam de sinais locais para melhor avaliação de sua viabilidade econômica.

### **2.5.1 Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**

Com a recente liberalização do mercado de energia elétrica brasileiro, o Ministério de Minas e Energia coordenou em 1996 a implantação do chamado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), que indicou a necessidade de preparação de um documento consolidado que estabelecesse aspectos regulatórios para o setor de distribuição de energia elétrica nacional. Desse modo, a partir de uma etapa inicial simplificada, a documentação elaborada foi por fim aprovada em dezembro de 2008 com a divulgação dos chamados Procedimentos

de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (Aneel, 2008b) e revisada em 15 de dezembro de 2009 (Aneel, 2009b). Assim, como a Geração Distribuída se caracteriza por se situar no mesmo sistema elétrico dos consumidores finais, então o texto do PRODIST também contempla os aspectos regulatórios entre concessionárias e empreendimentos de GD em sua área de concessão.

O PRODIST constitui-se, então, de um conjunto de regras e procedimentos que disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais com relação aos sistemas elétricos das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil. (redes e linhas de distribuição em tensão inferior a 230 kV). Os oito módulos que o compõem (Aneel, 2009b), são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição e estabelecem requisitos mínimos para o planejamento da expansão, conexão dos acessantes, procedimentos operativos, medição, informações e obrigações, cálculo de perdas, qualidade da energia, etc., de forma a minimizar as barreiras de ordem técnica e auxiliar os processos de regulação, fiscalização e mediação da ANEEL:

- ◆ **MÓDULO 1:** apresenta a estrutura do documento, as responsabilidades e sanções dos agentes e um glossário de expressões e termos e técnicos necessários à compreensão do documento.
  - ◆ **MÓDULO 2:** institui os procedimentos básicos para o planejamento da expansão de médio e longo prazos das distribuidoras, além do planejamento das subestações de distribuição. O módulo define estes procedimentos por meio do Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) e o emprego de base de dados para fins regulatórios, além da utilização de curvas de carga para fins tarifários. Como simplificação de estudo, porém, por envolver um estudo dentro de um horizonte de planejamento, com conseqüente necessidade de se modelar a natural expansão da carga, neste trabalho considerou-se apenas a expansão “vertical” da demanda, esta modelada por meio de uma taxa fixa de expansão de carga para todas as barras da rede em estudo.
  - ◆ **MÓDULO 3:** dividido em 8 seções, este módulo estabelece as condições de acesso, aplicáveis tanto aos novos acessantes como aos existentes, por meio da definição dos critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações, dados e implementação da conexão, sendo os acessantes compreendendo consumidores livres e especiais, centrais geradoras de energia, agentes importadores ou exportadores de energia e outras distribuidoras.
-

Inicialmente, o Módulo 3 define e descreve as etapas necessárias à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição e uma seção própria descreve os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso, tais como definição da tensão de conexão e ponto de conexão, tanto para unidades consumidoras quanto produtoras, além de aspectos sobre implementação e comissionamento. São apresentadas ainda no Módulo 3 as disposições sobre o acesso em instalações de uso exclusivo ou compartilhado de unidades geradoras, em que, em caso de acesso com tensão inferior a 230 kV, estas deverão ser incorporadas à distribuidora. Como neste trabalho considera-se que o ponto de conexão dos empreendimentos da carteira de projetos é previamente definido então, considerou-se que estas disposições do Módulo foram previamente estudadas e acordadas entre a geradora e a distribuidora da *holding*, onde os custos da conexão são da distribuidora e, portanto, são de não preocupação da geradora detentora da carteira, sendo por isso não considerados no modelo de otimização do problema proposto.

Ainda de acordo com este módulo, as distribuidoras, em comum acordo com os produtores de energia e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), podem estabelecer, quando couber, a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, sendo esta escolha precedida por estudos de viabilidade técnica e qualidade da energia. Em relação a estas disposições, considera-se que o gerador optará por se desconectar da rede na presença de falta na vizinhança da barra de conexão de seu gerador e, por isso, estudos de estabilidade de máquinas dos empreendimentos de GD da carteira de projetos não foram abordados no modelo de otimização do problema.

Outra seção do Módulo 3 especifica ainda as diretrizes para a elaboração do Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) e do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que estabelecem as condições gerais e especiais dos serviços prestados pelas distribuidoras aos acessantes, compreendendo condições técnicas e comerciais que devem ser obrigatoriamente observadas pelas partes. Com relação a estas diretrizes, optou-se neste trabalho por simplificar estes aspectos, ao considerar que o gerador da *holding* pretende vender sua energia diretamente para a distribuidora, não realizando contratos de fornecimento com consumidores finais, o que implica a não necessidade de considerar os custos de contratos de conexão e uso da rede de distribuição (CCD e CUSD) no modelo de otimização desenvolvido.

---

- ◆ **MÓDULO 4:** compreende itens relacionados à operação dos sistemas de distribuição, com abrangência sobre as distribuidoras, os agentes de transmissão detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT), e as instalações de acessantes, além de definir os requisitos mínimos de recursos de comunicação de voz e de dados entre os órgãos de operação dos agentes envolvidos. Para o propósito deste trabalho, sendo o problema proposto um estudo de planejamento e, como este módulo, na prática, disciplina a operação de um sistema de distribuição, então seus aspectos não impactam na modelagem proposta e espera-se que os empreendimentos de GD sejam submetidos ao Centro de Despacho de Geração Distribuída (CDGD) da distribuidora da *holding*.
  - ◆ **MÓDULO 5:** são apresentadas as condições básicas para a especificação dos materiais, equipamentos, projeto, montagem, inspeção, instalação, operação e manutenção dos sistemas de medição. Neste sentido, este módulo estabelece os requisitos técnicos mínimos para especificação dos sistemas de medição das grandezas elétricas, aplicáveis ao faturamento, qualidade da energia, planejamento da expansão e operação do sistema de distribuição. Desse modo, estas diretrizes não são, portanto, objeto de preocupação da geradora da *holding*.
  - ◆ **MÓDULO 6:** define, especifica e detalha o intercâmbio entre agentes de distribuição e entidades do setor elétrico, incluindo o envio de informações à ANEEL referentes às ações técnicas desenvolvidas nos sistemas de distribuição. Assim, o módulo estabelece as obrigações dos agentes para atender os procedimentos, critérios e requisitos de envio de dados definidos nos demais módulos. Trata-se, portanto, de uma questão de preocupação apenas da distribuidora da *holding*.
  - ◆ **MÓDULO 7:** estabelece a metodologia e os parâmetros para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como define indicadores para a avaliação das perdas nos segmentos e níveis de tensão, e estabelece a metodologia e os procedimentos para a apuração destas perdas. Entre as premissas de cálculo, são desconsiderados os montantes de demanda reativa excedente à quantidade permitida por um fator de potência de referência e as cargas são consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases, sendo o desequilíbrio de carga considerado por meio de um adicional de 15% sobre o montante calculado. As perdas não técnicas (comerciais) são obtidas pela diferença entre a energia injetada e a soma da energia fornecida e das perdas
-

técnicas. Estes resultados são direcionados para diversos fins regulatórios, como o de regulação econômica.

O método de cálculo de perdas proposto no Módulo 7 é baseado em um “modelo arborescente”, onde é necessária a definição de um coeficiente de densidade de carga do alimentador, obtido por meio do conceito de distância da carga equivalente e o efeito da Geração Distribuída sobre as perdas em sistemas de distribuição é avaliada segundo uma parcela de perdas de demanda a ser deduzida do cálculo de perdas. Como neste trabalho as perdas de energia de uma rede de distribuição em estudo são calculadas para três níveis de carga (leve, média e pesada) e considera-se as perdas totais (ativa e reativa), então, como medida simplificadora, optou-se por utilizar os dados do sistema teste (impedância de ramos e injeção de carga em barras) para a obtenção das perdas com auxílio de uma rotina de cálculo de Fluxo de carga.

Outra justificativa para a opção pelo emprego do Fluxo de carga reside na oportunidade de se verificar níveis de tensão de barras e carregamento de ramos, e fornecer resultados para o cálculo de capacidades de curto-circuito, que foram acrescentados ao modelo de otimização como restrições de penalização das funções objetivo.

- ♦ **MÓDULO 8:** estabelece os procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pela distribuidora e do produto energia elétrica, definindo conceitos e parâmetros e apresentando mecanismos que permitem à ANEEL fixar valores para alguns indicadores de qualidade.

Com relação à qualidade do produto, o módulo contempla aspectos relacionados a perturbações na forma de onda de tensão (distorções harmônicas, flutuações e variações de curta duração), que são disposições de caráter indicativo, pois não são fixados valores limites e não existe obrigatoriedade, nesse momento, de medição e monitoramento destes distúrbios. Ainda referente à qualidade do produto (conformidade), o módulo contempla aspectos já consolidados na regulação, tal como os indicadores individuais e coletivos de conformidade da tensão em regime permanente relativo aos níveis adequado, precário e crítico.

Para o problema de planejamento objeto deste trabalho, supõe-se que a carga da rede em estudo é linear e que alguns dos distúrbios são transitórios. Logo, entende-se que os aspectos referentes aos distúrbios na forma de onda não necessitam ser considerados. Em relação aos índices de conformidade, entende-se também que os mesmos

foram contemplados no modelo de otimização, por meio da restrição de penalização das funções objetivo referente às tensões de barra.

Com relação à qualidade do serviço prestado pela distribuidora (continuidade), o Módulo 8 apresenta os procedimentos relativos às ocorrências emergenciais, definindo indicadores que medem a eficácia do restabelecimento da rede pela distribuidora, além de estabelecer procedimentos de apuração, registro, armazenamento e envio dos dados para à ANNEL, que procura acompanhar e controlar o desempenho das distribuidoras e oferecer parâmetros para avaliação do serviço. Além disso, são definidos os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) e coletivos (DEC e FEC), suas fórmulas de cálculo e parâmetros que as compõem.

No problema de planejamento objeto deste trabalho, considera-se que o gerador da *holding* optará por desconectar-se os empreendimentos de GD da rede na presença de falta, e que não permitirá seus geradores operar de forma ilhada. Logo, entende-se que os empreendimentos da carteira de projetos não impactarão nos índices de continuidade, razão pela qual estudos de confiabilidade de rede não foram contemplados na modelagem do problema.

## 2.6 ASPECTOS ECONÔMICOS

A Geração Distribuída representa uma nova cadeia de negócios na economia brasileira para a produção e comercialização de energia elétrica, permitindo uma política de competição entre agentes e a inserção de novas tecnologias e fontes de energia, diversificando assim a matriz energética brasileira e intensificando sua segurança com o aumento de tipos de recursos energéticos disponíveis. Além disso, ela minimiza erros de planejamento por apresentar maior modularidade e tempo de construção reduzido, ou seja, novas unidades de GD, como mencionado, permitem incrementos menores de montantes de geração ao sistema, o que acarreta em um melhor ajuste da oferta com o crescimento da demanda, com conseqüente redução nos riscos financeiros.

A participação da GD como provedora de serviços ancilares se tornará uma necessidade econômica com o aumento do nível de penetração. Estudos de casos têm indicado que um gerenciamento efetivo de rede pode possibilitar um significativo aumento na quantidade de geradores distribuídos, com os benefícios superando os custos de implementação associados. Análises sugerem ainda que o custo de muitos serviços ancilares será relativamente baixo no futuro. Isto possibilitará, então, a

---

abertura de um mercado potencial para a oferta destes serviços e, conseqüentemente, representarão oportunidades adicionais de renda para a Geração Distribuída (Driesen e Belmans, 2006).

Contudo, os modelos econômicos de comparação utilizados pelo setor ainda não contemplam os benefícios trazidos pelos investimentos em GD e em fontes renováveis e não há mensuração dos custos evitados e das externalidades ambientais. Ainda assim, a GD poderá ter maior penetração nos sistemas elétricos quando possuir mais justificativas econômicas tangíveis, como, por exemplo, se instalar em regiões de alto custo marginal de expansão. Além disso, embora os custos das renováveis sejam elevados comparados aos dos combustíveis fósseis, deve-se levar em conta suas rápidas taxas de evolução, seu custo decrescente e seu promissor nicho de mercado referente ao atendimento a regiões remotas e com alto custo marginal de expansão (Gonçalves, 2004).

Além disso, para fontes de baixa disponibilidade (solar e vento), a ausência momentânea do recurso natural exige o uso combinado com sistemas de armazenamento (baterias e *flywheels*) para aumentar a capacidade de despacho no fechamento de contratos de fornecimento. Assim, a variabilidade na produção encarece o projeto e onera o investimento devido à redução do fator de capacidade, fazendo com que os investidores que almejam apostar nestas tecnologias tenham de arcar com custos adicionais para estudos de engenharia e pré-conexão (Romagnoli, 2005).

Outro aspecto referente às fontes renováveis reside no fato de que algumas disponibilidades requerem maior tempo de retorno do investimento, contrariando os modelos atuais de negócios, orientados para horizontes mais curtos devido às incertezas políticas e econômicas. Adicionalmente, as exigências de conexão aliadas à burocracia excessiva na obtenção de licenças, podem atrasar a construção, aumentar custos e inviabilizar o projeto (Barin, 2007).

A diversidade de fontes primárias para a GD que podem ser empregadas é caracterizada por suas particularidades no tocante à disponibilidade, vocação e custos. Como exemplo, a Tabela 2.4 (Ribeiro *et al.*, 2005) mostra alguns aspectos característicos e um comparativo de custos de instalação de algumas fontes para a Geração Distribuída atualmente disponíveis no mercado.

Com o provável esgotamento das fontes fósseis, espera-se então que os custos das fontes renováveis sofram redução, tal como estimado pelo *European Photovoltaic Industry Association*, apresentado na Tabela 2.5 (Epia, 2010), que mostra as estimativas de redução nos custos de produção de energia elétrica para algumas fontes do mercado europeu.

---

Apenas para relatar a atual realidade brasileira, a Figura 2.1 mostra um gráfico com dados de custos de energia por tipo de fonte mais recente apurado pelo órgão regulador (Aneel, 2008a).

Tabela 2.4: Comparação de custos de instalação de fontes para a GD.

Tipo de fonte	Características	Custo (€/kW <sub>inst</sub> )
Biomassa	Grande potencial 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
Diesel	Utilizada para pequenas unidades de 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 a 20000

Tabela 2.5: Custo da produção elétrica (¢€/kWh)

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

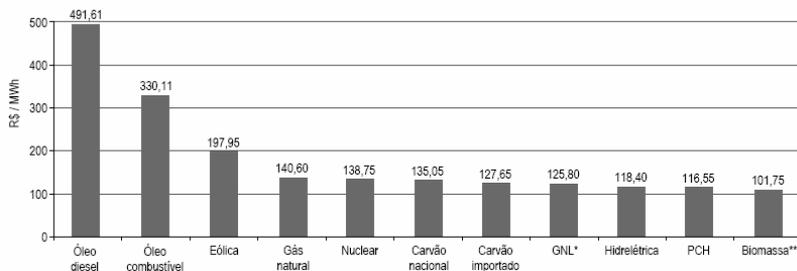


Figura 2.1: Custos de produção de energia elétrica no Brasil.

## 2.7 ASPECTOS AMBIENTAIS

A produção mundial de energia elétrica é servida em sua maior parte pelos chamados combustíveis fósseis (basicamente carvão, gás e óleo) e nuclear, onde as chamadas fontes alternativas e renováveis (basicamente vento, luz solar, hidrogênio e biocombustíveis) representam apenas 1%. Como resultado desta forte predominância, ocorrem naturalmente diversos questionamentos de cunho ambiental, tal como a emissão de gases poluentes, em especial o CO<sub>2</sub>. No entanto, as fontes renováveis têm menor densidade energética do que os combustíveis fósseis e estas fontes convencionais já alcançaram a maturidade tecnológica, o que lhes fornece vantagem competitiva sobre as renováveis, apesar de estas últimas serem, em sua maioria, de “custo zero”. Logo, apesar dos fatores ambientais desfavoráveis, a opção por fontes fósseis para a produção elétrica é economicamente fundamentada e tem sido essencial para o desenvolvimento das modernas sociedades industriais (Custódio, 2009). Desse modo, a expansão da oferta de energia elétrica nem sempre é ambientalmente e socialmente simples.

Para o caso brasileiro, onde cerca de 85 % da produção de eletricidade provém de usinas hidrelétricas, que é uma fonte renovável, segundo estimativas recentes, o Brasil necessitará de um acréscimo anual de 5 GW em sua capacidade instalada para suprir o crescimento da demanda. Com o esgotamento das reservas brasileiras para exploração hídrica comercialmente e ambientalmente aceitáveis, então o país necessitará “sujar” mais sua matriz energética com a introdução de fontes fósseis e nuclear para que possa atender estas estimativas no futuro. Porém, como as fontes alternativas e renováveis são geograficamente dispersas, pode dizer que a GD tem grande correlação com estas fontes. Logo, o quadro de esgotamento do modelo de produção de energia elétrica no Brasil criou também 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 (Pizzali, 2006).

### 2.7.1 Fontes Alternativas e Renováveis

Nos dias atuais, com a maior preocupação com emissões de gases de usinas que utilizam combustíveis fósseis, o impacto ambiental se tornou um dos principais fatores para os projetos de produção de energia elétrica. As fontes renováveis, por serem provenientes de ciclos naturais,

---

são praticamente inesgotáveis e não alteram o balanço térmico do planeta. Dessa forma, estas fontes têm forte apelo ambiental, razão pela qual, no cenário mundial, há diversos programas governamentais para apoiar as fontes renováveis. A co-geração, por exemplo, é uma das opções que têm recebido incentivos governamentais por ser altamente eficiente e pouco poluente, pois fazem uso do calor residual de usinas térmicas para processos industriais ou aquecimento, o que acarreta em unidades de pequeno tamanho e geograficamente distribuídas (Pizzali, 2006).

Assim, algumas das fontes renováveis de promissora aplicação no Brasil, bem com alguns de seus problemas, são discutidas a seguir (Pizzali, 2006; Fonseca, 2007; Menezes *et al.*, 2008):

a) **Biomassa:** é uma fonte diversificada (exemplos: bagaço de cana, casca de arroz, madeira, biogás e licor negro), sendo a fonte mais promissora no Brasil, com potencial estimado de 13.000 MW. O aproveitamento da biomassa apresenta ainda diversas vantagens:

- ◆ Rendimento energético bastante satisfatório (exemplo, 1 tonelada de bagaço de cana é equivalente a 1 barril de petróleo);
- ◆ Tem complementaridade energética com os aproveitamentos hidráulicos, uma vez que a época de safra coincide com o período de seca na região sudeste;
- ◆ São projetos de pequeno porte, com tempo de construção reduzido e custo relativo baixo;
- ◆ Apresenta boa previsibilidade de geração (função da safra);
- ◆ Proximidade dos centros de carga, com conseqüente redução de investimentos em transmissão de alta tensão na Rede Básica;
- ◆ Não emite quantidades apreciáveis de derivados de enxofre e dióxido de carbono como as combustíveis fósseis. Assim, apresenta menor dificuldade de licenciamento ambiental.

Como desvantagem, podem ocorrer dificuldades na obtenção de resíduos em larga escala, pois existe um comércio de excedentes atrativo. Além disso, devido ao alto investimento inicial demandado frente aos riscos inerentes do negócio, o investidor deve ter alta capacidade de desembolso financeiro para alavancar o investimento.

b) **Ventos:** recurso ainda incipiente no Brasil, apesar do seu grande potencial, conta hoje com uma capacidade instalada de apenas 341 MW. Porém, uma dificuldade que preocupa o ONS é o fato de não se atribuir uma energia firme a estes aproveitamentos, que possuem baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade. Ainda assim, caso os geradores sejam síncronos, estes poderão contribuir para o sistema, atuando como suporte de reativos e controle de tensão.

---

- c) **Luz solar:** o Brasil apresenta grande potencial para a exploração desta fonte (80 GW). Porém, o elevado custo de fabricação, baixa eficiência por unidade de área dos painéis e necessidade de importação de muitos componentes e de investimentos na fabricação de inversores, torna o custo por *kW* muito pronunciado (Tabela 2.4). Encontra ainda falta de incentivo governamental para seu emprego (o PROINFA contempla apenas as fontes eólica, biomassa e PCH), necessária para se alcançar a produção em escala de seus equipamentos e, desse modo, tornar este recurso economicamente viável e competitiva frente às fontes convencionais.
- d) **Biodiesel:** diante do atual contexto de busca por fontes limpas e renováveis, o biodiesel tem se mostrado como uma alternativa oportuna e viável, compatível com a realidade brasileira, além de contar com o incentivo do Governo Federal. Esta fonte possui uma série de vantagens associadas, tais como estratégicas (redução da dependência com relação ao petróleo), sociais (elevação da produção de grãos) e ambientais (venda de créditos de carbono). Necessita, no entanto, de ganhos de escala e consequente diminuição dos custos para se constituir em uma fonte economicamente competitiva, necessitando, numa primeira fase, de desoneração tarifária.
- e) **Hidrogênio:** as principais barreiras para as células a combustível estão relacionadas aos custos, pois os reformadores usados na obtenção do hidrogênio a partir de hidrocarbonetos, os catalisadores e mesmo o hidrogênio puro são ainda muito dispendiosos. Adicionalmente, ocorrem custos elevados relacionados à produção, armazenamento e transporte do hidrogênio.

## 2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como visto, as múltiplas aplicações e impactos da Geração Distribuída em redes elétricas têm despertado grande interesse de diversos agentes do setor, sendo o tema abordado por diversos aspectos, desde acadêmicos, regulatórios, técnicos, até ambientais. Com a inserção da GD na indústria de energia elétrica espera-se, então, a migração dos sistemas elétricos atuais para redes com diversas unidades geradoras, de diversas faixas de capacidade e com diferentes tipos de tecnologia baseadas em uma matriz energética diversificada. Assim, a GD está prevista para desempenhar um importante papel no futuro, permitindo o surgimento de novos *players* no setor de energia elétrica e uma política de competição, além da inserção de novas tecnologias e a diversificação da

---

matriz brasileira, de modo a melhorar o planejamento energético, assegurar a economicidade na indústria e a modicidade tarifária para o consumidor final, e intensificar a segurança energética.

Conforme as observações relatadas na análise bibliográfica, pode-se concluir por um grande interesse no problema da alocação e capacidade ótimas de unidades de Geração Distribuída em sistemas de distribuição. Conforme os motivos relatados no Capítulo 1, no entanto, esta modelagem pode resultar em soluções de difícil implementação. Assim, o autor entende que este trabalho apresenta um enfoque mais tangível ao representar melhor a realidade encontrada na indústria de energia elétrica para o problema da inserção, devido aos seguintes aspectos:

- ◆ O modelo envolve a otimização de uma carteira de projetos em GD, em que o ponto de inserção na rede e a capacidade máxima de cada alternativa de projeto são conhecidos;
- ◆ O tempo de construção (anos) dos empreendimentos considerado na modelagem do problema é sub-dividido em meses para modelar a sazonalidade da fonte primária;
- ◆ A estratégia de inserção é efetuada de forma parcelada durante um período de planejamento;
- ◆ Com o objetivo de contemplar as especificidades de um empreendimento com relação à sua operação diária, a demanda de rede é contemplada em 3 patamares de carga e cada empreendimento apresenta despachos distintos nestes níveis;
- ◆ Devido à complexidade do modelo proposto, um método de solução multiobjetivo eficiente e de aplicação recente é empregado para a busca de soluções Pareto-ótimas, com o objetivo de se proceder a uma análise de decisão *ex-post* mais apropriada sobre o conjunto de soluções obtido;
- ◆ A análise de decisão é realizada com o emprego de função de valor, que consiste em uma opção eficiente para representar a subjetividade inerente a um processo de análise de decisão.

Assim, para o devido desenvolvimento do modelo de otimização proposto neste trabalho, a ser apresentado no Capítulo 4, no capítulo a seguir é apresentada a base teórica necessária.

---



### 3. BASE TEÓRICA

---

Este capítulo apresenta o embasamento teórico deste trabalho, contemplando um texto introdutório referente à otimização multiobjetivo e ao método de solução por Enxame de Partículas, bem como a estratégia Maximin e a métrica de desempenho adotada. Complementarmente, são apresentadas ainda uma introdução à Teoria da Análise de Decisão e o conceito de Fator de Emissão Equivalente.

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Com a atual condição de liberalização dos mercados de energia elétrica mundiais, ganha importância aos agentes do setor de eletricidade uma maior capacidade de adaptação e resposta às mudanças do ambiente econômico de maneira mais flexível possível. Devido à sua reconhecida modularidade e capacidade reduzida comparado aos tipos de empreendimentos de maior porte, as tecnologias empregadas em Geração Distribuída (GD) fornecem, em muitos casos, a necessária flexibilidade aos produtores de energia elétrica para se adequarem a este novo cenário.

Contudo, devido à comumente condição de escassez de recursos, diversas atividades desempenhadas por indivíduos, empresas e governos consistem no problema da escolha de uma alternativa (tomada de decisão), esta entendida como a melhor possível dentro de um conjunto de opções disponíveis, que deve ser feita em atendimento a um ou a vários objetivos sujeitos a uma série de restrições impostas pelo contexto decisório, este por vezes inserido em cenários de incerteza. Assim, toda atividade de escolha da melhor alternativa é entendida como um problema de otimização, cujos montantes, benefícios e consequências dependem da opção escolhida e, desse modo, seu processo de análise necessita de metodologias apropriadas para um eficiente estudo do problema.

Como diversos estudos em Engenharia, a análise de uma carteira de empreendimentos em Geração Distribuída constitui-se, assim, em um problema de otimização para a escolha da melhor alternativa de projeto em atendimento aos objetivos e restrições de interesse. Por se tratar de obras de instalação, então critérios econômicos podem ser considerados. Além disso, para expressar o impacto dos geradores na rede e contemplar as externalidades da atividade econômica, então aspectos técnicos e ambientais devem também ser inseridos no modelo. Logo, em um contexto decisório mais abrangente, percebe-se que este problema de planejamento é naturalmente multiobjetivo.

---

Métodos e algoritmos de solução aplicáveis à otimização de um objetivo único também podem ser utilizados em problemas com diversos objetivos. Contudo, a opção por um modelo matemático multiobjetivo pode apresentar uma situação de conflito entre os critérios de otimização e, neste caso, mais de uma solução ótima para o problema pode ocorrer. Este fato acarreta em um problema de escolha e, portanto, na necessidade de um decisor, onde o tipo de interação deste com o processo de solução define o chamado método de otimização multiobjetivo.

Assim, uma modelagem com diversos objetivos para o problema de otimização de uma carteira de projetos em geração pode se constituir em um estudo complexo e a opção por um algoritmo de solução adequado, bem como um método de otimização, se fazem necessários. Estes aspectos teóricos do problema são, então, a seguir apresentados.

### 3.2 A PROBLEMÁTICA DA OTIMIZAÇÃO

A finalidade de um modelo de otimização reside em representar matematicamente um problema de opções para encontrar a melhor solução que otimiza os objetivos desejados e satisfaça as restrições necessárias, o que requer a aplicação de um método de solução, este constituído por duas grandes famílias de métodos: determinísticos e estocásticos.

Os métodos determinísticos, também chamados de Programação Matemática, se caracterizam por apresentar uma base analítica, pois fazem uso do cálculo de gradiente da função objetivo para determinar uma direção de busca, de modo a efetuar uma procura local para a pesquisa de um ponto de solução. Estas técnicas de busca tradicionais, conhecidas por sua rapidez e precisão, têm sido utilizadas em inúmeros problemas de otimização devido ao seu baixo custo computacional. Alguns exemplos destes métodos são os de Programação Linear, onde os objetivos e restrições têm natureza linear, e os de Programação Não-Linear, tais como o método do Gradiente Conjugado, Newton e quase-Newton, onde os objetivos e/ou restrições têm comportamento não-linear.

Porém, o ponto inicial especificado e o fato da direção de busca ser geralmente função de derivadas da função objetivo, podem fazer com que o ponto solução encontrado seja muitas vezes um ótimo local, o que exige um prévio conhecimento da região de busca. Adicionalmente, estas técnicas podem encontrar dificuldades quando a função objetivo e restrições apresentam descontinuidades, devido à dependência da existência de derivadas. Além disso, para problemas com múltiplas funções objetivo e quando a dimensão do espaço de busca for elevada, a obten-

---

ção de soluções com estes métodos torna-se muito complexa, especialmente no caso em que não se dispõe explicitamente de uma função analítica como modelo matemático para o problema.

Os métodos estocásticos, por sua vez, são caracterizados por terem base heurística, por envolver alguma aleatoriedade no processo de solução de modo a conferir ao método menor previsibilidade e maior flexibilidade no processo de busca, aumentando-se, com isso, a chance de se encontrar um ponto de ótimo global. O número de avaliações da função objetivo, necessários para se chegar à solução ótima, é normalmente superior ao requerido pelos métodos determinísticos, porém sua atratividade está na busca de soluções sem a necessidade de conhecimento prévio sobre a complexidade do espaço de solução, a não necessidade de um tratamento matemático inicial e a maior capacidade de encontrar a solução global. Assim, estes métodos têm despertado um crescente interesse devido à sua habilidade genérica em solucionar problemas complexos e reais.

Uma classe de métodos estocásticos largamente utilizados é denominada metaheurísticas<sup>2</sup>, que adotam a estratégia de busca com um conjunto de soluções potenciais (população de soluções) e uma avaliação da aptidão destas soluções ao problema, chamada função de *fitness*. Alguns exemplos destas metodologias são:

- ◆ Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms*): estratégia evolutiva que privilegia as melhores soluções e onde o procedimento de busca é baseado nos operadores de seleção e mutação;
- ◆ Busca Tabu (*Tabu Search*): técnica de busca local que utiliza movimentos, aceitando uma solução na vizinhança mesmo que ela degrade o valor da função objetivo;
- ◆ Recozimento simulado (*Simulated Annealing*): método baseado na busca aleatória de vizinhança e inspirado no comportamento termodinâmico da matéria;
- ◆ Colônia de formigas (*Ant Colony Optimization*): técnica inspirada no comportamento orientativo das formigas para encontrar o melhor caminho, onde cada solução potencial compartilha a informação com outros acerca de seu caminho experimentado;
- ◆ Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization*): método inspirado no comportamento de enxames, onde cada solução potencial

---

<sup>2</sup> O prefixo “meta” é utilizado para descrever uma heurística que está sobreposta a outra. Em geral, uma metaheurística constitui uma estrutura mais genérica baseada em conceitos, sobreposta a uma heurística específica do problema em estudo.

---

busca melhorar sua posição baseada na sua melhor posição alcançada e no compartilhamento do melhor resultado alcançado pelo conjunto.

Como mencionado, com relação ao número de critérios de otimização, os modelos matemáticos para problemas de otimização podem ser classificados basicamente em dois tipos: o chamado problema mono-objetivo, que envolve apenas uma função e, desse modo, uma única solução ótima é possível, e o chamado problema multiobjetivo, que envolve duas ou mais funções e, na eventual ocorrência de conflito entre os objetivos e na ausência de qualquer inferência, um conjunto de soluções ótimas, ditas não-dominadas (também denominadas eficientes ou não-inferiores) é possível segundo o conceito de dominância de Pareto. Este fato, contudo, confere aos modelos multiobjetivos certa complexidade para a obtenção do conjunto de soluções eficientes.

Como os algoritmos baseados em população de soluções buscam inspecionar o espaço factível com múltiplos pontos de uma única vez a cada iteração, então a otimização multiobjetivo pode ser eficientemente realizada por estes métodos, razão pela qual diversas técnicas têm sido desenvolvidas na literatura, tais como as Estratégias Evolutivas NSGA (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*), PAES (*Pareto Archive Evolutionary Strategy*) e SPEA (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm*), e o método baseado em Inteligência de Enxames MOPSO (*Multiobjective Particle Swarm Optimization*).

A Otimização por Enxame de Partículas é reconhecido por ser um método de simples conceito, fácil implementação, robusto na solução de problemas não-lineares, de rápida convergência e bom desempenho em nas aplicações nos quais os demais algoritmos baseados em populações têm sido empregados, razão pela qual sua aplicação vem aumentando no meio acadêmico (Coello *et al.*, 2004; Li, 2004; Shi, 2004; Abido, 2007). Além disso, embora originalmente concebido para a solução de problemas mono-objetivos, este método tem sido adaptado também para a otimização multiobjetivo (Li, 2004). Devido a estes fatos, neste trabalho optou-se então por método Enxame de Partículas na versão Multiobjetivo como ferramenta de solução do problema de otimização abordado.

### 3.2.1 Modelo de Otimização Multiobjetivo

A construção do entendimento de um problema de otimização consiste em determinar que quantidades são incógnitas e determinam a otimalidade de uma solução potencial, denominadas variáveis de decisão, que quantidades são de comportamento constante, chamados parâ-

---

metros do problema, qual a descrição matemática que representa o critério de otimização a ser satisfeito, chamada função objetivo, e quais as restrições impostas ao problema, denominadas condições de contorno, resumindo, assim, o chamado modelo matemático de otimização.

A relação matemática entre as variáveis de decisão (funções objetivo e restrições) podem apresentar um comportamento caracterizado por uma linearidade ou não-linearidade, o que resulta em duas classes distintas de problemas de otimização: linear e não-linear. A natureza numérica das variáveis de decisão determina ao espaço de decisão um comportamento contínuo ou discreto, o que confere ao problema de otimização uma segunda classificação: inteiro, contínuo ou misto. 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.

Como mencionado anteriormente, o problema matemático de otimização multiobjetivo baseia-se no estudo de mais de uma qualidade, característica ou propriedade do objeto em estudo, sujeitas a limites impostos pelo ambiente de decisão (se existentes). Assim, este problema consiste em maximizar e/ou minimizar um vetor de quantidades numéricas representadas por funções objetivo, de modo a obter um vetor de variáveis de decisão que otimiza estas funções, ou um conjunto de vetores que seja aceitável por todos os objetivos, e que satisfaça as restrições do problema. Assim, a formulação matemática do problema multiobjetivo pode ser representada por:

$$\begin{aligned} \text{minimizar: } \underline{y} &= [f_1(\underline{x}) \quad f_2(\underline{x}) \quad \dots \quad f_m(\underline{x})] \\ \text{sujeito a: } \underline{x} &\in X^* \subseteq \square^D \end{aligned} \quad (3.1)$$

em que,  $f_m(\underline{x}): \square^D \rightarrow \square$  é a  $m$ -ésima função objetivo do problema,  $\underline{x}=[x_1 \dots x_D]$  é o vetor de decisão  $D$ -dimensional pertencente ao espaço de decisão factível  $X^*$ , este correspondente ao espaço de decisão  $X$  delimitado pelas restrições do problema, e  $\underline{y} \in Y^* \subseteq \square^m$  é o vetor objetivo  $m$ -dimensional pertencente ao chamado espaço objetivo factível (ou espaço de soluções factíveis)  $Y^*$ , que correspondente à imagem de  $X^*$  no espaço objetivo ( $Y$ ), ou seja, cada ponto  $\underline{x}$  do espaço de decisão correspondente a um ponto  $\underline{y}$  no espaço objetivo, tal como exemplificado na Figura 3.1. Como problemas de maximização podem ser convertidos em

problemas de minimização por meio da inversão de sinal da função objetivo, isto é, maximizar  $f(\underline{x}) = \text{minimizar } -f(\underline{x})$ , então não há perda de generalidade na formulação multiobjetivo definida pela equação (3.1).

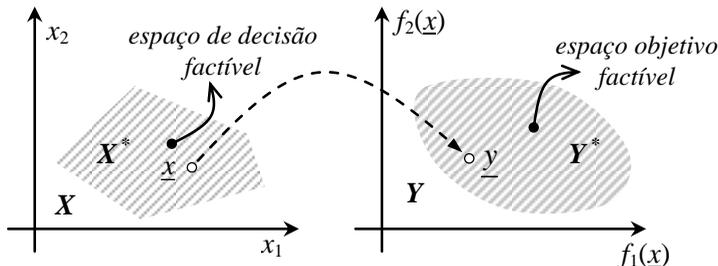


Figura 3.1: Exemplo de correspondência entre espaço de decisão e espaço objetivo (no caso, ambos os espaços são bidimensionais).

Em relação à quantidade numérica, como mencionado, as variáveis de decisão podem ter natureza discreta, o que define a chamada Programação Inteira, área dos problemas de otimização caracterizada por funções objetivo e restrições dependentes de variáveis, ou pelo menos uma variável, pertencente ao domínio dos números inteiros. Assim, um problema inteiro multiobjetivo podendo ser representado por:

$$\begin{aligned} \text{minimizar: } & \underline{y} = [f_1(\underline{x}) \quad f_2(\underline{x}) \quad \dots \quad f_m(\underline{x})] \\ \text{sujeito a: } & \underline{x} \in X^* \subseteq \square^D \end{aligned} \quad (3.2)$$

O conceito de aptidão de uma solução potencial ou alternativa é muito importante em problemas de otimização, sendo por isso representado por uma métrica que avalia a qualidade da solução para o problema, a chamada função de *fitness*, que pode ser qualquer relação algébrica de funções ou resultados julgada satisfatória. Como usualmente o valor da função objetivo é escolhido para mensurar esta qualidade, então a própria função objetivo é normalmente adotada como medida de desempenho (*fitness*) das soluções para o problema.

### 3.2.2 O Conceito de Dominância de Pareto

Quando as descrições matemáticas de um problema (funções objetivo) apresentam uma relação de concordância, então uma simples solução ótima é possível. Contudo, se estas funções apresentam uma situação de conflito entre si, então o problema se caracteriza pela necessidade de uma solução de compromisso resultante da negociação entre os obje-

tivos (*trade-off*), pois a piora em um critério deve ser compensada com a melhora em outro para manter a solução atrativa, e na ausência de qualquer imposição das preferências de um decisor ou alguma informação adicional, o resultado do problema se consistirá em um conjunto de possíveis soluções negociadas advindo do conceito dominância de Pareto.

Para exemplificar a relação de dominância, seja um problema de minimização multiobjetivo e dois vetores de decisão quaisquer  $\underline{x}^1$  e  $\underline{x}^2$ . Diz-se, então, que a solução  $\underline{x}^1$  é dominante, não-dominada ou não inferior em relação à solução  $\underline{x}^2$  se ocorrer:

$$f_i(\underline{x}^1) \leq f_i(\underline{x}^2), \quad i=1,2,\dots,m \tag{3.3}$$

e se em pelo menos um objetivo  $i$  ocorrer:

$$f_i(\underline{x}^1) < f_i(\underline{x}^2) \tag{3.4}$$

Assim, para uma determinada solução potencial, a verificação destas relações de dominância resulta na classificação do espaço objetivo em regiões de dominância, tal como exemplificado na Figura 3.2 para um conjunto de funções objetivo bidimensional.

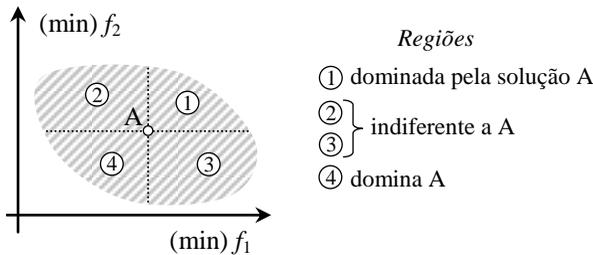


Figura 3.2: Exemplo de relações de dominância de regiões do espaço objetivo para um determinado ponto de solução A.

Para o exemplo da Figura 3.3-a, no conjunto das soluções A, B e C não há uma relação de dominância entre elas e, assim, as mesmas são ditas indiferentes. Com a inclusão da solução D (Figura 3.3-b), esta se mostra não inferior em relação ao ponto B e o conjunto não-dominado passa, desse modo, a ser formado pelas soluções A, C e D. No entanto, com uma nova inserção dos pontos E, que domina a solução A, e F, que domina as soluções C e D (Figura 3.3-c), então o conjunto não-dominado será agora formado pelos pontos E e F pois estes pontos são indiferentes entre si. Logo, as várias negociações resultam em diversos conjuntos de pontos indiferentes entre si, que representam os diversos graus de dominância entre as soluções potenciais (Figura 3.3-d).

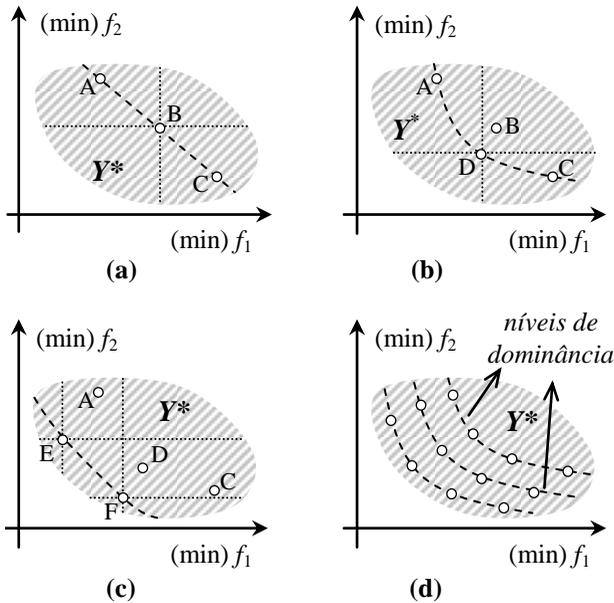


Figura 3.3: (a), (b) e (c) Relações de dominância; (d) Níveis de dominância.

Assim, um conjunto não-dominado deve ser coletivamente comparado com outra solução qualquer para estabelecer se esta última pertence ao conjunto ou se domina o conjunto. Especificamente, duas condições devem, então, ser atendidas para um conjunto não-dominado  $P$ :

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  $P$ .

O conjunto no espaço de decisão factível  $X^*$  das soluções não-dominadas encontradas gera, portanto, 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  $X^*$ , denominado conjunto eficiente ou Pareto-ótimo, gera uma imagem no espaço  $Y^*$  denominado Fronteira Pareto-ótima ou Fronteira de Pareto (Li, 2003). Para além desta fronteira, os pontos não são viáveis mas podem ser melhores que as do conjunto ótimo encontrado, o que define as chamadas soluções ideais. Logo, a fron-

teira Pareto-ótima, por se situar no limite do espaço objetivo, delimita as soluções dominadas e as soluções ideais. Além disso, dependendo do tipo das funções de um problema de otimização, a disposição destas regiões será distinta, tal como exemplificado na Figura 3.4.

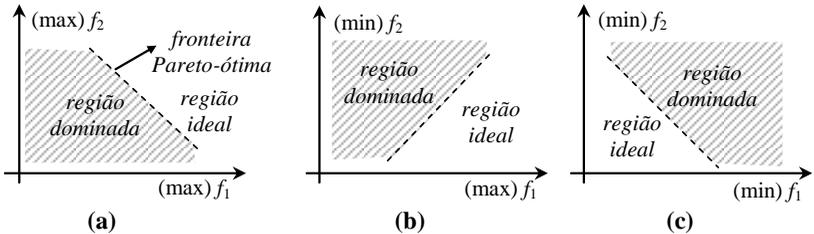


Figura 3.4: Exemplicação do aspecto das fronteiras ótimas de acordo com o conjunto de objetivos de um problema de otimização.

Assim, na determinação de um conjunto de soluções não dominadas para um problema multiobjetivo, o processo de solução empregado deverá buscar atender dois aspectos de preocupação:

- ◆ O conjunto deve ser tão próximo da fronteira Pareto-ótima quanto possível (Figura 3.5-a). Este aspecto pode ser de difícil verificação porque normalmente não se tem informações sobre a localização da fronteira ótima. Assim, em algoritmos evolutivos, por exemplo, emprega-se mecanismos, tal a como mutação, como forma de manter a pluralidade das soluções potenciais e, desse modo, realizar uma busca mais eficaz para encontrar um conjunto de boa qualidade.
- ◆ 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 (ocupando os “espaços vazios”) e bem esparsos ao longo da fronteira (Figura 3.5-b e c).

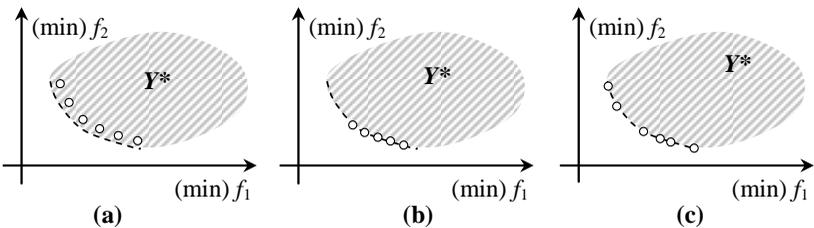


Figura 3.5: (a) Busca da proximidade do conjunto não-dominado com a fronteira Pareto-ótima; Diversidade de soluções: (b) uniforme mas pouco esparsa, (c) esparsa mas pouco uniforme.

### 3.2.3 Otimização por Enxame de Partículas

As metodologias baseadas em Inteligência de Enxames (*Swarm Intelligence*) são inspiradas na chamada “inteligência coletiva”, observada em animais sociáveis (formigas, pássaros, etc.), cujos membros, apesar de suas deficiências, procuram alcançar seus objetivos atuando como uma entidade coletiva na varredura por locais mais promissoras do espaço de busca. Como exemplos desta metodologia tem-se os métodos Colônia de Formigas e Enxame de Partículas.

O método de Otimização por Enxame de Partículas (PSO), introduzido por James Kennedy e Russell Eberhart (Kennedy e Eberhart, 1995), é classificado como um método de Computação Evolucionária por que emprega técnicas comuns a estes métodos:

- ◆ O processo se inicializa com uma população randômicamente gerada de soluções potenciais viáveis;
- ◆ O processo busca o ótimo por gerações sucessivas de populações;
- ◆ A reprodução de soluções é baseada nas gerações passadas.

O método Enxame de Partículas é um algoritmo estocástico baseado na simulação simplificada de um sistema social. Sua metodologia consiste em um procedimento iterativo de busca baseado em uma população de possíveis soluções, chamada enxame, em que cada indivíduo, chamado partícula, realiza um “vôo” sobre o espaço de decisão alterando a posição com base no seu conhecimento em:

- a) Sua melhor posição pessoal alcançada (solução de melhor valor de *fitness*) até a iteração atual;
- b) A melhor posição alcançada por todo o enxame de soluções (melhor *fitness* global) até a iteração atual;
- c) A intensidade do seu último deslocamento, representada por sua velocidade de busca atual.

Seja, então, um enxame de soluções potências com  $N$  partículas  $X_i = (x_{i1}, \dots, x_{id}, \dots, x_{iD})$ ,  $i = 1, \dots, N$ . Desse modo, a cada partícula é associada a melhor solução pessoal  $Xp_i = (p_{i1}, \dots, p_{id}, \dots, p_{iD})$  alcançada em seu próprio histórico (conhecido como  $pBest$ ), o melhor ponto global  $Xg = (g_1, \dots, g_d, \dots, g_D)$  alcançado no histórico de todas as partículas do enxame (conhecido como  $gBest$ ) e uma velocidade de busca  $V_i = (v_{i1}, \dots, v_{id}, \dots, v_{iD})$  no espaço de solução. Assim, para uma iteração  $k = 1, 2, \dots, k^{max}$  qualquer do processo de solução, cada partícula  $i$  do enxame corrige sua velocidade segundo a equação:

$$V_i^{(k+1)} = \omega V_i^{(k)} + c_1 \text{rnd}_i^{(k)} (Xp_i^{(k)} - X_i^{(k)}) + c_2 \text{Rnd}_i^{(k)} (Xg^{(k)} - X_i^{(k)}) \quad (3.5)$$

e a trajetória da partícula é, por fim, corrigida com base nesta velocidade segundo a equação:

$$X_i^{(k+1)} = X_i^{(k)} + V_i^{(k+1)} \quad (3.6)$$

Como exemplo de correção de posição, a Figura 3.6 mostra o gráfico de deslocamento de uma partícula no espaço de solução.

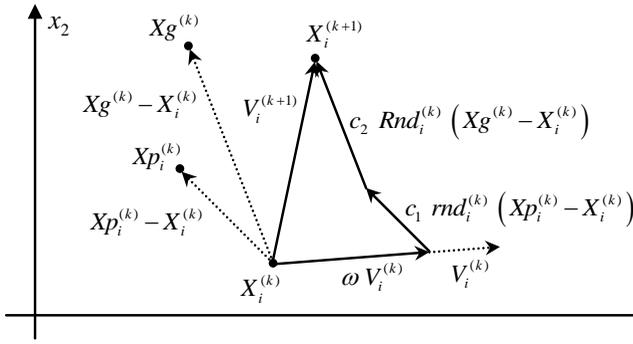


Figura 3.6: PSO: representação gráfica do mecanismo de busca.

Com base na equação (3.5), observa-se então que a velocidade de busca de cada partícula do enxame de soluções potenciais é atualizada considerando-se três termos:

- ◆ O primeiro termo tem a responsabilidade pelo impacto da velocidade atual no deslocamento da partícula. Esta velocidade é ponderada por um fator de peso inercial  $\omega$ , que fornece um *trade-off* entre uma exploração local e global da região viável;
- ◆ O segundo termo estabelece uma correção de trajetória da partícula com base na distância entre sua melhor posição pessoal (*pBest*) e sua posição atual, ponderada por uma constante de aceleração positiva  $c_1$  chamada taxa de aprendizagem cognitiva, esta ponderada por um número randômico  $\text{rnd} \in [0,1]$  uniformemente distribuído. Este termo é, por isso, chamado componente cognitiva;
- ◆ O terceiro termo estabelece outra correção de trajetória da partícula, com base na distância entre a melhor posição global (*gBest*) e sua posição atual, que também é ponderada por uma constante de aceleração positiva  $c_2$ , chamada taxa de aprendizagem social, e um núme-

ro randômico  $Rnd \in [0,1]$  uniformemente distribuído. Este termo é, porisso, chamado componente social. Como  $gBest$  é a melhor solução encontrada, esta partícula será, portanto, a solução do processo iterativo de otimização de objetivo único.

Desse modo, a velocidade de cada variável de decisão  $d$  de cada partícula  $i$  será determinada por:

$$v_{id}^{(k+1)} = \omega v_{id}^{(k)} + \underbrace{c_1 rnd_i^{(k)} (p_{id}^{(k)} - x_{id}^{(k)})}_{\text{componente cognitiva}} + \underbrace{c_2 Rnd_i^{(k)} (g_d^{(k)} - x_{id}^{(k)})}_{\text{componente social}} \quad (3.7)$$

velocidade de busca      balanço da velocidade

e cada variável de decisão por:

$$x_{id}^{(k+1)} = x_{id}^{(k)} + v_{id}^{(k+1)} \quad (3.8)$$

Segundo (Eberhart e Shi, 1998), devido ao mecanismo de atualização de posição propiciada pelas equações (3.5) e (3.6), então o PSO se assemelha, até certo ponto, com o operador de mutação dos Algoritmos Genéticos, considerando-se, no entanto, que o mecanismo de mutação processado pelo PSO, guiado pelas experiências própria e mútua, realiza uma mutação com “consciência”.

Comparado aos Algoritmos Genéticos, o mecanismo de compartilhamento de informações no PSO é significativamente diferente. Nos Algoritmos Genéticos, os indivíduos (soluções potenciais) compartilham informações mutuamente e, desse modo, toda a população se move como um grupo único em direção a uma região ótima viável. No PSO, somente  $gBest$  fornece informações para as partículas do enxame, ou seja, ocorre um mecanismo de compartilhamento de informações de mão-única. Assim, a evolução do PSO somente enxerga a melhor solução e todas as partículas tendem a convergir para ela (Hu e Eberhart, 2002).

A posição global  $gbest$  pode ser escolhida entre as soluções topologicamente mais próximas de uma partícula, chamada vizinhança (*neighborhood*). A opção pela divisão ou não do enxame em vizinhanças para cada partícula define então as metodologias básica de solução para o PSO: a versão local ( $lBest$ ) e a versão global ( $gBest$ ). Normalmente, a versão local tende a ter melhor desempenho na busca do ótimo global, porém apresenta convergência mais lenta (Shi, 2004).

Nas implementações tradicionais do PSO, o tamanho do enxame é normalmente adotado entre 10 e 40 partículas (Hu e Eberhart, 2002) e

em (Carlisle e Dozier, 2001) é sugerido 30 partículas, justificado por ser uma valor pequeno mas suficiente para produzir resultados confiáveis.

As constantes  $c_1$  e  $c_2$  representam a ponderação no deslocamento da partícula em direção às melhores posições obtidas nas aprendizagens cognitiva e social. Valores relativamente baixos para estas constantes permitem às partículas visitarem diversas regiões do espaço de solução antes de serem atraídas para a mais promissora delas (*gBest*). Por outro lado, valores relativamente elevados podem resultar em movimentos abruptos para ótimos locais. Desse modo, os estudos iniciais do PSO sugeriam adotar  $c_1 = c_2 = 2$  com a intenção de aplicar o mesmo peso a ambas as aprendizagens (Kennedy e Eberhart, 1995). Por outro lado, o estudo em (Carlisle e Dozier, 2001) conclui que a *gBest* tende a se comportar como uma “armadilha” para atrair as partículas a mínimos locais, sugerindo os valores  $c_1 = 2,8$  e  $c_2 = 1,3$  para obter um compromisso mais razoável entre as componentes cognitiva ( $c_1$ ) e social ( $c_2$ ), de forma a privilegiar uma maior varredura do espaço de decisão.

O fator de peso inercial  $\omega$  é estabelecido normalmente em valores entre 0 e 1. Por exemplo, em (Hu e Eberhart, 2002) é sugerido a manutenção do peso inercial randomicamente variável através da equação:

$$\omega = 0,5 \times (1 + rand) \quad (3.9)$$

em que  $rand \in [0,1]$ . Em (Eberhart e Shi, 2000), porém, é sugerido ajustar o fator de peso inercial para inicialmente proceder uma busca mais ampla de soluções potenciais e gradualmente realizar uma busca mais localizada, por meio do seu decrescimento linear através da equação

$$\omega = \omega^{\max} - \frac{(\omega^{\max} - \omega^{\min})}{k^{\max}} k \quad (3.10)$$

onde  $\omega^{\max}$  e  $\omega^{\min}$  são os valores máximo e mínimo do fator de peso inercial, e  $k^{\max}$  é o número máximo de iterações. Tipicamente, adota-se:  $\omega^{\max} = 0,9$  e  $\omega^{\min} = 0,4$  (Eberhart e Shi, 2000).

Uma recente proposta para melhorar a habilidade do PSO em controlar as velocidades das partículas foi introduzida por Maurice Clerc através de um fator de constrição  $\mathcal{K}$  dependente das constantes cognitiva ( $c_1$ ) e social ( $c_2$ ) e definido como (Carlisle e Dozier, 2001):

$$\mathcal{K} = \frac{2}{\left| 2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi} \right|} \quad (3.11)$$

em que,  $\varphi = c_1 + c_2 \geq 4$  e a trajetória de cada partícula passa a ser corrigida segundo a equação:

$$X_i^{(k+1)} = X_i^{(k)} + \kappa V_i^{(k+1)} \quad (3.12)$$

Um valor comumente adotado para o fator de constrição é  $\varphi = 4,1$  que corresponde, por exemplo, a  $c_1 = c_2 = 2,05$  ou  $c_1 = 2,8$  e  $c_2 = 1,3$  (Carlisle e Dozier, 2001).

As variáveis de decisão podem estar restritas a um valor mínimo ( $x_d^{\min}$ ) e máximo ( $x_d^{\max}$ ). Na eventual violação dessas restrições, normalmente fixa-se o valor limite para as variáveis violadas e adota-se a inversão do sentido da velocidade destas variáveis. O limite máximo das variáveis pode também ser usado com um limite para as suas respectivas velocidades, de modo a prevenir uma eventual explosão numérica. Os limites superior e inferior podem também ser utilizados para gerar randomicamente um enxame de soluções potenciais, através da equação:

$$x_{id}^{(o)} = x_d^{\min} + rand \times (x_d^{\max} - x_d^{\min}) \quad (3.13)$$

Segundo (Shi, 2004), um modo de promover um melhor desempenho do PSO consiste na combinação do mesmo com outras técnicas de computação, tal como a aplicação de operadores evolucionários, sendo o mais comum o emprego de algum mecanismo de mutação para aumentar a diversidade do enxame e a habilidade do PSO em evitar mínimos locais. Este operador normalmente consiste no sorteio randômico de uma partícula e de uma dimensão, de modo a inserir uma aleatoriedade ao algoritmo com o aumento ou diminuição no valor da variável.

Muitos problemas de otimização almejam a ordenação ou arranjo de elementos discretos, ou seja, lidam com variáveis de decisão de natureza inteira, e constituem-se, então, nos chamados problemas de otimização inteira. O PSO foi proposto inicialmente para a busca no espaço de solução real contínuo, porém têm sido realizados estudos de sua adaptação para problemas no espaço de solução inteiro. Em (Kennedy e Eberhart, 1997), por exemplo, é proposto um ajuste no algoritmo do PSO através de codificação binária e em (Laskari *et al.*, 2002) é proposta uma adaptação na correção de posição das partículas através do arredondamento do valor real dos pontos para o inteiro mais próximo, ou seja, as variáveis de decisão podem ser corrigidas iterativamente por:

$$x_{id}^{(k+1)} = x_{id}^{(k)} + round(v_{id}^{(k+1)}) \quad (3.14)$$

onde *round* é o operador de arredondamento. Similarmente, a população inicial pode ser obtida por:

$$x_{id}^{(o)} = round\left(x_d^{\min} + rand \times (x_d^{\max} - x_d^{\min})\right) \quad (3.15)$$

Este trabalho atesta também que o artifício empregado parece não afetar significativamente o desempenho do PSO, tal como resultados experimentais em funções de teste têm indicado, conseguindo-se ainda um desempenho superior ao do método *Branch and Bound*.

O PSO tem sido empregado para a solução de diversos problemas de otimização de objetivo único, com efetivo desempenho e, de forma geral, seu algoritmo para estes problemas pode ser assim implementado:

1) Inicializações ( $k = 0$ ):

- 1.1) Fixar parâmetros do PSO (constantes): tamanho do enxame ( $N$ ),  $k^{\max}$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $\omega^{\max}$  e  $\omega^{\min}$ ;
- 1.2) Gerar randomicamente o enxame inicial:  $X_i^{(0)}$ ,  $i = 1, \dots, N$ ;
- 1.3) Especificar a velocidade inicial de cada partícula: normalmente considera-se um valor nulo, isto é,  $V_i^{(0)} = 0$ ;
- 1.4) Especificar o *fitness* inicial da *pBest* de cada partícula ( $fp_i^{(0)}$ ): normalmente adota-se o pior valor possível, ou seja,  $fp_i^{(0)} \rightarrow \infty$ ;
- 1.5) Especificar o *fitness* inicial da *gBest* do enxame ( $fg^{(0)}$ ): análogo ao *pBest*, adota-se o pior valor possível, ou seja,  $fg^{(0)} \rightarrow \infty$ .

2) Enquanto  $k < k^{\max}$ , fazer:

- 2.1) Calcular o *fitness* de cada partícula do enxame atual:  $f(X_i^{(k)})$ ;
- 2.2) Atualizar *gBest*: se  $f(X_i^{(k)}) = \min(f(X^{(k)})) < fg^{(k)}$  então faz-se:

$$Xg^{(k)} = X_i^{(k)} \quad \text{e} \quad fg^{(k)} = f(X_i^{(k)})$$

- 2.3) Testar critério de parada (por exemplo, número de iterações): se não satisfeito, prosseguir. Se satisfeito, adotar  $Xg$  e  $fg$  atuais como solução do problema;
- 2.4) Atualizar *pBest* das partículas: se  $f(X_i^{(k)}) < fp_i^{(k)}$  então faz-se:
 
$$Xp_i^{(k)} = X_i^{(k)} \quad \text{e} \quad fp_i^{(k)} = f(X_i^{(k)})$$
- 2.5) Atualizar nova velocidade das partículas do enxame
- 2.6) Obter nova posição das partículas do enxame
- 2.7) Aplicar mecanismo de mutação, se desejado;
- 2.8) Verificar limites e restrições e proceder correções adequadas nos valores das partículas;
- 2.9) Fazer  $k = k + 1$  e voltar ao passo 2.1.

Por compartilhar diversas características dos algoritmos evolutivos, o PSO pode ser também adaptado para otimização multiobjetivo. No entanto, as versões básicas dos algoritmos global (*gBest*) e local

(*lBest*) do PSO não são prontamente adequadas para a solução destes problemas porque não há um ótimo global absoluto por causa da relação de dominância entre partículas. Logo, a definição de um único *gBest* (ou *lBest*) durante cada iteração não é trivial (Hu e Eberhart, 2002). A seguir será, então, apresentado uma discussão sobre este problema.

### 3.2.4 Otimização por Enxame de Partículas Multiobjetivo

Semelhante aos Algoritmos Evolutivos, o emprego de uma população de soluções potenciais permite ao PSO a exploração simultânea de diferentes regiões do espaço de decisão e da fronteira de Pareto. Desse modo, estudos sobre a aplicação do PSO como algoritmo de otimização multiobjetivo, o chamado MOPSO, tem aumentado e diversas propostas têm sido apresentadas na literatura.

Os primeiros estudos sobre o MOPSO evitavam a complexidade envolvida na modelagem multiobjetivo ao transformar o problema em mono-objetivo. Por exemplo, em (Parsopoulos e Vrahatis, 2002) é empregado o Método da Ponderação dos Objetivos para tratar o problema e em (Hu e Eberhart, 2002) é adotado a estratégia de otimização de um dos objetivos, mantendo os demais fixos, até se atingir um ponto da fronteira. Logo, estes métodos determinam uma solução por vez e são necessárias várias simulações do algoritmo para se obter um conjunto de fronteira, o que os torna proibitivos em muitos problemas multiobjetivos devido aos custos computacionais elevados (Abido, 2007).

Devido ao fato de não haver uma única melhor solução global em problemas multiobjetivos, então a principal dificuldade em estender o PSO para estes problemas reside em como selecionar um guia global (*gBest*) para cada partícula, que é um passo crucial pois afeta a capacidade de convergência do processo de solução. Contudo, esta preocupação, embora simples, é eficiente para promover a convergência a um conjunto de soluções não-dominadas (Raquel e Naval, 2005).

Além disso, outra preocupação de um método de otimização multiobjetivo é a obtenção de um conjunto bem distribuído e uniforme de soluções não-dominadas, o que implica na busca de novos pontos em regiões de fronteira com menor grau de agrupamento ou aglomeração de soluções (*niching*). Assim, a seleção do *gBest* de cada partícula do enxame deve naturalmente recair sobre uma solução qualquer da fronteira até então estabelecida, escolhida randomicamente e de modo a impelir os pontos do enxame de soluções potenciais em direção a regiões menos populosas desta fronteira (Raquel e Naval, 2005). A Figura 3.7 ilustra,

assim, o mecanismo de atração do enxame de soluções a regiões menos populosas com base na escolha do  $gBest$  das partículas.

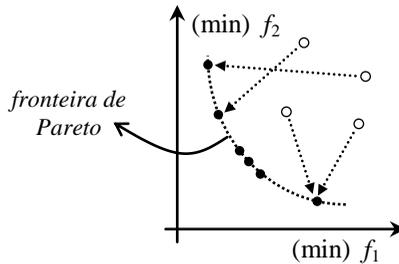


Figura 3.7: Mecanismo de atração dos métodos multiobjetivos.

Logo, uma vez definida a responsabilidade do  $gBest$  na busca de soluções de fronteira, este fato implica no estabelecimento de um critério de aptidão, um  $fitness$  adicional, como forma de mensurar o grau de aglomeração dessas soluções. Com base nesta mensuração pode-se, então, determinar um sub-conjunto de pontos, classificados entre as soluções da fronteira que possuem as melhores aptidões segundo o critério de  $fitness$  adotado, do qual serão naturalmente escolhidas as soluções como  $gBest$  de cada partícula do enxame, de forma preferivelmente randômica para assegurar a necessária aleatoriedade e possibilitar uma maior varredura da fronteira (Li, 2004).

Assim, diversos estudos baseado nesta estratégia para o MOPSO tem surgido no meio acadêmico. Por exemplo, em (Coello *et al.*, 2004) é proposto um mapeamento da fronteira em regiões chamadas hipercubos, como forma de detectar o grau de agrupamento das soluções e eleger a componente  $gBest$  de cada partícula através do método da roleta viciada, onde cada “fatia” corresponde ao número de soluções de cada hipercubo. Em (Li, 2003), (Sierra e Coello 2005) e (Raquel e Naval, 2005) é empregado um fator de grau populacional chamado *crowding distance* para filtrar uma lista de líderes ( $gBest$ ) disponíveis, que são selecionados por meio de torneio baseado no valor deste fator das soluções da lista. Ainda, em (Mostaghim e Teich, 2003) é empregada uma métrica de desempenho do conjunto não-dominado corrente, denominada Sigma, que determina eixos para o direcionamento das partículas em direção à fronteira. Por fim, em (Pulido e Coello 2004), a seleção do  $gBest$  é escolhida de forma randômica através de um método de avaliação do grau de agrupamento da partículas conhecido como *clustering*.

Um conceito empregado em muitos métodos de otimização multiobjetivo refere-se ao armazenamento das soluções não-dominadas de cada geração em uma população externa ao processo de solução, denominado arquivo externo (*archiving*). No contexto dos métodos evolucionários, este armazenamento é denominado elitismo, sendo empregado em vários métodos tais como NSGA, PAES e SPEA. Como este arquivo deve ser atualizado a cada geração e o tempo necessário para estas atualizações aumenta com o tamanho do arquivo, da população e do número de objetivos, então algum mecanismo de limitação do arquivo externo se torna importante para evitar um grande número de comparações durante as atualizações, além de impedir uma explosão de soluções de fronteira e melhorar a convergência. Em (Mostaghim e Teich, 2003), por exemplo, é estudada a influência da chamada  $\epsilon$ -dominância no MOPSO para limitar o tamanho de um arquivo externo onde são armazenadas as soluções de fronteira, e em (Coello *et al.*, 2004), quando o tamanho do arquivo é ultrapassado, adota-se a estratégia em que são dadas prioridades às partículas localizadas em regiões de fronteira menos populosas em relação às situadas em áreas mais aglomeradas.

Por fim, para a manutenção da pluralidade do enxame de soluções potenciais, alguns trabalhos (Mostaghim e Teich, 2003; Raquel e Naval, 2005; Sierra e Coello 2005) empregam um mecanismo de mutação, também denominado fator de turbulência, que consiste em adicionar um valor randomicamente gerado à posição corrente das partículas do enxame atual, quando um pequeno valor de probabilidade (por exemplo, 10%) é atingido. Outro aspecto de preocupação dos métodos multiobjetivos refere-se ao emprego de alguma métrica para avaliar o grau de diversidade do conjunto de soluções não-dominadas obtido, como uma medida de desempenho deste conjunto. Por exemplo, em (Pulido e Coello 2004) e (Raquel e Naval, 2005) é empregado uma métrica denominada espalhamento de vetores (*Spacing metric*) para medir a distribuição das soluções ao longo da fronteira não-dominada, de modo a avaliar a qualidade do conjunto obtido.

Para o enfrentamento dos problemas comuns aos algoritmos multiobjetivos apontados nesta análise bibliográfica, optou-se neste trabalho por empregar a chamada estratégia Maximin, cuja vantagem reside na sua capacidade única de propiciar a observação da dominância conjuntamente com o grau de agrupamento de uma solução, sem, portanto, a necessidade de se implementar uma técnica adicional de *clustering* ou *niching* para o controle da diversidade do conjunto de soluções de fronteira. Esta técnica tem sua origem na Teoria dos Jogos e foi proposta por

(Li, 2004) como um segundo indicador de *fitness* de soluções do conjunto de fronteira, além de fornecer um critério de desempate em uma eventual necessidade de limitação dos pontos da própria fronteira. Assim, a métrica Maximin será empregada neste trabalho como mecanismo de escolha do *gBest* de cada partícula do enxame, teste de dominância, busca de diversidade e limitação dos pontos de fronteira

O cálculo da métrica Maximin, bem como da métrica de desempenho adotada para a avaliação do conjunto de fronteira final, é apresentado a seguir. O algoritmo MOPSO usado neste trabalho, bem como as adequações necessárias a estas métricas, é desenvolvido no Capítulo 4.

### 3.2.5 A Métrica Maximin

Seja um espaço de funções objetivo  $m$ -dimensional e um conjunto de  $n$  soluções potenciais. O cálculo da chamada métrica Maximin de uma solução qualquer  $i$  do conjunto é determinado por:

$$Maximin_i = \max_{i=1, \dots, n} \left\{ \min_{\substack{j=1, \dots, n \\ j \neq i}} \{f_1^i - f_1^j, f_2^i - f_2^j, \dots, f_m^i - f_m^j\} \right\} \quad (3.16)$$

onde  $j$  forma todos os possíveis pares de pontos do conjunto com a solução  $i$ . Com base na equação (3.16), pode-se concluir então que:

- 1) Como soluções indiferentes entre si se caracterizam pela existência de uma negociação entre os valores de suas funções objetivo, então ao menos um dos resultados da subtração entre estas funções resultará em um valor negativo. Logo, o valor da métrica Maximin para uma solução não-dominada é necessariamente negativo, ou seja, um resultado positivo corresponde a uma solução dominada, sendo um valor proximamente nulo denota uma fraca dominância da solução;
- 2) Com relação à magnitude do valor Maximin, observa-se que, quanto mais distante um ponto se encontrar das demais soluções do conjunto, maior será a diferença entre pelo menos uma das funções objetivo do ponto em relação às demais e, portanto, maior será o valor em módulo do Maximin deste ponto, isto é, quanto menor (mais negativo) o Maximin de uma solução não-dominada, menos populosa será a região onde a mesma se encontra.

Logo, observa-se que um valor negativo do Maximin de uma solução de fronteira atesta a sua dominância (1<sup>o</sup> *fitness*). Além disso, com a comparação da métrica Maximin de duas soluções de fronteira, tem-se que, quanto maior em módulo for o valor da métrica de uma solução, menos populosa será a região de fronteira onde esta solução se encontra

(2ª *fitness*) e, desse modo, melhor será o *fitness* da mesma. Conclui-se, então, que o emprego do Maximin como *fitness* de um conjunto de soluções de fronteira por si só premia a diversidade do conjunto e penaliza o grau de aglomeração das soluções.

Estes aspectos são exemplificados nos gráficos apresentados na Figura 3.8, que mostra o conjunto de três pontos de um espaço de funções objetivo bidimensional. A Figura 3.8-a mostra o valor do Maximin (resultado entre parênteses) de três pontos equidistantes A, B e C.

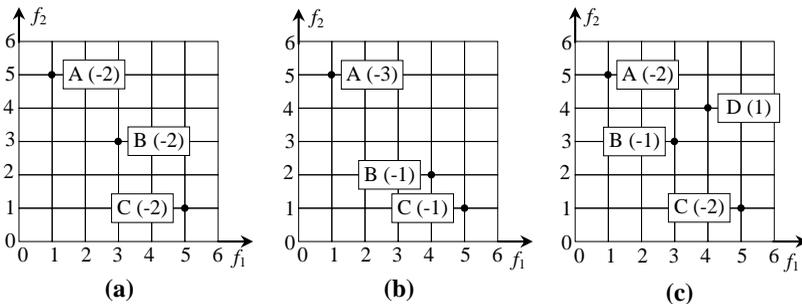


Figura 3.8: Exemplificação das propriedades do Maximin.

Para exemplificar, o resultado do Maximin referente ao ponto A é obtido através dos seguintes cálculos:

→ Par A e B:

$$\min \{ f_1^A - f_1^B, f_2^A - f_2^B \} = \min \{ 1-3, 5-3 \} = \min \{ -2, 2 \} = -2$$

→ Par A e C:

$$\min \{ f_1^A - f_1^C, f_2^A - f_2^C \} = \min \{ 1-5, 5-1 \} = \min \{ -4, 4 \} = -4$$

→ Logo:  $\text{Maximin}_A = \max \{ -2, -4 \} = -2$

Como mostra a Figura 3.8-a, quando os pontos se encontram dispersos de forma homogênea pela fronteira, todos terão o mesmo *fitness* Maximin. No entanto, na Figura 3.8-b, como o ponto B está mais próximo de C, então o valor de *fitness* Maximin destes pontos sofreu uma penalização por esta aglomeração, com o ponto A sendo recompensado por agora se situar em uma região mais afastada e, por isso, menos populosa. Por fim, a Figura 3.8-c exemplifica a capacidade do Maximin em determinar a dominância, mostrando um conjunto formado por três pontos não-dominados entre si (A, B e C) e um ponto dominado (D), assim identificado por apresentar *fitness* Maximin positivo.

Como a equidistância de um conjunto de pontos ocorre apenas para a fronteira linear, então sua convexidade influencia no resultado do Maximin, como pode ser observado na Figura 3.9-a (convexa), que mostra um favorecimento dos pontos mais interiores, e Figura 3.9-b (côncava), que mostra um favorecimento dos pontos mais extremos (Li, 2004).

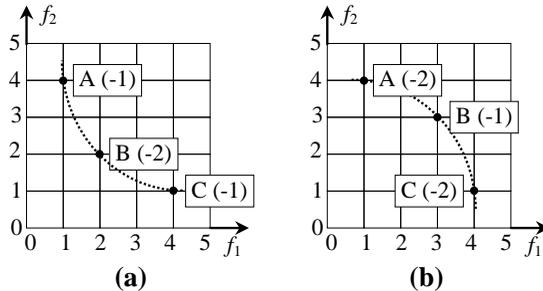


Figura 3.9: Influência da convexidade da fronteira no resultado da métrica Maximin: (a) convexa; (b) côncava.

### 3.2.6 Métrica de Desempenho

A fronteira de soluções não-dominadas obtida como solução de metodologias de cálculo de problemas multiobjetivos é comumente avaliado segundo dois parâmetros: qualitativo, que apresenta a forma visual de gráficos representativos do comportamento da fronteira, e quantitativos, obtida na forma de métricas de avaliação de desempenho que quantificam a uniformidade da fronteira.

Uma das métricas comumente utilizada para a avaliação quantitativa de um conjunto de soluções não-dominadas (Coello *et al.*, 2004; Pulido e Coello 2004; Raquel e Naval, 2005) é denominada espalhamento de vetores (*Spacing metric*), que julga numericamente o quão bem os pontos do conjunto estão distribuídos ao longo da fronteira. Sejam, então, um espaço de funções objetivo  $m$ -dimensional e um conjunto qualquer com  $n$  soluções potenciais. A avaliação do conjunto por meio da métrica de espalhamento ( $S$ ) dos pontos do conjunto é determinada através do cálculo do desvio padrão das amostras do espaço de solução do problema, por meio da seguinte equação:

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\bar{d} - d_i)^2} \quad (3.17)$$

em que,  $d_i$  representa um fator que determina a mínima somatória de distâncias entre um ponto em estudo  $i$  do conjunto e um outro ponto  $j$  qualquer do conjunto, claculado através da seguinte equação:

$$d_i = \min_{\substack{j=1, \dots, n \\ j \neq i}} \left\{ |f_1^i - f_1^j| + |f_2^i - f_2^j| + \dots + |f_m^i - f_m^j| \right\} \quad (3.18)$$

e  $\bar{d}$  o valor médio dos fatores  $d_i$  das soluções do conjunto.

A Figura 3.10-a mostra um conjunto de quatro pontos equidistantes em um espaço de funções objetivo bidimensional, e o valor dos respectivos fatores  $d_i$  de cada ponto (entre parênteses). Para exemplificação, o fator  $d_A$  do ponto A é obtido através do seguinte cálculo:

$$\begin{aligned} d_A &= \min \left( |f_1^A - f_1^B| + |f_2^A - f_2^B|, |f_1^A - f_1^C| + \right. \\ &\quad \left. + |f_2^A - f_2^C|, |f_1^A - f_1^D| + |f_2^A - f_2^D| \right) \\ d_A &= \min (|1-3| + |7-5|, |1-5| + |7-3|, |1-7| + |7-1|) \\ \therefore d_A &= \min (4, 8, 12) = 4 \end{aligned}$$

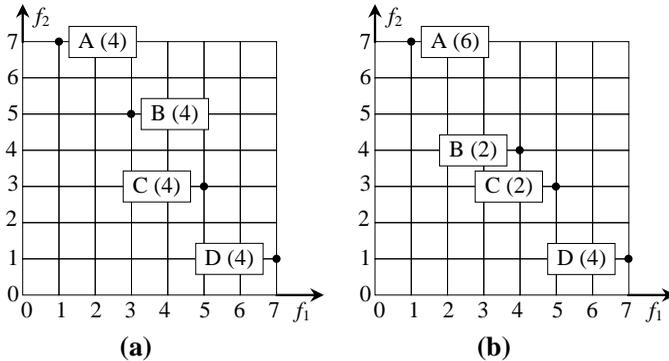


Figura 3.10: Resultados da métrica: (a) espalhamento de pontos uniforme; (b) não-uniforme

Por serem os pontos igualmente espaçados e, portanto, todos os fatores  $d_i$  iguais, o valor médio destes fatores terá o mesmo valor e, desse modo, o cálculo da métrica de espalhamento resulta em um valor nulo para este conjunto. Assim, pode-se observar que um conjunto com pontos uniformemente espaçados apresentará uma avaliação idealmente no valor nulo. Logo, quanto menor o valor da métrica, mais diversificado é o conjunto de pontos, sendo esta, portanto, a interpretação da métrica de

espalhamento para a avaliação de desempenho das soluções de um conjunto não-dominado obtido.

Como forma de exemplificar a interpretação da métrica, na Figura 3.10-b é apresentado o mesmo conjunto, onde os pontos B e C são aproximados. Esta nova disposição do conjunto resulta em valores distintos para o fator  $d_i$  dos pontos e, conseqüentemente, um valor não nulo (resultado = 1,915) para a métrica é obtido, o que identifica, assim, uma perda de uniformidade dos pontos do conjunto, que pode ser entendido como uma perda de informações entre os pontos A e B.

### 3.3 ANÁLISE DE DECISÃO

Grande parte do trabalho de gerência consiste na tomada de vários tipos de decisão, que visa essencialmente buscar a uma solução, escolher uma alternativa ou eleger uma ação que apresente o melhor desempenho, a melhor avaliação, ou ainda, a de “maior preferência” de acordo com as expectativas dos interessados no processo decisório (decisores) e suas disponibilidades em adotá-la considerando a relação entre elementos objetivos do problema e subjetivos dos decisores.

Como mencionado, a diferença fundamental entre problemas de otimização mono e multiobjetivo reside no fato deste último poder apresentar um conjunto de alternativas de solução eficientes, devido à negociação entre os objetivos conflitantes que, sem alguma informação ou inferência acerca do problema, nenhuma solução pode ser melhor que outra dentro do conjunto. Neste caso, pode-se definir o esforço para resolver o dilema dos objetivos conflitantes, cuja presença impede a existência da solução ótima, como um problema de tomada de decisão. A estrutura sistemática, que conduz para a procura da opção de melhor acordo, é denominada método de otimização multiobjetivo. Em geral, não existe uma definição de sucesso para estes métodos, pois a melhor estratégia metodológica não é obrigatoriamente a que utiliza as melhores técnicas, mas aquela capaz de induzir às melhores decisões na busca de uma solução de compromisso (Sica, 2009).

Diversos métodos de otimização empregados na solução de problemas multiobjetivos, transformam o problema em um único critério de avaliação para evitar a complexidade envolvida. Estes métodos fazem uso 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. Assim, estes métodos podem ser vistos como “iterativos”, sendo sensíveis às priori-

---

dades adotadas e aos critérios de parada estabelecidos. O decisor pode, inclusive, promover uma intervenção direta durante o processo de busca para re-direcionamentos, guiando o esforço de busca para regiões que julgar mais conveniente, ou empregar um Sistema Especialista nos casos onde esta intervenção pode ser descrita por meio de regras. Logo, a solução final pode não ser ótima segundo o conceito de dominância de Pareto e, na necessidade de se obter um conjunto de  $n$  soluções eficientes, uma varredura dos parâmetros estabelecidos a priori se faz necessária para executar  $n$  vezes o algoritmo de solução (Oliveira, 2005).

Como exemplo destes métodos de otimização, pode-se citar:

- ◆ Método da Ponderação dos Objetivos (*Weighting Objectives Method*): para obter um ponto de solução, este método utiliza uma combinação linear ponderada por um peso de importância de cada objetivo, denominado coeficientes de ponderação, onde normalmente a somatória destes pesos é igual a 1. Desse modo, o método requer que todas as funções sejam expressas de forma adimensional por meio da normalização dos seus valores. A escolha dos coeficientes de ponderação pode ser difícil e os resultados da resolução podem variar significativamente com estes coeficientes, tornando-se necessário obter diferentes soluções especificando-se diferentes valores de coeficientes, de modo a permitir o decisor escolher a melhor entre elas baseando-se na sua experiência e conhecimento do problema real;
  - ◆ Método de Otimização Hierárquico (*Hierarchical Optimization Method*): este método considera que os critérios de otimização podem ser ordenados em termos de importância por um decisor. O método emprega, então, uma hierarquização prévia das funções objetivo e, conservando esta ordem, otimiza cada função objetivo separadamente e em sequência, adicionando em cada passo uma nova restrição escrita com a função objetivo que foi otimizada no passo anterior, sendo esta o valor desta função limitada pelo acréscimo ou decréscimo de um coeficiente de relaxação  $\xi$  assumido pelo decisor. A escolha dos coeficientes exige um bom conhecimento do espaço de decisão e o resultado pode não for satisfatório, sendo então necessário repetir os cálculos assumindo, em cada passo, valores diferentes para o coeficiente  $\xi$  de cada função escrita como restrição;
  - ◆ Método da Negociação (*Trade-off Method*): este método se apresenta em várias versões, sendo caracterizado basicamente por empregar a otimização de uma das funções objetivo, denominada mestre do processo de solução, considerando as demais funções como restrições flexíveis, denominadas escravos, cada uma limitada por um coefi-
-

ente de relaxação  $\xi$ , sendo o método também chamado  $\xi$ -restrito e a busca é interrompida quando o decisor encontra uma solução satisfatória. No entanto, o método é bastante sensível à escolha do conjunto de coeficientes e pode ser necessário repetir todo o procedimento de solução para diferentes funções mestre, de modo a satisfazer os pontos de vista e experiências do decisor;

- ◆ Método de Programação por Metas (*Goal Programming Method*): sua idéia principal é encontrar uma solução particular que atinja metas pré-estabelecidas por um decisor para cada função objetivo. As metas estipuladas são consideradas como restrições adicionais e novas variáveis são acrescentadas ao problema para representar os desvios das funções em relação às suas metas. A tarefa é encontrar uma solução que minimiza os desvios em relação às metas e, se não existir uma solução que atenda as metas pré-definidas, a tarefa passa a ser encontrar soluções que minimizam os desvios em relação às metas. Nesse sentido, esta tarefa é semelhante à tomada de decisão e a solução obtida é satisfatória, podendo ser diferente da solução ótima.

Outra classe de métodos de otimização multiobjetivo envolve inicialmente o mapeamento do espaço factível direcionado para a busca de soluções eficientes, ou seja, a otimização simultânea de todos os objetivos propriamente dita. Em geral, estes métodos exigem um grande esforço computacional, mas conferem um especial caráter investigativo ao problema, principalmente onde o decisor não possui um conhecimento satisfatório sobre o espaço de decisão factível (Oliveira, 2005), tal como no caso de explosão combinatória de soluções potenciais.

Com o prévio mapeamento pode-se, então, empregar um método de não-preferência para a escolha de uma alternativa final, tal como a Aproximação Max-Min. Porém, é necessário por vezes disponibilizar o conjunto de soluções eficientes para o decisor conjugar seu ponto de vista, experiência e conhecimento de modo a proceder com uma avaliação mais adequada ao seu julgamento. Neste caso, o conceito de função de valor passa a ser central no modelo de decisão.

### 3.3.1 Funções de Valor

Os vários componentes de um problema de decisão podem ser integrados sob a forma de matriz, onde as linhas correspondem às possíveis ações/alternativas potenciais em competição (no caso, as soluções eficientes), as colunas representam os critérios de desempenho a serem otimizados dentro do contexto decisório, ou seja, os critérios de decisão

---

(as funções objetivo do problema) e cada alternativa gera um resultado ou um impacto em cada critério (por exemplo: ganhos, perdas, etc.). Logo, um problema de escolha de opções pode ser representado por uma matriz, tal como exemplificado na Tabela 3.1, onde  $a_{ij}$  é o resultado ou impacto da alternativa  $A_i$  em relação ao critério de decisão  $F_j$ .

Tabela 3.1: Formato de matriz de um problema de decisão.

Alternativas	Critérios (ou atributos)				
	$F_1$	$\dots$	$F_j$	$\dots$	$F_m$
$A_1$	$a_{11}$	$\dots$	$a_{1j}$	$\dots$	$a_{1m}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$A_i$	$a_{i1}$	$\dots$	$a_{ij}$	$\dots$	$a_{im}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$A_n$	$a_{n1}$	$\dots$	$a_{nj}$	$\dots$	$a_{nm}$

Sendo as soluções advindas de um processo de solução de um problema multiobjetivo, então todas as alternativas são consideradas ótimas. No entanto, cada critério de otimização pode contribuir para a satisfação do decisor de modo distinto, dependendo do valor e da importância de cada critério. Assim, o decisor, mesmo que intuitivamente, expressa seu comportamento perante o desempenho de uma alternativa em um determinado critério, atribuindo alguma medida de julgamento em relação aos níveis de impacto (escala) apresentado pelo critério e, adicionalmente, também expressa alguma medida de preferência entre os objetivos, atribuindo uma importância ou um “peso” para cada critério de decisão (Garvey, 2009). A confluência destas linhas de entendimento do decisor sobre o problema representa, assim, a base de seu julgamento das alternativas disponíveis.

Estas racionalizações do decisor podem ser representadas pelas chamadas funções de valor e utilidade, que são centrais em modelos de decisão e formam a base analítica para a análise de problemas de classificação ou identificação da alternativa de maior preferência entre um conjunto de opções em competição. A função de valor quantifica a preferência do decisor quando não existem incertezas sobre o desempenho das alternativas frente aos critérios, e a função utilidade expressa as atitudes do decisor frente ao risco, incorporando fatores na análise do pro-

blema, tais como probabilidade subjetiva, dados estatísticos, conhecimento de especialistas, etc., de modo a quantificar o julgamento acerca da probabilidade das várias consequências, sendo a Teoria da Utilidade usada para quantificar essas consequências. Desse modo, somente a função de utilidade tem a ela associada uma probabilidade para considerar a estocasticidade do problema (Sica, 2009).

Os cenários de expansão de carga e preços *spot* abordados na modelagem deste trabalho podem se configurar em estocasticidades para o problema e inserir uma componente de risco à tomada de decisão. Porém, como os cenários são modelados a taxas fixas, então será aqui abordado apenas o conceito de função valor. Não obstante, a Teoria da Função Utilidade será utilizada para definir um comportamento avesso, propenso ou indiferente frente a um critério.

Uma função de valor representa a inferência da subjetividade do decisor ancorada no julgamento dos seus valores fundamentais e interpretada pelo comportamento matemático da respectiva função de valor. Ela é um instrumento aceita pelos decisores para, desse modo, auxiliá-los a expressar suas preferências de forma numérica, de modo a permitir a avaliação de critérios ao quantificar o desempenho das alternativas segundo seu sistema de valores (Enssslin *et al.*, 2001). Além disso, esta inferência do decisor se manifesta, como mencionado, no seu julgamento frente aos níveis de impacto de um critério individualmente, e em suas preferências entre os critérios quando comparados globalmente. Logo, duas aplicações para as funções de valor são possíveis.

A função de valor que representa o comportamento matemático das preferências do decisor em relação aos níveis de impacto de determinado critério, constitui-se de uma escala usualmente definida no intervalo  $[0,1]$ , onde o ponto de maior preferência (1) corresponde ao nível de impacto com o melhor desempenho possível no critério, e o de menor preferência (0) corresponde ao nível de pior desempenho aceitável no critério. Nesse sentido, a cada nível de impacto  $a_{ij}$  de um critério  $F_j$  é atribuído um valor de atratividade ou preferência  $v(a_{ij})$ , com o qual é possível valorar subjetivamente uma alternativa frente a um critério.

A Figura 3.11 apresenta um exemplo de função de valor  $v(a)$  para um determinado critério qualitativo  $F = \text{“cor”}$ , que apresenta 5 níveis de impacto ( $a$ ) para classificar as alternativas disponíveis, já ordenados preferencialmente segundo a inferência de um decisor (o chamado descritor do critério). Pode-se observar então que a função de valor  $v(a)$ , além da ordem numérica de preferências entre os níveis de impacto do critério, a representa também o comportamento do decisor em relação à diferença

de atratividade entre os níveis de impacto. Por exemplo, observa-se que o decisor se mostra mais afetado pela perda de desempenho entre uma alternativa de cor verde para uma alternativa de cor amarela, do que por uma troca entre alternativas de cor vermelha para verde e assim sucessivamente, ou seja, o decisor é mais afetado quanto mais ocorre perda de atratividade das alternativas disponíveis.

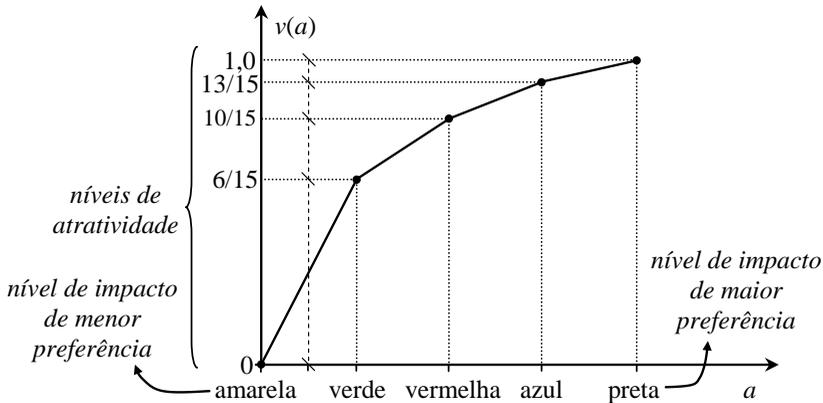


Figura 3.11: Exemplo de função de valor.

Observações semelhantes, porém complementares, poderiam ser obtidas com a função de valor apresentando uma concavidade para cima. Logo, uma função com concavidade nula (reta) representando um comportamento neutro ou indiferente do decisor também pode ocorrer. Assim, pode-se concluir que a diferença de atratividade entre as alternativas também tem significado para o decisor (Garvey, 2009), e, por isso, estas funções são definidas em uma escala dita cardinal, que consiste em um tipo de escala de intervalo ou de razões<sup>3</sup>.

Assim, com o intuito de facilitar o entendimento da concavidade da função de valor, com base na Teoria da Utilidade, pode-se descrever o comportamento das preferências de um decisor segundo três tipos (Keeney e Raiffa, 1993), exemplificados na Figura 3.12:

<sup>3</sup> Escala de intervalos é um tipo de escala de números ordenados cuja diferença entre eles tem significado e o zero é apenas uma referência (exemplo: escalas de temperatura). Escala de razões, por sua vez, é um tipo de escala de intervalos em que o ponto zero é “verdadeiro”, ou seja, sua interpretação representa a completa ausência do atributo (exemplos: custos, riscos, perdas, distâncias, etc.).

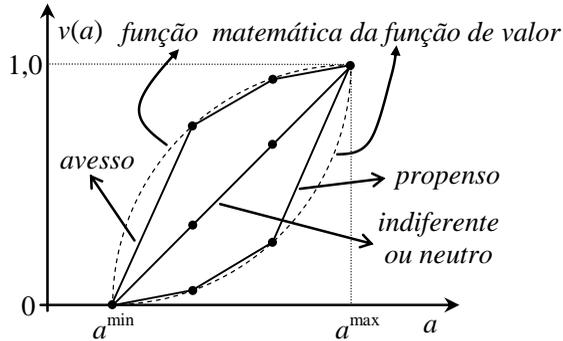


Figura 3.12: Exemplos de comportamento matemático das funções de valor.

- ◆ **Avesso:** expressa uma maior preocupação em se afastar do pior desempenho do critério, sendo que, quanto mais próximo do melhor desempenho, menor é o ganho de valor. Logo, o decisor é mais afetado pela perda de atratividade do que pelo ganho no desempenho;
- ◆ **Indiferente:** o decisor é afetado igualmente com todas as trocas de alternativas, ou seja, tem comportamento neutro. Neste caso, a função de valor apresenta um comportamento linear;
- ◆ **Propenso:** expressa o interesse em se aproximar do melhor desempenho do critério, sendo que, quanto mais próximo do pior desempenho, menor é a perda de valor. Logo, o decisor é mais afetado pelo ganho de atratividade do que pela perda de desempenho;

Para a obtenção de funções de valor, pode-se adotar uma metodologia baseada, em linhas gerais, na construção de uma escala de valor segundo o julgamento do decisor acerca das diferenças de atratividade entre os níveis de menor e maior preferência do critério. Como estes métodos avaliam diretamente os valores do decisor ao longo de uma escala de intervalos, ou seja, a diferença entre os níveis de preferência é importante, então torna-se essencial a verificação de inconsistências entre diferenças de atratividade, devendo o processo de julgamento do decisor ser avaliado até o refinamento da função de valor (Garvey, 2009).

Logo, diversos métodos apresentam esta estratégia de obtenção de funções de valor, sendo a escolha de qual utilizar a cargo do decisor, em função das vantagens e desvantagens de cada procedimento. Dentre estes métodos, pode-se citar (Ensslin *et al.*, 2001):

- ◆ **Método da pontuação direta:** inicialmente são definidos o pior e melhor nível, que servirão de âncora para a escala, e posteriormente o decisor expressa numericamente a atratividade dos demais níveis em

relação às âncoras. Tem como vantagens a simplicidade e rapidez de procedimento e ausência de transformações matemáticas que possam afetar a credibilidade dos resultados obtidos. Sua desvantagem está em exigir que o decisor expresse suas preferências numericamente, que é uma forma não natural de raciocínio;

- ◆ Método da bissecção: método onde inicialmente são definidos apenas o pior e o melhor nível de impacto, aos quais são associados dois valores que servirão de âncora para a escala. O decisor é então questionado a identificar primeiramente um desempenho cujo valor esteja na metade dos dois extremos, depois em subdivisões adicionais até refinar-se a função de valor. Tem como vantagem a obtenção dos pontos de forma direta por não requerer transformações matemáticas e, como desvantagens, a exigência para o decisor expressar suas preferências matematicamente, necessitar que o descritor seja quantitativo e contínuo e ter um procedimento onde as perguntas são pouco naturais, exigindo um grande nível de abstração do decisor;
- ◆ Método do julgamento semântico: neste método, a função de valor é obtida por comparações par-a-par com a diferença de atratividade entre os níveis, através de uma escala ordinal semântica que descreve a intensidade de preferência de uma ação sobre a outra. Apresenta, como vantagens, a possibilidade do decisor expressar suas preferências entre pares de alternativas de forma qualitativa e natural, e também por apresentar facilidade de uso.

Contudo, com base na Figura 3.12, observa-se também que os pontos da função de valor podem ser ajustados por uma curva, cuja equação matemática apresenta um comportamento semelhante às mudanças de atratividade entre os níveis de impacto da função. Assim, uma técnica que facilita a representação quantitativa das preferências do decisor consiste em empregar funções matemáticas, nas quais é necessário especificar ou determinar apenas algumas variáveis da equação para descrever o comportamento do decisor em relação a um determinado critério. Assim, para representar uma função de valor pode-se empregar, por exemplo, equações lineares, para expressar o comportamento neutro, e quadráticas, para os comportamentos avesso ou propenso.

Um tipo especial de função de valor bastante empregado para ajustar o comportamento e o sentido de crescimento ou decréscimo das preferências de um decisor com base no tipo do critério de otimização em estudo, é denominado função de valor exponencial. Neste caso, para cada nível de impacto  $a_{ij}$  de um determinado critério  $F_j$ , o valor  $v_j$

da função de valor exponencial referente a este critério é, desse modo, definida com base em dois casos (Garvey, 2009):

- ◆ Se a preferência cresce monotonicamente ao longo dos níveis de impacto, ou seja, procura-se alternativas que maximizam o critério, então a função de valor exponencial é dada por:

$$v_j(a_{ij}) = \begin{cases} \frac{1 - e^{-(a_{ij} - a_{ij}^{\min})/\rho_j}}{1 - e^{-(a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min})/\rho_j}} & \text{se } \rho_j \neq \infty \\ \frac{a_{ij} - a_{ij}^{\min}}{a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min}} & \text{se } \rho_j = \infty \end{cases} \quad (3.19)$$

em que,  $a_{ij}^{\max}$  e  $a_{ij}^{\min}$  são os níveis de impacto máximo e mínimo do critério e o parâmetro  $\rho_j$  é denominado constante exponencial da função de valor.

- ◆ Se a preferência decresce monotonicamente ao longo dos níveis de impacto, ou seja, procura-se alternativas que minimizam o critério, então a função de valor exponencial é dada por:

$$v_j(a_{ij}) = \begin{cases} \frac{1 - e^{-(a_{ij}^{\max} - a_{ij})/\rho_j}}{1 - e^{-(a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min})/\rho_j}} & \text{se } \rho_j \neq \infty \\ \frac{a_{ij}^{\max} - a_{ij}}{a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min}} & \text{se } \rho_j = \infty \end{cases} \quad (3.20)$$

em que as mesmas considerações para a equação anterior são feitas.

Com base nestas equações (3.19) e (3.20), pode-se observar, então, que a forma da função de valor exponencial é governada pelo parâmetro  $\rho_j$ . Desse modo, pode-se observar que o comportamento das preferências do decisor perante um critério pode ser expresso simplesmente pela obtenção via cálculo ou especificação direta deste parâmetro.

Um procedimento para a obtenção do parâmetro  $\rho_j$  de um critério  $j$  consiste em especificar um nível de impacto  $a_j^{med}$  no qual o valor de atratividade seja fixado em 0,5 pelo decisor (ou qualquer valor que seja mais representativo para ele, tal como 0,25 ou 0,75). Desse modo, considerando, por exemplo, a função de valor descrita na equação (3.19), o procedimento consiste em obter  $\rho_j$  na solução da equação:

$$v_j(a_j^{med}) = \frac{1 - e^{-(a_j^{med} - a_{ij}^{\min})/\rho_j}}{1 - e^{-(a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min})/\rho_j}} = 0,5 \quad (3.21)$$

Desse modo, a Figura 3.13 mostra um exemplo de funções de valor exponencial para um determinado critério quantitativo  $F =$  probabilidade percentual. Nesta figura são mostrados os casos de preferência crescente, utilizando a equação (3.19), e decrescente, utilizando a equação (3.20), onde a 2ª equação, sendo linear, é empregada para expressar apenas o comportamento neutro do decisor. A figura mostra então o resultado das respectivas constantes exponenciais para as curvas referentes aos níveis de impacto 10, 30, 50, 70 e 90%, escolhidos para apresentar o valor 0,5 de preferência. Observa-se, então, que o sinal da constante exponencial define a concavidade da função (comportamento avesso ou propenso) e o seu valor em módulo define o grau de não linearidade das preferências do decisor perante mudanças de atratividade.

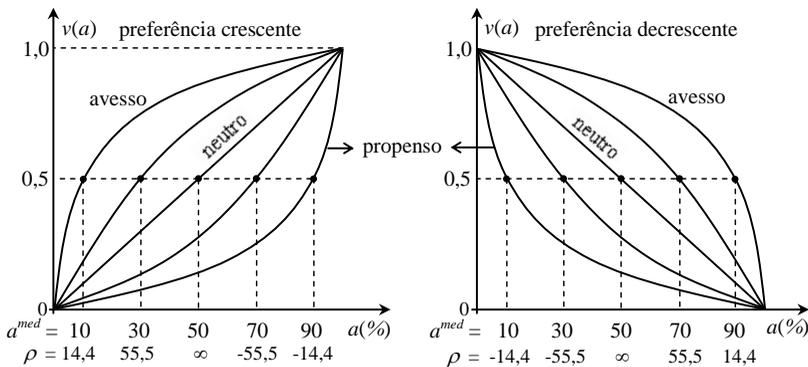


Figura 3.13: Exemplo de famílias de funções de valor exponencial.

Em (Sica *et al.*, 2010) é apresentado uma proposta para função de valor exponencial empregada para critérios de maximização (ou seja, para o caso em que as preferências do decisor crescem monotomicamente com os níveis de impacto). Nesta proposta, assume-se uma constante exponencial  $\beta = -1/\rho$  para a equação (3.19) e, por meio de manipulação matemática, pode-se obter a seguinte formulação para expressar os valores de diferença de atratividade para o decisor:

$$v_j(a_{ij}) = \begin{cases} \frac{e^{\beta_j (a_{ij} - a_{ij}^{\min})} / (a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min}) - 1}{e^{\beta_j} - 1} & \text{se } \beta_j \neq 0 \\ \frac{a_{ij} - a_{ij}^{\min}}{a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min}} & \text{se } \beta_j = 0 \end{cases} \quad (3.22)$$

Desse modo, a constante exponencial  $\beta$  apresenta as mesmas características do parâmetro  $\rho$ , sendo porém de interpretações contrárias em relação ao sinal e valor em módulo, ou seja:

- ◆ Para  $\beta > 0$ , a função de valor tem comportamento propenso, sendo quanto maior o seu valor, maior o grau de não-linearidade da função;
- ◆ Para  $\beta < 0$ , a função de valor apresenta comportamento avesso, sendo que, quanto maior o seu valor em módulo, maior o grau de não-linearidade da função.

### 3.3.2 Funções de Síntese

Quando  $m$  critérios estão envolvidos em um problema de decisão e um conjunto de  $m$  funções de valor estão definidas sobre os critérios, há ainda a necessidade de se determinar, dentro de um conjunto de soluções em competição, qual a “melhor” alternativa perante os critérios,.

Como mencionado, além do julgamento em relação aos níveis de impacto dos critérios, o decisor pode também estabelecer uma negociação para expressar uma medida de atratividade entre os critério de decisão ao atribuir um peso de importância, denominados taxas de substituição ou *trade-off*. Assim, com base nas funções de valor dos critérios e nas preferências do decisor expressas nos pesos de importância atribuídos aos mesmos, pode-se, então, determinar uma pontuação global para cada alternativa em competição, ou seja, uma função de valor de síntese para a avaliação do desempenho global das alternativas, é possível.

O emprego de funções de agregação, contudo, necessita que os critérios sejam preferencialmente e mutuamente independente. Um critério é preferencialmente e mutuamente independente de outro se os níveis de atratividade em um critério não depender dos níveis de impacto em outro critério, ou seja, as preferências do decisor sobre um critério permanecem inalteradas, independentemente do resultado alcançado por uma alternativa em outro critério (Garvey, 2009). Para exemplificação, supondo dois critérios, preço e cor de automóvel, se o decisor é mais atraído por alternativas de menor preço, esta preferência independe da cor do automóvel, e vice-versa.

Para um conjunto de critérios de decisão preferencialmente e mutuamente independentes, pode-se empregar uma função de síntese qualquer aceita pelo decisor, na forma, por exemplo, de uma soma ponderada dos critérios ou um produtório dos critérios elevados aos pesos. Além disso, as taxas de substituição de um conjunto de critérios são estabelecidas em valores numéricos reais positivos e a somatória destas taxas é

normalmente ancorada em um valor fixo, por exemplo, em 1. As taxas de substituição são, desse modo, consideradas como constantes de escala, que transformam valores locais de preferência (avaliados em cada critério) em valores globais (Enssslin *et al.*, 2001).

Supondo então conhecido um conjunto de  $m$  critérios de decisão e um vetor de suas respectivas taxas de substituição  $[w_1 \dots w_m] \in [0,1]$  estabelecidas segundo o julgamento de valor de um decisor, em que:  $w_1 + \dots + w_m = 1$ . O valor global  $V_i$  de cada alternativa  $A_i$  pode ser expresso por meio da função de valor de agregação aditiva, tal que:

$$V_i = w_1 v_1(a_{i1}) + \dots + w_m v_m(a_{im}) \Rightarrow \therefore V_i = \sum_{j=1}^m w_j v_j(a_{ij}) \quad (3.23)$$

ou por uma função de valor de agregação produtiva, tal que:

$$V_i = v_1(a_{i1})^{w_1} \times \dots \times v_m(a_{im})^{w_m} \Rightarrow \therefore V_i = \prod_{j=1}^m [v_j(a_{ij})]^{w_j}, w_j \neq 0 \quad (3.24)$$

Com a atratividade para cada alternativa de solução em competição estabelecida por uma função de valor de agregação, então uma matriz de desempenho com o compêndio destes dados e resultados pode ser construída para a análise, tal como exemplificado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Matriz de desempenho de alternativas de decisão.

Alternativas	Funções de valor e taxas de substituição					Valor global das alternativas
	$v_1$	$\dots$	$v_j$	$\dots$	$v_m$	
	$w_1$	$\dots$	$w_j$	$\dots$	$w_m$	
$A_1$	$v_1(a_{11})$	$\dots$	$v_j(a_{1j})$	$\dots$	$v_m(a_{1m})$	$V_1$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$A_i$	$v_1(a_{i1})$	$\dots$	$v_j(a_{ij})$	$\dots$	$v_m(a_{im})$	$V_i$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$A_n$	$v_1(a_{n1})$	$\dots$	$v_j(a_{nj})$	$\dots$	$v_m(a_{nm})$	$V_n$

Assim, o valor global possibilita a ordenação (*ranking*) do conjunto de alternativas e a decisão é, desse modo, tomada com a escolha da alternativa  $A_k^*$  de maior valor de síntese. Logo, todo o processo de decisão pode ser interpretado como um procedimento de maximização das preferência do decisor, tal que a solução final é obtida por:

$$\text{solução} = A_k^* \text{ tal que: } k = \text{índice}(\max\{V_1, \dots, V_m\}) \quad (3.25)$$

Existem diversos métodos para a obtenção das taxas de substituição encontrados na literatura, sendo o emprego de alternativas fictícias para a comparação dos critérios a estratégia mais usual. Dentre estes métodos de obtenção, pode-se citar (Ensslin *et al.*, 2001):

- ◆ Método *trade-off*: consiste em comparar os critérios do modelo de decisão em pares, por meio do julgamento de duas alternativas fictícias com desempenhos diferentes no par de critérios e idênticos nos demais, sendo que a escolha de uma alternativa do par fornece a indicação de qual critério é preferível. A seguir, é feita uma piora gradual no melhor desempenho da alternativa preferida até que ela se torne indiferente à outra, de modo a se comparar as respectivas funções de valor dos critérios do par e obter uma relação matemática entre as taxas de substituição. O processo é repetido para as demais combinações, o que resulta em um sistema de equações lineares, cuja solução determina as taxas de substituição de todos os critérios. Como vantagens do método estão a não exigência de julgamentos numéricos pelo decisor e o fato das taxas serem obtidas por compensação explícita sobre perdas e ganhos de desempenho dos critérios. Como desvantagens estão a abstração exigida dos decisores, a quantidade de cálculos necessários, a exigência de transformações matemáticas e a limitação a apenas a critérios quantitativos contínuos.
  - ◆ *Swing weights*: este método inicia-se com a definição de uma alternativa fictícia com desempenhos ancorados em um nível “neutro” em todos os critérios. A seguir, o decisor é questionado a escolher um critério onde ele queira que o desempenho da alternativa fictícia tenha um melhora para um nível considerado “bom”. A este “salto” (*swing*) é atribuído um valor padrão (por exemplo, 100). O procedimento é feito para os demais critérios, até que seja definida a ordem de todos os saltos de neutro para bom. Com as magnitudes de todos os saltos medidos em relação ao primeiro, obtém-se, assim, as taxas de substituição. O método tem como vantagens a simplicidade de procedimento e a não necessidade de pré-ordenação dos critérios. Como desvantagens tem-se a abstração da forma de questionamento para a obtenção dos saltos, as transformações matemáticas necessárias e a forma artificial do julgamento para expressar as preferências.
  - ◆ Comparação par-a-par: semelhante ao método de julgamento semântico utilizado para a obtenção de funções de valor de um critério, este método consiste em comparar alternativas fictícias par-a-par, com desempenhos distintos em apenas dois critérios e idêntico nos demais. Em cada par, uma alternativa fictícia é ancorada no nível bom
-

no primeiro critério e neutro no segundo, enquanto que na outra alternativa do par é adotado neutro no primeiro e bom no segundo. Tal procedimento é feito com todos os pares de critérios. Em uma primeira etapa, esta comparação visa a ordenação preferencial dos critérios e, em uma segunda etapa, o decisor define quantitativamente, através de um código de julgamento semântico, a intensidade de preferência entre os pares de alternativas. Ao final, por meio de solução de um problema de programação linear, as taxas de substituição são obtidas. Vantagens: não exigência do decisor em expressar suas preferências de forma numérica, o que torna a interação mais natural. Desvantagens: as taxas serem obtidas de forma indireta e a exigência de pré-ordenação dos critérios em termos preferenciais.

### 3.3.3 Análise de Sensibilidade

Um estudo comum realizado para verificar a robustez da alternativa final escolhida, consiste na análise de sensibilidade desta solução perante alterações nos pesos de importância dos critérios em avaliação.

Um procedimento normalmente utilizado para esta o estudo de sensibilidade consiste no chamado método da razão. Para exemplificar, seja conhecido um conjunto com 3 critérios de decisão, com taxas de substituição inicialmente estabelecidas em  $w_1^{(0)}$ ,  $w_2^{(0)}$  e  $w_3^{(0)}$ . Supondo uma alteração no peso do 3º critério para um valor  $w_3^{(1)}$ , tem-se então que as demais taxas devem também atingir valores  $w_1^{(1)}$  e  $w_2^{(1)}$ , de modo a respeitar a condição:  $w_1^{(1)} + w_2^{(1)} + w_3^{(1)} = 1$ . Além disso, para manter o juízo de valor estabelecido pelo decisor sobre os critérios, a razão entre os pesos  $w_1^{(1)}$  e  $w_2^{(1)}$  deve permanecer na mesma proporção dos valores originais, isto é,  $w_1^{(1)}/w_2^{(1)} = w_1^{(0)}/w_2^{(0)}$ . Assim, com base na definição destas duas identidades, pode-se então obter:

$$\frac{w_1^{(1)}}{w_2^{(1)}} = \frac{w_1^{(0)}}{w_2^{(0)}} \quad \Rightarrow \quad \therefore \quad w_2^{(1)} = w_1^{(1)} \frac{w_2^{(0)}}{w_1^{(0)}} \quad (1)$$

$$w_1^{(1)} + w_2^{(1)} + w_3^{(1)} = 1 \quad \Rightarrow \quad w_1^{(1)} + w_1^{(1)} \frac{w_2^{(0)}}{w_1^{(0)}} + w_3^{(1)} = 1$$

$$\therefore \quad w_1^{(1)} = \frac{w_1^{(0)} (1 - w_3^{(1)})}{(w_1^{(0)} + w_2^{(0)})} \quad (3.26)$$

que, aplicado ao resultado apresentado em (1), obtém-se:

$$w_2^{(1)} = \frac{w_2^{(0)} (1 - w_3^{(1)})}{(w_1^{(0)} + w_2^{(0)})} \quad (3.27)$$

Com base nestes resultados pode-se, então, efetuar uma varredura na taxa  $w_3$  e analisar a sensibilidade da solução final perante as mudanças de atratividade entre os critérios.

### 3.3.4 Aproximação Max-Min

A chamada aproximação Max-Min tem, como objetivo, determinar em que grau as alternativas de um conjunto de soluções não-dominadas satisfazem as funções objetivo de um problema de otimização (Haghifam et al, 2008), ou seja, o ponto de satisfação equilibrada dos critérios de otimização que se configura no “centro de gravidade” da fronteira. Assim, pode-se adotar este conceito de julgamento das alternativas em competição, empregando a aproximação Max-Min como critério de decisão para eleger um ponto do conjunto de fronteira como solução final do problema multiobjetivo.

Logo, a aproximação Max-Min é um método de não-preferência, assim chamado por não considerar os valores do decisor para a obtenção de uma solução final. Assim, a alternativa do conjunto de soluções não-dominadas determinada por estes métodos constitui-se no ótimo apenas segundo o conceito de julgamento de desempenho do método de não-preferência escolhido e, na presença de qualquer inferência de um decisor, a opção escolhida constitui-se somente em uma candidata a solução final, pois o decisor pode aceitar ou rejeitar esta opção.

Sejam, então, um espaço de funções objetivo  $m$ -dimensional e um conjunto qualquer de  $n$  soluções eficientes. A cada solução do conjunto pode ser associado um vetor de distâncias normalizadas de cada objetivo em relação ao seu valor máximo, tal que (Haghifam et al, 2008):

$$AMM_i = \left[ \frac{f_1^{\max} - f_{i1}}{f_1^{\max} - f_1^{\min}} \dots \frac{f_j^{\max} - f_{ij}}{f_j^{\max} - f_j^{\min}} \dots \frac{f_m^{\max} - f_{im}}{f_m^{\max} - f_m^{\min}} \right] \quad (3.28)$$

em que,  $AMM_i$  é o valor da métrica de aproximação Max-Min da  $i$ -ésima alternativa do conjunto de soluções não-dominadas ( $i = 1, \dots, n$ ),  $f_j^{\max}$  e  $f_j^{\min}$  são os pontos máximos e mínimos, respectivamente, da  $j$ -ésima função objetivo e  $f_{ij}$  é o valor da função objetivo  $j$  para a alternativa  $i$ .

Pode-se, então, observar pela equação (3.28) que, quanto menor o valor dos componentes do vetor  $AMM_i$  de um ponto  $i$  da fronteira, mais distante o mesmo se encontra em relação ao centro da fronteira. Logo, a menor destas distâncias representa o pior caso para cada ponto e o valor máximo de todos esses resultados representa o melhor resultado com base nos piores casos. Desse modo, o índice correspondente ao valor máximo desta métrica (melhor resultado) constitui-se na solução final da aproximação Max-Min. Assim, a decisão tomada com a escolha da alternativa  $A_k^*$  que apresenta o melhor valor da métrica será dada por:

$$\text{solução} = A_k^* \text{ tal que: } k = \text{índice} \left( \max \left\{ \min \left\{ AMM_i \right\} \right\} \right) \quad (3.29)$$

### 3.4 O FATOR DE EMISSÃO EQUIVALENTE

A atmosfera terrestre é altamente transparente à luz solar. Este fato permite, então, que uma grande quantidade de radiação incida em sua superfície, onde cerca de 35% é refletida novamente ao espaço e 65% é retida na superfície e pela atmosfera, que absorve parte da radiação refletida por meio de determinados gases presentes, tais como dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ), óxido nitroso ( $N_2O$ ) e óxidos de nitrogênio ( $NO_x$ ), além de perfluorcarbonetos, hidrofluorcarbonetos, hexafluoreto de enxofre e ozônio. Este processo de retenção da radiação solar, responsável pela regulação da temperatura no planeta, é denominado Efeito Estufa, sendo por isso os elementos gasosos responsáveis denominados Gases de Efeito Estufa (GEE).

Em anos recentes, a concentração dos Gases de Efeito Estufa na atmosfera tem aumentado progressivamente devido à utilização de fontes energéticas não-renováveis e fósseis, tais como petróleo, gás e carvão, e o efeito conjunto destas emissões podem vir a causar um aumento da temperatura global, o chamado Aquecimento Global. Um exemplo deste novo cenário é o caso do Brasil, que tem optado por migrar para um sistema hidrotérmico como forma de obter uma maior segurança energética. Contudo, todas as formas de geração tem algum impacto ambiental, mesmo as renováveis, e este fato tem se refletido na maioria dos estudos de inserção de geração elétrica. Desse modo, a mitigação de questões ambientais tem se tornado um novo paradigma para a avaliação da expansão da oferta de energia elétrica, razão pela qual o aspecto da emissão de GEE foi considerado como um dos critérios de otimização na modelagem do problema de otimização objeto deste trabalho.

A estimativa das emissões de poluentes e de GEE em projeções de possíveis cenários futuros, tais como as avaliações implementadas pelo IPCC (*Intergovernment Panel on Climate Change*), são baseadas no consumo, por exemplo, de combustíveis e níveis de produção industrial e animal, empregando-se um conceito chamado Fator de Emissão.

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

Para avaliação de emissão de GEE típicos provenientes de fontes de energia empregadas na geração elétrica, pode-se empregar uma metodologia utilizada pelo IPCC (Ipcc, 2010) que, através do Fator de Emissão de cada fonte primária, assume uma relação linear entre a intensidade de uma atividade (no caso, a produção de energia elétrica) e a emissão de gases poluentes resultante desta atividade, de tal forma que:

$$Emiss\tilde{a}o_{poluente} = Fator\ de\ Emiss\tilde{a}o_{poluente} \times Atividade \quad (3.30)$$

Para o cálculo do parâmetro ambiental do modelo multiobjetivo, será empregado o conceito de fator de emissão equivalente de CO<sub>2</sub>. O processo de obtenção destes fatores para as fontes primárias de energia de interesse neste trabalho é apresentado no Capítulo 04.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como visto anteriormente, a opção por um modelo de otimização multiobjetivo pode apresentar mais de uma solução ótima, o que acarreta em preocupações adicionais com a metodologia de solução adotada, a busca de diversidade do conjunto destas soluções e a presença de um problema de decisão para a escolha de uma solução final. Assim, a base teórica e sua respectiva análise bibliográfica, apresentadas neste capítulo, tiveram o objetivo de conceituar o que vem a ser um problema de otimização multiobjetivo e dominância de Pareto, além de aspectos relacionados, tais como os algoritmos de solução multiobjetivos para a obtenção de um conjunto de soluções eficientes, no caso o método Enxame de Partículas. Adicionalmente, foram vistos a métrica Maximin, para avaliação de dominância e grau de agrupamento, uma métrica de desempenho, para a avaliação da diversidade das soluções, e uma análise dos modelos de decisão para a escolha de uma solução final com base no conceito de funções de valor.

---

O planejamento para a inserção ótima de uma carteira de empreendimentos em GD pode se constituir em um problema complexo, ao se optar por uma modelagem multiobjetivo para considerar todos os diversos aspectos julgados de interesse dentro de um contexto decisório mais abrangente. Assim, baseado na pesquisa bibliográfica realizada nos Capítulos 2 e 3, procurou-se atingir esta abrangência no problema de otimização proposto neste trabalho, apresentado no capítulo a seguir, com a opção pelos seguintes aspectos de modelagem:

- ◆ Por se tratar de um investimento, a modelagem do problema considera alguns parâmetros econômicos da atividade considerados mais relevantes, para compor o conceito de receita líquida, que é calculada em todos os estágios de planejamento e levada a valor presente;
- ◆ Para contemplar algum aspecto ambiental ao modelo, considera-se também as emissões de CO<sub>2</sub> proveniente dos empreendimentos de GD com o emprego do conceito de fator de emissão (abordado neste capítulo) e acumulado para o estágio inicial do tempo de estudo;
- ◆ Para contemplar um aspecto técnico à modelagem, optou-se ainda por considerar as perdas de energia na rede de inserção, estas também acumuladas para o estágio inicial do período de estudo;
- ◆ As restrições adotadas consistem na análise de violação de tensões de barra e carregamento de ramos, bem como restrições de orçamento com obras de instalação. Além disso, para expressar uma preocupação da distribuidora com o impacto da GD em seu sistema de proteção, considerou-se ainda limites para a elevação da capacidade de curto-circuito e penetração da GD na rede.

Como as funções objetivo são dimensionalmente distintas, então no Capítulo 4 são também abordados os ajustes adotados nas métricas Maximin, de desempenho e na aproximação Max-Min, para se ajustarem a esta característica do modelo matemático. Por fim, é apresentado ainda o algoritmo Enxame de Partículas Multiobjetivo adotado.

---

## 4. MODELO DE OTIMIZAÇÃO

---

Este capítulo tem como objetivo apresentar a modelagem matemática do problema multiobjetivo objeto deste trabalho, o tratamento adotado para as condições limites do problema e a sistemática de cálculo dos parâmetros técnicos considerados e dos fatores de emissão equivalente tipificados, além das adequações adotadas para as métricas Maximin e de desempenho, o algoritmo de solução MOPSO empregado e as considerações para o modelo de função de valor adotado.

### 4.1 PREMISSAS DE ESTUDO

Conforme mencionado, o objeto de estudo deste trabalho supõe conhecida uma carteira de projetos de empreendimentos em Geração Distribuída de uma *holding* composta por geradora e distribuidora de energia elétrica. Com base em especificações, dados e considerações previamente definidos, o estudo proposto tem como objetivo, então, determinar, de forma otimizada, que quantidade de máquinas por empreendimento será inserida na rede da concessionária de distribuição em cada estágio (ano) de um horizonte de planejamento também definido.

A variável de decisão do problema consiste, assim, no número de máquinas de cada empreendimento a serem instaladas em cada estágio, de forma a minimizar desvantagens, maximizar benefícios e atender as restrições do problema, isto é, trata-se de um problema de programação inteira multiobjetivo. Um dos resultados deste estudo será, dessa forma, determinar um conjunto de soluções não-dominadas (fronteira de Pareto) que descreva estratégias otimizadas de entrada em operação das máquinas dos empreendimentos, para a posterior tomada de decisão.

Segundo a chamada Teoria da Firma, qualquer unidade econômica apresenta uma dicotomia de gastos monetários na produção de sua atividade econômica. Esta dicotomia é consequência da natureza dos gastos, em que uma parcela apresenta um comportamento proporcional ao nível de produção do bem econômico (matéria prima, combustível, mão de obra, taxas, impostos, etc.), denominada custos variáveis, e outra parcela apresenta uma independência da produção (aluguéis, juros, etc.), sendo por isso denominada custos fixos. Além disso, por se tratar de uma economia de mercado, a receita da empresa com a venda do produto representa o resgate de todos os investimentos necessários para exercer a atividade econômica. A receita com decréscimo dos custos envolvidos resume, desse modo, o fluxo de caixa da unidade econômica e configura-

---

se, assim, no principal objetivo da atividade, que é a obtenção de lucro. Desse modo, conforme abordado na análise bibliográfica, o aspecto dos custos fixos e variáveis (este último neste trabalho denominado custos de operação e manutenção - O&M), bem como da receita obtida, necessitam ser otimizados para expressar a essencial vertente econômica do estudo, razão pelos quais estes aspectos serão utilizados para definir uma função objetivo, determinada pela receita líquida obtida por estágio e trazida a valor presente. A título de simplificação, os valores típicos de custos, bem como de preço de venda, serão neste trabalho considerados constantes ao longo do tempo de planejamento.

Além disso, toda empresa inserida em um mercado em competição normalmente apresenta escassez de recursos como, por exemplo, restrições anuais financeiras para gastos com obras civis. Desse modo, o aspecto destas limitações orçamentárias por estágio para execução dos empreendimentos de geração ao longo do tempo de planejamento, foi considerado na modelagem como uma restrição do problema.

Adicionalmente, qualquer fonte primária de energia é conhecida por apresenta particularidades em relação à possibilidade de despacho. Por exemplo, plantas solares apresentam indisponibilidades no período noturno, os geradores a óleo diesel são normalmente mais competitivos no patamar de maior preço da energia (horário de ponta), as fontes hídras possuem períodos de baixa (seco) e alta (úmido) afluência, e as usinas a biomassa apresentam restrições em meses com baixa ou ausência de produção agrícola. Logo, com o objetivo de se obter uma melhor descrição das particularidades de produção de cada empreendimento, optou-se neste trabalho, como mencionado, em especificar dois regimes de operação para contemplar estas particularidades da fonte primária:

- ◆ Regime de operação diária: determina em quais níveis de carga (leve, média e pesada) cada empreendimento poderá ser despachado para fornecer energia à rede. Esta especificação, modelada por um fator unitário de operação diária, tem por objetivo modelar eventuais acertos contratuais do empreendimento no fornecimento de energia, devido a custos de produção ou mesmo disponibilidade da fonte primária. Logo, o preço de venda de energia de cada empreendimento poderá ser especificado distintamente para cada nível de carga, como ocorre no mercado, onde o preço da energia no patamar de pico (carga pesada) é normalmente mais elevado;
  - ◆ Regime de operação mensal: determina que sub-estágio (mês) de cada estágio de planejamento o empreendimento deverá despachar com a rede elétrica em estudo. Esta especificação, modelada por um
-

fator unitário de operação mensal, objetiva modelar a sazonalidade com relação a uma indisponibilidade característica apresentada pela fonte primária utilizada, tais como regime de chuvas ou períodos de diminuição da produção industrial do empreendimento.

Como também mencionado, o estudo de planejamento é objeto de interesse da geradora pertencente à *holding* e detentora da carteira de projetos, cujo potencial comprador da energia produzida será considerada a própria distribuidora pertencente à *holding*. Assim, um aspecto importante neste estudo refere-se aos contratos de venda/compra de energia que deverão ser firmados entre estas empresas, cujos montantes serão aqui definidos com base nas seguintes considerações:

- ◆ A produção comercializada pela geradora será referente à capacidade total de produção (*full*) de cada empreendimento, ponderada por um fator de capacidade empregado para modelar alguma imprevisibilidade característica da fonte primária, ou seja, o montante a ser contratado refere-se à uma produção média conseguida por cada empreendimento e não à sua capacidade de placa;
- ◆ O montante comercializado por cada empreendimento independerá de qualquer sazonalidade mensal da sua fonte primária, ou seja, ela não será aqui considerada no contrato de compra/venda. Logo, nos sub-estágios em que não houver produção de energia devido a esta sazonalidade, a geradora deverá adquirir o montante contratado no mercado para honrar os contratos com a distribuidora, o que implica em um custo adicional de aquisição no mercado *spot* por estágio e que, por isso, deverá também ser considerado na modelagem da já mencionada função objetivo de receita líquida a valor presente.

A implementação da Geração Distribuída com fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar, biomassa, etc.) possibilita o uso mais eficiente da energia no que se refere à redução na emissão de poluentes. Desse modo, a avaliação de um aspecto ambiental contempla o benefício advindo da inserção dos empreendimentos da carteira de projetos com relação, por exemplo, emissão de gases causadores do Efeito Estufa, através do conceito de emissão equivalente de CO<sub>2</sub>, sendo este um tema bastante atual devido à conscientização da sociedade sobre o problema. Assim, neste trabalho, uma estimativa de emissão de Gases do Efeito Estufa será outro aspecto modelado como função objetivo, de modo a expressar a preocupação ambiental para o problema de planejamento.

Um aspecto técnico relacionado à rede elétrica na qual são inseridos os empreendimentos, de grande interesse apontado na análise bibliográfica, refere-se às perdas elétricas (técnicas e comerciais) que, por

situar-se além do ponto de conexão do gerador com a rede, normalmente não é objeto de preocupação da geradora detentora da carteira. Contudo, por considerar-se uma *holding*, então o aspecto das perdas (neste trabalho, considerou-se apenas as técnicas) pode ser incorporado à modelagem do problema de planejamento como um benefício à distribuidora da *holding* detentora da concessão de rede, auferido com a inserção dos geradores distribuídos em seu sistema de distribuição. Como a perda em potência é uma grandeza instantânea e a duração e composição de geração e demanda em cada nível de carga são distintos, então neste trabalho será empregado o conceito de energia de perdas para incorporar o fator tempo. Além disso, a consideração dos montantes de perda totais (ativa e reativa), isto é, perda aparente, pode se constituir em um parâmetro mais completo para mensurar o impacto dos geradores distribuídos na rede. Assim, o aspecto das perdas técnicas totais será considerado na modelagem como uma função objetivo referente ao somatório da energia de perdas aparente de todos os estágios do período de planejamento.

Para contemplar outros aspectos de interesse da distribuidora na modelagem, então neste trabalho serão considerados ainda alguns fatores técnicos adicionais, a seguir discutidos:

- ◆ A penetração da GD em uma rede elétrica é definida como um índice que quantifica a porcentagem da carga total da rede que está sendo atendida pelos empreendimentos de GD em operação. Como as distribuidoras normalmente impõem limites para esta penetração, de modo a restringir a influência dos geradores distribuídos em sua rede de concessão, o aspecto da penetração foi incorporado como uma restrição à inserção de máquinas dos empreendimentos da carteira;
  - ◆ A capacidade de curto-circuito (*Short-Circuit Capacity – SCC*) é um parâmetro que quantifica a possibilidade de uma barra de rede em manter sua tensão quando da ocorrência de uma falta simétrica em outra barra da rede, sendo ainda uma medida da severidade da falta na própria barra. Como a inserção de unidades de geração em uma rede elétrica ocasiona naturalmente a elevação dos níveis de curto-circuito da rede, então o impacto destes geradores no sistema de proteção da rede é de grande interesse da concessionária. Desse modo, o aspecto da elevação da *SCC* das barras da rede elétrica em estudo foi incorporado como uma restrição do problema;
  - ◆ Conforme especificado no Anexo I do Módulo 8 do PRODIST e na Tabela 3 em anexo à Resolução 505 da Aneel (Aneel, 2001), a faixa de tensão de atendimento classificada como adequada para níveis de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, como é o caso das
-

redes de distribuição elétrica, é fixado entre 0,93 e 1,05 *pu*. Como esta norma regulatória é de grande interesse da concessionária de distribuição, por ser um fator de penalização da mesma pelo órgão regulador, então o aspecto dos limites de tensão de barra em sua rede em estudo foi incorporado à modelagem como restrição do problema;

- ◆ Conforme visto na análise bibliográfica, a inserção da GD em uma rede promove a diminuição do carregamento de ramos, podendo, porém, acarretar em violações de limites de corrente elétrica nos ramos vizinhos à barra de inserção destes geradores. Logo, a verificação destes limites insere uma importante influência nas estratégias de inserção, de modo a induzir as soluções potenciais do problema a evitar uma necessidade futura com recondutoramentos de ramos. Desse modo, o aspecto do carregamento de ramos foi incorporado à modelagem como uma restrição do problema.

Como o algoritmo do MOPSO efetua uma varredura do espaço na busca de soluções, a correção de posição das partículas pode eventualmente atingir valores negativos. Por ser quantidade de máquinas, então a variável de decisão do problema constitui-se no tipo inteira positiva e, desse modo, valores negativos representam soluções infactíveis. Logo, o aspecto do limite mínimo de máquinas deve ser incorporado à modelagem como uma restrição do problema. Além disso, como a disponibilidade da fonte primária de energia é, como mencionado, um fator determinante para especificar a quantidade máxima de máquinas por empreendimento exequível de ser instalada, então o limite máximo de máquinas deve se também se constituir em uma restrição do problema.

O fator de capacidade, ou fator de carga, de um gerador é usualmente definido como a razão entre a produção efetiva em um período de tempo e a produção à capacidade máxima no mesmo período. Devido a indisponibilidades causadas por paradas para manutenção ou consertos, nenhum gerador consegue atingir um fator de capacidade unitário (por exemplo, as térmicas alcançam fatores de capacidade entre 85 e 90%). Além disso, alguns tipos de aproveitamentos apresentam ainda problemas com indisponibilidades da fonte primária devido à imprevisibilidade (tais como eólicas e fotovoltaicas) e sazonalidade (tal como as hidroelétricas). Aproveitamentos eólicos, por exemplo, alcançam fatores de capacidade entre 20 e 40%, dependendo do local de instalação (Freris e Infield, 2008). Assim, na modelagem do problema serão adotados fatores de capacidade típicos referentes a cada tipo de empreendimento, porém, com a finalidade de melhor caracterizar a fonte primária, considera-se que nestes fatores não estão incluídos as sazonalidades anuais e

restrições de produção diárias, que serão descritas pelos já mencionados fatores binários de operação diária e mensal.

Como normalmente adotado em problemas de planejamento, neste trabalho será considerado um cenário fixo de expansão de carga por sub-estágio(mês) ao longo do período de planejamento. Assim, este aspecto será representado por uma taxa mensal de expansão que, aliado a um fator percentual de nível de carga, permite obter a demanda por nível de carga para cada sub-estágio de um estágio em estudo, corrigida a partir de valores adotados no início do tempo de planejamento (estágio 0).

Similar ao que ocorre nos mercados de energia elétrica, onde um preço de energia por nível de carga é determinado, neste trabalho será considerado também um preço *spot* médio diferenciado por nível de carga. Adicionalmente, tal como adotado em problemas de planejamento visto na bibliografia, será considerado também um cenário fixo de elevação do preço *spot* por estágio, modelado por uma taxa anual de expansão. Desse modo, com base em valores tipificados adotados no início do tempo de planejamento (estágio 0), então o preço de mercado por nível de carga e por estágio em estudo será reajustado com o emprego da taxa anual de expansão do preço *spot*.

Com relação ao período de construção das unidades de Geração Distribuída, neste trabalho será considerado um tempo fixo de 01 ano para todos os empreendimentos, independentemente da quantidade de máquinas a ser instalada, da fonte primária ou da tecnologia de geração adotada. Esta consideração é respaldada pelo relativo reduzido tempo de construção característico da GD, reportado na análise bibliográfica.

Por fim, devido às incertezas do mercado de energia elétrica e de previsões de expansão de carga das redes de distribuição, neste trabalho será considerado um horizonte de planejamento composto de 3 a 5 anos (estágios), como forma de amenizar as imprecisões advindas da tomada de decisão acerca de uma estratégia de inserção, sendo esta consideração também alicerçada no reduzido tempo de construção de empreendimentos da Geração Distribuída. O estágio 0 refere-se, desse modo, à posição no tempo em que este estudo é realizado (tempo presente).

## 4.2 DEFINIÇÕES PRELIMINARES

Para o desenvolvimento do equacionamento do problema de otimização multiobjetivo, preliminarmente são apresentadas algumas definições como forma de propiciar um entendimento mais claro dos diversos aspectos e terminologias afetos à modelagem adotada. Assim, a le-

genda apresentada a seguir será empregada para exemplificar as diversas nomenclaturas utilizadas para especificar as variáveis de cálculo:

*valor*<sup>identificação,  $p, (k)$</sup>   
 <sub>$e, s, se, nc, vp, o$</sub>

em que os diversos rótulos usados na descrição do termo *valor* são apresentados na Tabela 4.1, bem como os diversos sub-índices para a melhor descrição destes rótulos apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.1 Rótulos para a descrição *valor* da legenda adotada.

<i>valor</i>	<b>Rótulo</b>
$q$	Quantidade de máquinas (variável de decisão)
$P, Q, S$	Potências ativa, reativa e aparente
$FP$	Fator de potência adotado para a operação de cada empreendimento
$FC$	Fator de capacidade típico de cada empreendimento
<i>Custo</i>	Custo total
<i>Receita</i>	Receita total
<i>Emissão</i>	Total de emissões equivalente de CO <sub>2</sub>
<i>Energia</i>	Total de energia aparente de perdas
<i>preço</i>	Preços de venda da energia
$fom$	Fator binário de operação mensal de cada empreendimento
$fod$	Fator binário de operação diária de cada empreendimento
$fem$	Fator de equivalência horas por mês de cada nível de carga
$fnc$	Fator percentual de nível de carga
$IPen$	Índice de penetração dos geradores distribuídos na rede
$OF$	Orçamento para instalação dos empreendimentos por estágio
$FET$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> equivalente total
$QM$	Matriz do enxame de soluções potenciais (variável de decisão)
$QMp, QMg$	Matriz das componentes cognitiva ( $pBest$ ) e social ( $gBest$ ) do MOPSO
$I$	Índices técnicos diversos ou correntes de ramo
$fs$	Fator de número de horas anuais sem produção de energia
$nsp$	Fator de número de meses sem produção

Tabela 4.2: Descrição dos sub-índices para a legenda adotada

Sub-índice	Rótulo
$e$	Empreendimento ( $e = 1, 2, \dots, n_e$ )
$s$	Estágio (ano) do tempo de planejamento ( $s = 1, 2, \dots, n_s$ )
$se$	Subestágio (mês) do estágio em estudo ( $se = 1, 2, \dots, 12$ )
$nc$	Nível (patamar ou intervalo) de carga diário: 1-leve, 2-média, 3-pesada
$vp, o$	Quantidade trazida a tempo presente (estágio 0)
identificação	instal (instalação), O&M (operação e manutenção), fixo, <i>spot</i> , venda, perdas, total, estudo, base, max (máximo), nom (nominal), liq (líquido)
$p$	Partícula do enxame de soluções potenciais: $p = 1, 2, \dots, n_p$
$k$	$k$ -ésima iteração do processo de solução: $k = 1, 2, \dots, k^{\max}$

Inicialmente, algumas das especificações relacionadas à carteira de empreendimentos da carteira de projetos, supostas conhecidas no início do estudo de planejamento (estágio 0), são definidas a seguir:

- ◆ Número de projetos da carteira:  $n_e$  (adm);
- ◆ Barra de conexão com a rede elétrica;
- ◆ Quantidade máxima de unidades geradoras:  $q_e^{\max}$  (adm);
- ◆ Capacidade unitária das máquinas:  $S_e^{\text{nom}}$  (kVA);
- ◆ Custos típicos: instalação:  $\text{custo}_e^{\text{instal}}$  (R\$/kVA\_inst); operação e manutenção:  $\text{custo}_e^{\text{O\&M}}$  (R\$/kWh) e fixo:  $\text{custo}_e^{\text{fixo}}$  (R\$/kVA\_inst ano);
- ◆ Fator de potência de operação de cada empreendimento:  $FP_e$  (pu);
- ◆ Fator de capacidade típico do tipo de empreendimento ou da fonte primária:  $FC_e$  (pu);
- ◆ Dados de máquinas: impedâncias transitória do gerador,  $x_e^{\text{GD}}$  ( $\Omega$ ), e de dispersão do transformador de conexão com a rede,  $x_e^{\text{TR}}$  ( $\Omega$ );
- ◆ Fator de Emissão de CO<sub>2</sub> equivalente total típico do empreendimento:  $FET_e$  (tCO<sub>2</sub><sup>equiv</sup>/kWh);
- ◆ Taxa de retorno anual adotada pela empresa geradora:  $tra$  (pu).

Como visto, para propiciar uma melhor modelagem da sazonalidade dos empreendimentos, o tempo de planejamento é, então, discretizado em estágios (anos) e estes em períodos menores: sub-estágios (meses) e patamares ou níveis de carga (dias), tal como esquematizado na

Figura 4.1. Desse modo, uma carteira com  $n_e$  projetos, em conjunto com estas subdivisões (sub-estágios e níveis de carga), fornecerão grades distintas para os regimes de operação mensal (Figura 4.1), que podem, então, ser modeladas como matrizes de fatores binários de operação mensal ( $fom$ ) e diária ( $fod$ ), tal como exemplificado na Figura 4.1. Desse modo, esta subdivisão do perfil de demanda diária em patamares permite a consideração de preços de venda de energia dos empreendimentos e compra no mercado *spot* diferenciado por nível de carga.

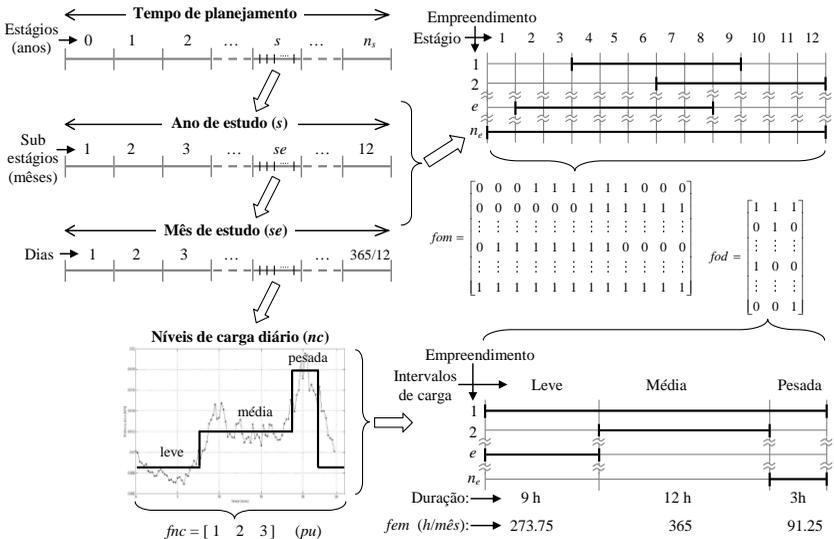


Figura 4.1: Sistemática das subdivisões do tempo de planejamento e dos fatores de operação diária (níveis de carga) e mensal.

Assim, as demais especificações para caracterizar a produção de energia de cada empreendimento da carteira, também supostos conhecidos no início do estudo de planejamento, são, a saber:

- ◆ Fator binário de operação diária por nível de carga,  $fod_{e,nc}$  (*adm*), para modelar restrições de produção em cada nível de carga;
- ◆ Fator binário de operação mensal por sub-estágio,  $fom_{e,se}$  (*adm*), para modelar a sazonalidade da fonte primária ao longo do ano;
- ◆ Fator de capacidade,  $FC$  (*adm*), empregado para modelar a variabilidade da fonte primária de energia;
- ◆ Preços típicos de venda da energia produzida por nível de carga:  $preço_{e,nc}^{venda}$  ( $R\$/kWh$ ).

Além disso, com base na Figura 4.1, supõe-se conhecidos alguns dados adicionais não afetos aos empreendimentos:

- ◆ Número de estágios do horizonte de planejamento:  $n_s$  (*adm*);
- ◆ Identificação de sub-estágios de cada estágio:  $se = 1, 2, \dots, 12$  meses;
- ◆ Fatores percentuais para caracterização de demanda por nível de carga:  $fn_{nc}$  (*pu*), onde  $nc = 1$  (leve),  $nc = 2$  (média) e  $nc = 3$  (pesada);
- ◆ Fator de equivalência mensal (*fem*): considerando as durações dos níveis de carga em:  $9 h$  (leve),  $12 h$  (média) e  $3 h$  (pesada), e meses com  $365/12$  dias em média, resulta:  $fem = [274 \ 365 \ 91]$  (*h/mês*).

Adicionalmente, pode-se observar na Figura 4.1 que o estágio inicial, em cujo 1º sub-estágio determina o mês de estudo do planejamento, não necessariamente deverá ser um mês de Janeiro, pois a matriz de fatores binários de operação mensal pode ser ajustada para qualquer sub-estágio de início de planejamento, conforme ilustrado na Figura 4.2.

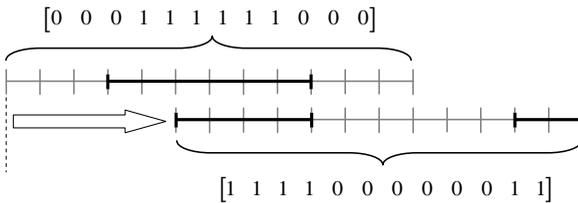


Figura 4.2: Ajuste na matriz de fatores binários de operação mensal.

Por fim, a seguir são apresentadas outros dados do problema, a serem empregadas no desenvolvimento do equacionamento matemático:

- ◆ Preço médio da energia do mercado *spot* por nível de carga no início do estudo de planejamento:  $preço_{o,nc}^{spot}$  ( $R\$/kWh$ );
- ◆ Taxa de elevação do preço médio da energia do mercado:  $tep$  (*pu*);
- ◆ Índice de penetração máximo adotado para a GD por estágio de planejamento:  $IPen_s^{max}$  (*pu*);
- ◆ Taxa mensal de expansão da carga:  $tec$  (*pu*);
- ◆ Orçamento por estágio reservado pela empresa para obras de instalação dos geradores da carteira de projetos  $OF_s$ : ( $R\$/ano$ );
- ◆ Vetor dos limites de capacidade de corrente elétrica dos condutores da rede em estudo:  $I^{max}$  (*A*);
- ◆ Quantidade de máquinas do empreendimento  $e$  da partícula  $p$  a entrar em operação no estágio  $s$  (variável de decisão):  $q_{e,s}^p$  (*adm*).

### 4.3 DESENVOLVIMENTO DO MODELO MULTIOBJETIVO

O problema de planejamento multiobjetivo modelado neste trabalho, como discutido anteriormente, objetiva determinar um conjunto eficiente de soluções que, ao longo de um horizonte de planejamento especificado, contempla cronogramas ótimos de entrada em operação de unidades de Geração Distribuída provenientes de uma carteira de projetos, cujos parâmetros de estudo utilizados para compor os critérios de decisão do problema (funções objetivo), foram assim definidos:

1.  $Custo_{vp}^{O\&M, total}$ : custo total de operação e manutenção (O&M) dos empreendimentos em operação, trazido a valor presente (R\$);
2.  $Custo_{vp}^{fixo, total}$ : custo fixo total dos empreendimentos em operação, trazido a valor presente (R\$);
3.  $Custo_{vp}^{spot, total}$ : custo total de compra de energia no mercado *spot*, trazido a valor presente (R\$);
4.  $Receita_{vp}^{venda, total}$ : receita total da venda de energia para a concessionária detentora da concessão de rede, advindas de todo os empreendimentos em operação e trazido a valor presente (R\$);
5.  $Emiss\tilde{o}_o^{total}$ : total de emissão equivalente de CO<sub>2</sub> acumulada para o estágio inicial ( $tCO_2^{equiv}$ );
6.  $Energia_o^{perdas, total}$ : total de energia de perdas aparente acumulada para o estágio inicial (VAh).

Pode-se observar, então, que os parâmetros 1 a 5 do problema são de interesse da geradora da holding, visto estarem diretamente relacionados aos empreendimentos da carteira. O parâmetro 6, por outro lado, representa um interesse da distribuidora, inserido no problema como forma de contemplar um benefício da inserção dos geradores distribuídos em sua rede de concessão.

Assim, com base na natureza temporal e dimensional dos parâmetros acima definidos, serão então consideradas três funções objetivo para o problema de planejamento, a seguir comentadas:

1. **Função objetivo 1 ( $FO_1$ ):** a receita advinda com a comercialização da energia pelos empreendimentos necessita arcar com os custos de sua produção. Logo, a maximização da receita total com a venda da energia, subtraída dos custos totais associados e trazida a valor presente, se constitui na função objetivo de receita líquida para contemplar o interesse econômico da geradora, desse modo assim definida:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar: } FO_1 = & \text{Receita}_{vp}^{\text{venda, total}} - \text{Custo}_{vp}^{\text{O\&M, total}} - \\ & - \text{Custo}_{vp}^{\text{fixo, total}} - \text{Custo}_{vp}^{\text{spot, total}} \quad (\text{R\$}) \end{aligned} \quad (4.1)$$

- 2. Função objetivo 2 ( $FO_2$ ):** o estudo da emissão de  $\text{CO}_2$  equivalente de Gases do Efeito Estufa (GEE) provenientes dos empreendimentos, pode ser empregada como uma função objetivo para contemplar a preocupação ambiental da geradora, desse modo assim definida:

$$\text{Minimizar: } FO_2 = \text{Emissão}_o^{\text{total}} \quad (t\text{CO}_2^{\text{equiv}}) \quad (4.2)$$

- 3. Função objetivo 3 ( $FO_3$ ):** para a distribuidora da *holding*, as perdas elétricas de rede constituem-se em um problema de diminuição de receita advinda com energia não comercializada. Logo, a energia de perdas aparente total pode ser empregada como uma função objetivo para contemplar um interesse econômico de cunho técnico da distribuidora, desse modo assim definida:

$$\text{Minimizar: } FO_3 = \text{Energia}_o^{\text{perdas, total}} \quad (\text{kVAh}) \quad (4.3)$$

Desse modo, a disposição temporal para o cálculo dos vários parâmetros que compõem as funções objetivo do problema pode ser esquematizada tal como mostrado na Figura 4.3.

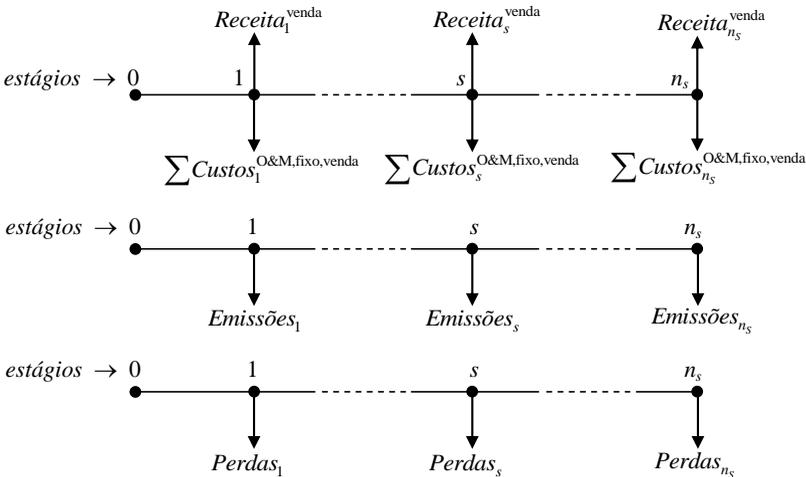


Figura 4.3: Dinâmica dos parâmetros de estudo do modelo multiobjetivo.

Assim, de acordo com diversos estudos de planejamento da inserção da GD apresentados na análise bibliográfica, as funções objetivo assim definidas contemplam, então, três aspectos distintos comumente modelados: econômico, ambiental e técnico. Como as funções objetivo

são utilizadas para determinar a relação de dominância entre as soluções potenciais (partículas), as mesmas constituem-se, assim, em uma métrica de desempenho (fitness de dominância), utilizada pelo algoritmo de solução do MOPSO para avaliar a qualidade das partículas.

Além disso, a modelagem do problema de otimização multiobjetivo abordada neste trabalho, determina que as soluções potenciais devem atender também as os limites julgados necessárias, que definem o espaço de solução do problema. Estas restrições constituem-se, então, em uma 2º critério de desempenho (fitness de factibilidade) para o MOPSO avaliar a qualidade das partículas. Desse modo, conforme discutido anteriormente, as restrições do modelo multiobjetivo, cujas estratégias de tratamento adotadas são mais detidamente discutidas nos itens (4.4 e (4.5 , foram assim definidas:

1. A variável de decisão do problema é inteira positiva, o que representa uma restrição de sinal para a quantidade de máquinas de um empreendimento  $e$  ( $q_{e,s}^p$ ) que deve ser avaliada em cada estágio de estudo  $s$ , definindo então a restrição:  $q_{e,s}^p \geq 0$  ;
2. O montante de energia primária disponível define o total factível de geradores para cada empreendimento  $e$  ( $q_e^{\max}$ ), o que implica em um limite superior para a quantidade total de máquinas de cada empreendimento por estágio  $s$ , definindo então a restrição:  $q_e^{\text{total}} \leq q_e^{\max}$  ;
3. A geradora tem limitação orçamentária anual ( $OF_{s-1}$ ) para a implantação dos empreendimentos, o que define uma restrição de custo de instalação por estágio ( $Custo_s^{\text{instal}}$ ) que necessita ser avaliada, definindo então a restrição:  $Custo_s^{\text{instal}} \leq OF_{s-1}$ , onde a disposição temporal do cálculo destes custos está esquematizada na Figura 4.4;

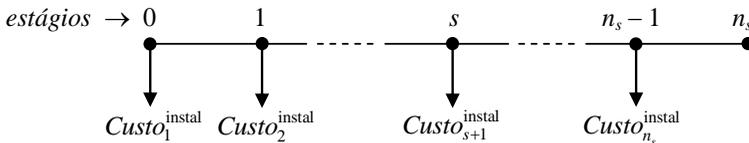


Figura 4.4: Dinâmica dos custos de instalação do modelo multiobjetivo

4. Para restringir a influência da GD na rede elétrica, a concessionária pode impor uma limitação técnica em relação à porcentagem da car-

ga atendida pela GD, definida pelo índice de penetração dos empreendimentos por nível de carga, sub-estágio e estágio ( $IPen_{s,se,nc}$ ), e que deve ser limitado a valor máximo especificado ( $IPen_s^{\max}$ ), definindo então a restrição:  $IPen_{s,se,nc} \leq IPen_s^{\max}$ ;

5. A elevação da capacidade de curto-circuito ( $SCC$ ) das barras com a inserção dos empreendimentos pode resultar em problemas com a proteção da rede para a distribuidora. Para avaliar este aumento da  $SCC$ , optou-se neste trabalho, então, por definir dois casos para comparação, sendo a relação entre os mesmos representada por um índice de  $SCC$  máximo ( $I^{SCC}$ ), que deverá ser limitada a um valor máximo especificado ( $I^{SCC,max}$ ). Assim, uma limitação técnica à elevação da  $SCC$  define a seguinte restrição:  $I^{SCC} \leq I^{SCC,max}$ ;
6. Como mencionado, a faixa de tensão classificada como adequada para uma rede de distribuição reside entre 0,93 e 1,05 pu. Além disso, conforme análise bibliográfica, os geradores distribuídos normalmente não apresentam condições técnicas para fornecer reativos suficientes de modo a exercer um maior controle de tensão. Contudo, circuitos de distribuição se caracterizam por apresentar baixa relação X/R em relação às redes de transmissão e este fato acarreta em uma maior influência da potência ativa sobre os níveis de tensão nestas redes. Desse modo, mesmo um gerador distribuído operando a fator de potência unitário ocasionará uma elevação no perfil de tensão na região onde o mesmo se encontra. Assim, pode-se observar que a principal preocupação com o impacto da GD em redes de distribuição refere-se ao limite legal superior. Logo, neste trabalho optou-se pelo estudo do impacto dos empreendimentos na rede elétrica de inserção, restrito a violações do limite superior. Adotando-se, então, um índice que contempla a máxima tensão de barra em pu observada na rede ( $I^V$ ), proveniente do cálculo de um Fluxo de Carga, define-se então a limitação técnica:  $I^V \leq 1,05 pu$ ;
7. Como a GD pode ocasionar violações de capacidade de condução de corrente dos condutores vizinhos à barra de inserção, então, por meio da relação entre a corrente máxima especificada para cada ramo e a verificada por cálculo, pode-se obter um índice de máximo carregamento ( $I^{carreg.}$ ), o que define então a limitação técnica:  $I^{carreg.} \leq 1,0$ .

Adicionalmente, o 3º critério de desempenho empregada pelo MOPSO implementado refere-se, como mencionado, à avaliação do grau de agrupamento das partículas não-dominadas. Esta métrica é empregada como critério de seleção para a remoção de pontos de fronteira

presentes em regiões com maior densidade de soluções, de modo a privilegiar o povoamento de regiões com menor grau de aglomeração, com o objetivo de obter uma maior uniformidade para a fronteira obtida.

Finalmente, a definição matemática do problema multiobjetivo abordado neste trabalho pode ser definido como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar} \quad FO = [-FO_1 \quad FO_2 \quad FO_3] \\ & \text{sujeito a:} \quad \left\{ \begin{array}{l} q_{e,s} \geq 0 \\ q_e^{\text{total}} \leq q_e^{\text{max}} \\ IPen_{s,se,nc} \leq IPen_s^{\text{max}} \\ Custo_s^{\text{instal}} \leq OF_{s-1} \\ I^{\text{SCC}} \leq I^{\text{SCC}, \text{max}} \\ I^{\text{V}} \leq 1,05 \text{ pu} \\ I^{\text{carreg.}} \leq 1,0 \text{ pu} \end{array} \right. \quad (4.4) \end{aligned}$$

Conforme mencionado, o problema consiste em especificar a quantidade de máquinas de cada empreendimento a entrar em operação ao longo do período de planejamento, sendo a variável de decisão do tipo combinatorial. Além disso, devido ao acoplamento entre os estágios, um cronograma de inserção não poderá ser determinado sucessivamente por estágio, mas através de uma busca considerando simultaneamente todo o tempo de planejamento. Logo, a variável de decisão (partícula) se constitui no número de unidades geradoras por empreendimento e por estágio simultaneamente. Assim, definindo-se  $QM^p$  como o vetor solução representativo de cada partícula  $p = 1, \dots, n_p$  do enxame, então a equação (4.5) apresenta a expressão matemática das soluções potenciais para a  $k$ -ésima iteração ( $k = 1, \dots, k^{\text{max}}$ ) do processo de solução:

$$\begin{aligned} QM^{p,(k)} = & \left[ q_{1,1}^{p,(k)} \dots q_{e,1}^{p,(k)} \dots q_{n_e,1}^{p,(k)} \mid \dots \mid q_{1,s}^{p,(k)} \dots q_{e,s}^{p,(k)} \dots q_{n_e,s}^{p,(k)} \mid \right. \\ & \left. \dots \mid q_{1,n_s}^{p,(k)} \dots q_{e,n_s}^{p,(k)} \dots q_{n_e,n_s}^{p,(k)} \right] \quad (4.5) \end{aligned}$$

Pode-se observar, então, que a dimensão da variável de decisão consiste no produto do número de projetos da carteira pelo número de estágios de planejamento adotado, ou seja:

$$\text{dimensão}_{\text{partícula}} = n_e \times n_s \quad (4.6)$$

Assim, em relação ao algoritmo Enxame de Partículas Multiobjetivo (MOPSO) adotado, a correção de velocidade das partículas é então apresentada na equação (4.7), onde os elementos  $QM^p$  e  $QMg^p$  são as

componentes cognitiva ( $pBest$ ) e social ( $gBest$ ), e a correção de posição das partículas mostrada na equação (4.8).

$$V^{p,(k+1)} = \omega V^{p,(k)} + c_1 rnd^{(k)} (QMp^p - QM^{p,(k)}) + c_2 Rnd^{(k)} (QMg^p - QM^{p,(k)}) \quad (4.7)$$

$$QM^{p,(k+1)} = QM^{p,(k)} + round(V^{p,(k+1)}) \quad (4.8)$$

onde  $round$  é o operador matemático de arredondamento de resultado.

Por fim, pode-se observar que um aumento na variável de decisão (quantidade de máquinas por empreendimento), resultará em acréscimo nos parâmetros de custos, receitas e emissões, e em decréscimo nas perdas elétricas, tal como mostrado na equação (4.9). Logo, pode-se inferir que a função objetivo  $FO_2$  (minimização da emissão equivalente) é conflitante com  $FO_1$  (maximização da receita líquida) e  $FO_3$  (minimização da energia de perdas). Portanto, uma negociação entre  $FO_2$  e as demais é necessária e um conjunto de soluções não-dominadas é possível.

$$q \uparrow \Rightarrow Custo^{O\&M} \uparrow, Custo^{fixo} \uparrow, Custo^{spot} \uparrow, Receita^{venda} \uparrow, Emissão^{total} \uparrow, Energia^{perdas} \downarrow \quad (4.9)$$

### 4.3.1 Equacionamento das Funções Objetivo

Para uma determinada partícula  $p$  do enxame, o equacionamento dos diversos parâmetros econômicos, técnicos e ambientais do problema são, então, desenvolvidos a seguir.

- 1. Custo total de operação e manutenção (O&M):** o cálculo deste custo refere-se ao total anual de energia dos empreendimentos até um estágio de estudo, ou seja, é função da somatória da produção de energia da capacidade instalada dos empreendimento até o estágio  $s$  ( $P_{e,s}^p$ ), este dependente da quantidade total de máquinas dos empreendimentos até este estágio ( $q_{e,s}^{total,p}$ ). Assim, o custo de O&M é função apenas da energia gerada pelos empreendimentos e, sendo o mesmo valorado a um montante fixo ao longo do tempo de planejamento ( $custo_e^{O\&M}$ ), pode-se empregar um fator de sazonalidade ou de número de horas anuais de produção de cada empreendimento ( $fs$ ), que já contempla os fatores de operação diária dos níveis de carga e os de operação mensal dos sub-estágios. Este custo refere-se, desse

modo, à somatória dos resultados por estágio trazido a valor presente (estágio 0), que representa, então, o custo de O&M total.

- Cálculo da quantidade total de máquinas do empreendimento  $e$  da partícula  $p$  que entraram em operação até o estágio de estudo  $s$ ;

$$q_{e,s}^{\text{total},p} = \sum_{i=1}^s q_{e,i}^p \quad (\text{adm}) \quad (4.10)$$

- Cálculo da potência ativa média do empreendimento  $e$  da partícula  $p$  no estágio de estudo  $s$ , independentemente dos regimes de operação mensal e diário:

$$P_{e,s}^p = q_{e,s}^{\text{total},p} S_e^{\text{nom}} FC_e FP_e \quad (\text{kW}) \quad (4.11)$$

- Cálculo do fator de número de horas anuais de produção para cada empreendimento  $e$ :

$$fs_e = \sum_{se=1}^{12} (fom_{e,se}) \sum_{nc=1}^3 (fod_{e,nc} fem_{nc}) \quad (\text{h / ano}) \quad (4.12)$$

- Cálculo dos custos de operação e manutenção para um estágio de estudo  $s$ , com base na somatória da energia ativa média gerada pelos empreendimentos da carteira:

$$Custo_s^{\text{O\&M},p} = \sum_{e=1}^{n_e} (P_{e,s}^p fs_e custo_e^{\text{O\&M}}) \quad (\text{R\$ / ano}) \quad (4.13)$$

- Cálculo do custo total de O&M a valor presente:

$$Custo_{\text{vp}}^{\text{O\&M},\text{total},p} = \sum_{s=1}^{n_s} \frac{Custo_s^{\text{O\&M},p}}{(1 + tra)^s} \quad (\text{R\$}) \quad (4.14)$$

**2. Custo fixo total:** devido à unidade de medida no qual normalmente são valorados os custos fixos de geração elétrica ( $\text{R\$}/\text{kVA\_ano}$ ), este cálculo também é, portanto, função da quantidade total de máquinas dos empreendimentos até o estágio em estudo  $s$  ( $q_{e,s}^{\text{total},p}$ ), porém este independe da quantidade de energia por eles produzida. Como este custo é valorado a um montante fixo ao longo do tempo de planejamento ( $custo_e^{\text{fixo}}$ ), então a somatória dos valores por estágio trazidos a valor presente representa, assim, o custo fixo total.

- Cálculo da somatória dos custos fixos com base na potência instalada dos empreendimentos considerando um estágio de estudo  $s$ :

$$Custo_s^{\text{fixo},p} = \sum_{e=1}^{n_e} (q_{e,s}^{\text{total},p} S_e^{\text{nom}} custo_e^{\text{fixo}}) \quad (\text{R\$ / ano}) \quad (4.15)$$

- Cálculo do custo fixo total dos projetos trazidos a valor presente:

$$Custo_{vp}^{\text{fixo, total}, p} = \sum_{s=1}^{n_s} \frac{Custo_s^{\text{fixo}, p}}{(1 + tra)^s} \quad (R\$) \quad (4.16)$$

- 3. Custo total da energia não suprida para honrar contratos:** este cálculo (custo *spot*) refere-se à energia média não fornecida por cada empreendimento *e* em cada estágio de estudo *s*. Este custo pode ser determinado empregando de um fator de meses sem operação (*m<sub>sp<sub>e</sub></sub>*), sendo valorado ao preço do mercado *spot* esperado para o estágio *s* em estudo, obtido pela taxa de expansão de preço *spot* (*tep*) e diferenciado por nível de carga (*preço<sub>s,nc</sub><sup>spot</sup>*). Logo, o custo *spot* por estágio é função da somatória da energia não suprida em cada nível por cada empreendimento, e a somatória dos montantes por estágio a valor presente representa, então, o custo *spot* total.

- Cálculo do número de meses sem produção por empreendimento:

$$msp_e = 12 - \sum_{se=1}^{12} fom_{e,se} \quad (\text{meses / ano}) \quad (4.17)$$

- Correção do preço médio da energia no mercado *spot* por nível de carga *nc* e por estágio de estudo *s*:

$$preço_{s,nc}^{\text{spot}} = preço_{o,nc}^{\text{sopt}} (1 + tep)^s \quad (R\$ / kWh) \quad (4.18)$$

- Cálculo do custo de energia não produzida por um empreendimento *e* considerando todos os níveis de carga de cada sub-estágio *se* de um estágio *s*:

$$Custo_{e,s,se}^{\text{spot}, p} = \sum_{nc=1}^3 \left( P_{e,s}^p fod_{e,nc} fem_{nc} preço_{s,nc}^{\text{spot}} \right) \quad (R\$ / mês)$$

- Cálculo do custo da energia não produzida pelo empreendimento *e* para todo o estágio *s*:

$$Custo_{e,s}^{\text{spot}, p} = msp_e Custo_{e,s,se}^{\text{spot}, p}$$

$$Custo_{e,s}^{\text{spot}, p} = msp_e \sum_{nc=1}^3 \left( P_{e,s}^p fod_{e,nc} fem_{nc} preço_{s,nc}^{\text{spot}} \right) \quad (R\$ / ano)$$

- Cálculo do custo total dos empreendimentos para a compra de energia no estágio de estudo *s*:

$$Custo_s^{\text{spot}, p} = \sum_{e=1}^{n_e} Custo_{e,s}^{\text{spot}, p} \quad \left( \frac{R\$}{ano} \right)$$

$$Custo_s^{\text{spot}, p} = \sum_{e=1}^{n_e} \left\{ msp_e \sum_{nc=1}^3 \left( P_{e,s}^p \cdot fod_{e,nc} \cdot fem_{nc} \cdot \text{preço}_{s,nc}^{\text{spot}} \right) \right\} \quad (4.19)$$

- Cálculo do custo total de compra de energia a valor presente:

$$Custo_{\text{vp}}^{\text{spot}, \text{total}, p} = \sum_{s=1}^{n_s} \frac{Custo_s^{\text{spot}, p}}{(1 + tra)^s} \quad (\text{R\$}) \quad (4.20)$$

**4. Receita total da venda de energia:** o cálculo da receita por estágio refere-se aos ganhos monetários com a produção de energia dos empreendimentos em operação em todos os sub-estágios de um estágio de estudo  $s$ , de acordo com um fator de meses com operação ( $mcp_e$ ). Como são adotados preços de venda diferenciados por nível de carga, então o cálculo da receita por estágio é função da energia suprida por nível de carga de cada empreendimento, sendo a somatória dos resultados a valor presente, então, o valor da receita total.

- Cálculo do número de meses de produção por empreendimento:

$$mcp_e = \sum_{se=1}^{12} fom_{e,se} \quad (\text{meses / ano}) \quad (4.21)$$

- Cálculo da receita de um empreendimento  $e$  considerando os níveis de carga de cada sub-estágio  $se$  de um estágio de estudo  $s$ :

$$Receita_{e,s,se}^{\text{venda}, p} = \sum_{nc=1}^3 \left( P_{e,s}^p \cdot fod_{e,nc} \cdot fem_{nc} \cdot \text{preço}_{e,nc}^{\text{venda}} \right) \quad (\text{R\$ / mês})$$

- Cálculo da receita de um empreendimento  $e$  e estágio de estudo  $s$ :

$$Receita_{e,s}^{\text{venda}, p} = mcp_e \cdot Receita_{e,s,se}^{\text{venda}, p}$$

$$Receita_{e,s}^{\text{venda}, p} = mcp_e \sum_{nc=1}^3 \left( P_{e,s}^p \cdot fod_{e,nc} \cdot fem_{nc} \cdot \text{preço}_{e,nc}^{\text{venda}} \right) \quad \left( \frac{\text{R\$}}{\text{ano}} \right)$$

- Cálculo da receita total dos empreendimentos no estágio  $s$ :

$$Receita_s^{\text{venda}, p} = \sum_{e=1}^{n_e} Receita_{e,s}^{\text{venda}, p} \quad \left( \frac{\text{R\$}}{\text{ano}} \right)$$

$$Receita_s^{\text{venda}, p} = \sum_{e=1}^{n_e} \left( mcp_e \sum_{nc=1}^3 \left( P_{e,s}^p \cdot fod_{e,nc} \cdot fem_{nc} \cdot \text{preço}_{e,nc}^{\text{venda}} \right) \right) \quad (4.22)$$

- Cálculo da receita total dos empreendimentos a valor presente:

$$Receita_{\text{vp}}^{\text{venda}, \text{total}, p} = \sum_{s=1}^{n_s} \frac{Receita_s^{\text{venda}, p}}{(1 + tra)^s} \quad (\text{R\$}) \quad (4.23)$$

**5. Total de Emissões Equivalentes de CO<sub>2</sub>:** similar ao custo de O&M, o cálculo do total de emissões de CO<sub>2</sub> de GEE é função apenas da produção de energia dos empreendimentos por nível de carga, sub-estágio e estágio. Logo, com base nos fatores de emissão equivalente total por empreendimento ( $FET_e$ ) e o fator de número de horas anuais de produção ( $fs$ ), então a somatória das emissões por estágio representa o total acumulado de emissões para uma partícula  $p$  esperada no estágio 0 do tempo de planejamento.

- Cálculo do total de emissões em um estágio de estudo  $s$ , com base na somatória da energia ativa média gerada ao longo do estágio por todos os empreendimentos:

$$Emiss\tilde{a}o_s^p = \sum_{e=1}^{n_e} \left( P_{e,s}^p \cdot fs_e \cdot FET_e \right) \quad (tCO_2^{equiv} / ano) \quad (4.24)$$

- Cálculo da emissão total de GEE dos projetos no estágio 0:

$$Emiss\tilde{a}o_o^{total,p} = \sum_{s=1}^{n_e} Emiss\tilde{a}o_s^p \quad (tCO_2^{equiv}) \quad (4.25)$$

**6. Energia de perdas total:** como forma de melhor avaliar o impacto dos empreendimentos de GD na rede elétrica em estudo, optou-se neste trabalho por considerar a perda total (ativas e reativas) para a avaliação da energia de perdas da rede. Além disso, como assume-se que a demanda de barra sofre uma elevação a uma taxa mensal de expansão ( $tec$ ) e está discretizada em níveis, então a obtenção desta energia de perdas será função do nível de carga, sub-estágio (mês) e estágio (ano), cuja sistemática de cálculo é apresentada no item (4.5).

Assim, seja  $S_{s,se,nc}^{perdas,total,p}$  (VA) o total de perdas aparente da rede para um determinado nível de carga  $nc$  do sub-estágio  $se$  de um estágio em estudo  $s$ . Tem-se então que:

- Cálculo da energia de perda aparente por nível de carga:

$$Energia_{s,se,nc}^{perdas,total,p} = S_{s,se,nc}^{perdas,total,p} \cdot fem_{nc} \quad (VAh / mês) \quad (4.26)$$

- Cálculo da energia de perda aparente total por sub-estágio  $se$ :

$$Energia_{s,se}^{perdas,total,p} = \sum_{nc=1}^3 Energia_{s,se,nc}^{perdas,total,p} \quad (VAh / mês) \quad (4.27)$$

- Cálculo da energia de perda aparente total por estágio  $s$ :

$$Energia_s^{perdas,total,p} = \sum_{se=1}^{12} Energia_{s,se}^{perdas,total,p} \quad (VAh / ano) \quad (4.28)$$

- Cálculo da energia de perdas aparente total (somatória para o estágio 0, dos valores obtidos ao longo do tempo de planejamento):

$$Energia_o^{perdas, total, p} = \sum_{s=1}^{n_s} Energia_s^{perdas, total, p} \quad (VAh) \quad (4.29)$$

#### 4.4 TRATAMENTO DAS RESTRIÇÕES DO PROBLEMA

Como visto, as condições de factibilidade (condições limites do problema de otimização abordado) foram definidos como:

1. Restrição de sinal da variável de decisão:  $q_{e,s}^p \geq 0$  ;
2. Restrição de quantidade total de máquinas:  $q_e^{total, p} \leq q_e^{max}$  ;
3. Restrição de penetração dos geradores:  $IPen_{s,se,nc} \leq IPen_s^{max}$  ;
4. Restrição orçamentária da empresa por estágio:  $Custo_{s-1}^{instal} \leq OF_{s-1}$  ;
5. Limite de variação da SCC das barras:  $I^{SCC} \leq I^{SCC, max}$  ;
6. Limites de tensões de barra:  $I^V \leq 1,05 pu$  ;
7. Limite de carregamentos de ramos:  $I^{carreg.} \leq 1,0 pu$  .

As quatro primeiras condições referem-se a aspectos diretamente vinculados à quantidade de máquinas de cada empreendimento da carteira e, desse modo, podem ser tratadas por meio de intervenção direta no valor dos “genes”<sup>4</sup> da variável de decisão do problema, através de redução no número de máquinas por estágio. Estes limites são, então, neste trabalho denominadas e tratadas como restrições de adequação.

No entanto, devido à natureza não linear do Fluxo de Carga e ao acoplamento no tempo das estratégias de inserção, as três últimas condições são de difícil tratamento pela mesma estratégia adotada acima. Desse modo, optou-se neste trabalho por empregar estes limites como índices de desempenho para a penalização das soluções potenciais, aqui denominados restrições técnicas de penalização, como forma de impedir, caso os limites sejam violados, a escolha destas soluções como pontos de fronteira durante o processo iterativo do MOPSO.

Os critérios de factibilidade são, então, desenvolvidos a seguir.

---

<sup>4</sup> O termo gene é aqui emprestado da teoria dos Algoritmos Genéticos, e refere-se ao menor bloco construtivo empregado para a codificação das variáveis de decisão, estas últimas chamadas, então, de cromossomos.

---

#### 4.4.1 Restrições de Adequação

Para cada iteração  $k$  do processo de solução, as estratégias de verificação das restrições de modelagem para cada partícula  $p$  do enxame atual são julgadas na seguinte sequência, detalhada a seguir:

##### 1º Restrição da quantidade mínima de máquinas por projeto:

Estratégia adotada: verificar se algum elemento do vetor da partícula possui valor negativo. Caso afirmativo, o elemento é fixado no valor mínimo, ou seja, se algum  $q_{e,s}^p < 0$ , então fazer:  $q_{e,s}^p = 0$ .

**2º Restrição da quantidade máxima de máquinas por empreendimento:** seja o cálculo da quantidade total de máquinas por empreendimento para cada solução potencial  $p$ , dada por:

$$q_e^{\text{total},p} = \sum_{s=1}^{n_s} q_{e,s}^p \quad (\text{adm}) \quad (4.30)$$

Estratégia adotada: se verificado que  $q_e^{\text{total},p} > q_e^{\text{max}}$ , então corrigir a quantidade total de máquinas do empreendimento  $e$  por meio de um fator de normalização dado pela equação:

$$QM_e^p \leftarrow \text{fix} \left( \frac{q_e^{\text{max}}}{q_e^{\text{total},p}} \times QM_e^p \right) \quad (4.31)$$

Este cálculo assegura que o total de máquinas de cada solução potencial não ultrapassará a quantidade máxima especificada e procura ainda manter a proporcionalidade do número de unidades geradoras de cada empreendimento em cada estágio.

**3º Restrição de penetração da GD na rede:** o cálculo da penetração da GD em uma rede elétrica normalmente refere-se à razão entre a geração e a demanda ativa totais. Porém, para proceder uma avaliação mais abrangente do impacto dos geradores na rede em estudo, optou-se neste trabalho por definir um índice de penetração em termos de potência aparente, isto é, a razão entre demanda aparente total e a potência aparente total dos geradores distribuídos. Além disso, esta restrição deverá ser verificada em cada nível de carga por sub-estágio e estágio, pois a produção total dos empreendimentos é distinta por nível de carga devido aos índices de operação diária e mensal.

Estratégia adotada: para cada partícula  $p$  do enxame, pode-se obter o total de potência aparente das máquinas dos empreendimentos em

operação no nível de carga  $nc$  de cada sub-estágio  $se$  do estágio de estudo  $s$ , através da equação:

$$S_{s,se,nc}^p = \sum_{e=1}^{n_e} \left( q_{e,s}^{\text{total},p} S_e^{\text{nom}} FC_e \text{fod}_{e,nc} \text{fom}_{e,se} \right) \quad (\text{VA}) \quad (4.32)$$

A demanda aparente total da rede no estágio inicial (estágio 0), pode ser determinada por:

$$S_o^{\text{carga},\text{total}} = \sqrt{(P_o^{\text{carga},\text{total}})^2 + (Q_o^{\text{carga},\text{total}})^2} \quad (\text{VA}) \quad (4.33)$$

em que,  $P_o^{\text{carga},\text{total}}$  (W) e  $Q_o^{\text{carga},\text{total}}$  (var) referem-se, respectivamente, à somatória das injeções de potência de carga ativa e reativa das barras da rede em estudo no estágio inicial do planejamento.

Assim, a carga aparente total da rede para o sub-estágio  $se$  e estágio  $s$  em estudo pode ser obtida através da correção da carga aparente total obtida para estágio inicial (equação (4.33)), através da taxa mensal de expansão adotada ( $tec$ ), e ajustado para o nível de carga correspondente com base no fator de correção  $fnc$ , ou seja:

$$S_{s,se,nc}^{\text{carga}} = S_o^{\text{carga},\text{total}} (1 + tec)^{12s + se} fnc_{nc} \quad (\text{VA}) \quad (4.34)$$

Desse modo, o índice de penetração da GD na rede, referente ao nível de carga  $nc$  de cada sub-estágio  $se$  de um estágio de estudo  $s$ , será julgado segundo a equação:

$$IPen_{s,se,nc}^p = \frac{S_{s,se,nc}^p}{S_{s,se,nc}^{\text{carga}}} \leq IPen_s^{\text{max}} \quad (\text{pu}) \quad (4.35)$$

em que,  $IPen_s^{\text{max}}$  é o índice de penetração máximo especificado para o estágio  $s$ . Se a condição não é satisfeita, então realiza-se o sorteio de um empreendimento em operação no nível de carga em estudo e diminui-se em 1 unidade a quantidade de máquinas do empreendimento ( $q_{e,s}^p - 1$ ). Repete-se o procedimento até a condição ser satisfeita.

A opção por uma estratégia de sorteio tem a intenção de não perder a aleatoriedade característica de uma estratégia evolutiva de solução de problemas de otimização, como é o caso do MOPSO.

**4º Restrição de orçamento para obras de instalação:** a despesa total com implementação de máquinas dos projetos da carteira consiste na somatória dos custos de instalação das unidades geradoras dos empreendimentos que entram em operação em cada estágio de estudo  $s$ , mas que temporalmente são instaladas no estágio  $s - 1$ , segundo a dinâmica de entrada em operação re-apresentada na Figura 4.5.

**Estratégia adotada:** o custo total de instalação dos empreendimentos da carteira em cada estágio de estudo  $s$  pode ser determinado por:

$$Custo_s^{instal,p} = \sum_{e=1}^{n_e} \left( q_{e,s}^p S_e^{nom} custo_e^{instal} \right) \quad (\text{R\$ / ano}) \quad (4.36)$$

Seja  $OF_{s-1}$  o orçamento da empresa para a implantação dos projetos, referente ao estágio anterior ao de estudo ( $s - 1$ ). Testa-se, então:

$$Custo_s^{instal,p} \leq OF_{s-1} \quad (4.37)$$

Se esta restrição é violada, então procede-se com a realização do sorteio de um empreendimento para diminuir em 01 unidade sua quantidade de máquinas no estágio de estudo  $s$  ( $q_{e,s}^p - 1$ ) e todo o processo (cálculo do custo total de instalação, teste e sorteio) é repetido até que a condição seja satisfeita. A estratégia de sorteio também tem a intenção de não perder a aleatoriedade característica de um processo de solução baseado em estratégia evolutiva.

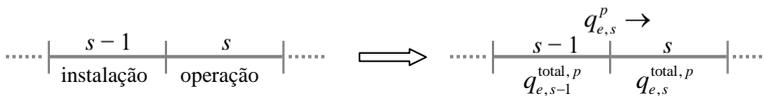


Figura 4.5: Dinâmica de entrada em operação para um empreendimento  $e$ .

#### 4.4.2 Restrições Técnicas de Penalização

Para cada iteração  $k$  do processo de solução, as estratégias de cálculo dos limites técnicos e penalização das partículas de um enxame de soluções potenciais são a seguir detalhadas:

**1º Limite de capacidade de curto-circuito (SCC):** como o valor da SCC (teoria no Anexo B) descreve uma situação instantânea de uma rede elétrica, mas por si só não expressa o impacto da inserção da GD na elevação dos níveis de corrente de falta, então optou-se nesta modelagem por definir uma condição de rede inicial ou base, para possibilitar a avaliação do impacto na SCC dos empreendimentos que entram em operação em cada estágio  $s$ , este, portanto, definido como a condição de estudo. Assim, para a verificação da condição limite de SCC, serão consideradas duas situações da rede:

- **Caso estudo:** refere-se à situação de rede com as unidades de geração que estão em operação no estágio  $s$  em estudo, além da condição de expansão de demanda da rede por sub-estágio;

- **Caso base:** refere-se à mesma condição de expansão de carga do estágio  $s$  em estudo, porém considerando apenas o total de unidades de geração que entram em operação até o estágio  $s - 1$ .

Como normalmente os níveis de corrente de falta do caso estudo são iguais ou superiores aos do caso base, optou-se então por definir um índice de capacidade de curto-circuito ( $I^{SCC}$ ) como a razão entre os casos estudo e base, o que define, assim, um indicador do aumento na SCC em cada barra com a inserção dos geradores da carteira.

Além disso, conforme a análise bibliográfica, o aumento dos níveis de corrente de falta advindas da inserção dos geradores proporciona uma elevação de tensão em sua vizinhança de rede proveniente do aumento nos níveis de  $SCC$  das barras, mas também acarreta na necessidade de adequação da proteção. Assim, com o intuito de contemplar simultaneamente estes aspectos conflitantes na modelagem, neste trabalho optou-se por adotar um limite máximo ( $I^{SCC,max}$ ) para os índices de capacidade de curto-circuito, acima do qual as funções objetivo de uma solução potencial devem ser penalizadas. Esta estratégia permite a elevação da  $SCC$  das barras de modo a propiciar uma melhora nos níveis de tensão da rede, mas até um limite máximo considerado aceitável para impactar os níveis de correntes de falta.

Outro aspecto considerado neste trabalho refere-se à escolha da barra na qual o índice de capacidade de curto-circuito será obtido para análise. Como a  $SCC$  das barras de inserção dos geradores distribuídos tende a se elevar a níveis muito acima aos verificados no caso base e a própria proteção do gerador deverá imediatamente atuar na eventualidade de falta na barra, então, como regra geral, o ponto na rede a ser escolhido incide na barra com a menor tensão verificada no caso base, que por isso representa o pior caso de queda de tensão.

Assim, o teste desta condição é relatado a seguir, sendo o procedimento de cálculo do índice de  $SCC$  detalhado no item (4.5) :

Estratégia adotada: seja  $k$  a barra de menor valor de tensão verificada no caso base para um determinado nível de carga  $nc$  em estudo, referente a um sub-estágio  $se$  de um estágio  $s$ . O índice de capacidade de curto-circuito para esta barra será, então, dado por:

$$I_{k, s, se, nc}^{SCC, p} = \frac{SCC_{k, s, se, nc}^{caso\ estudo, p}}{SCC_{k, s, se, nc}^{caso\ base, p}} \quad (adm) \quad (4.38)$$

Seja  $I_{s, se, nc}^{SCC, p}$  o vetor dos índices de curto-circuito das barras com menor valor de tensão verificado em cada nível de carga  $nc$ . O valor

máximo deste vetor representa, assim, o melhor caso verificado de elevação do nível de tensão de um sub-estágio  $se$ , obtendo-se, desse modo, o índice de capacidade de curto-circuito por sub-estágio:

$$I_{s,se}^{SCC,p} = \max_{n_c=1,2,3} \{ I_{s,se,nc}^{SCC,p} \} \quad (adm) \quad (4.39)$$

A varredura deste procedimento para todos os sub-estágios  $se$  de um estágio de estudo  $s$  resulta em um vetor  $\underline{I}_{s,se}^{SCC,p}$  de índices de SCC dos sub-estágios. O valor máximo deste vetor representa, desse modo, o melhor caso na melhoria dos níveis de tensão para todo o estágio de estudo  $s$ , obtendo-se assim o índice por estágio:

$$I_s^{SCC,p} = \max_{se=1,\dots,12} \{ \underline{I}_{s,se}^{SCC,p} \} \quad (adm) \quad (4.40)$$

Este procedimento de cálculo para os estágios resulta, assim, em um vetor  $\underline{I}_s^{SCC,p}$  de melhores casos por estágio. O valor máximo do vetor representa, então, o melhor caso de aumento da SCC verificado para uma partícula  $p$ , obtendo-se, assim, o seu índice final:

$$I^{SCC,p} = \max_{s=1,\dots,n_s} \{ \underline{I}_s^{SCC,p} \} \quad (adm) \quad (4.41)$$

Com o índice obtido, testa-se então cada partícula do enxame:

$$I^{SCC,p} \leq I^{SCC,max} \quad (4.42)$$

Por fim, o teste de factibilidade é aplicado da seguinte forma: se o limite é violado, então penaliza-se a partícula multiplicando-se o valor de suas funções objetivo por uma constante elevada, por exemplo,  $10^{10}$ , pois o problema foi adotado como sendo de minimização.

**2º Limites de tensões de barras:** como mencionado, neste trabalho optou-se pelo estudo do impacto dos geradores distribuídos apenas para violações do limite superior das tensões de barra. A obtenção do índice de tensão envolve, então, o cálculo do estado da rede por Fluxo de Carga apenas para o caso estudo, e sua sistemática de cálculo é abordada de forma mais detalhada no item (4.5).

Estratégia adotada: a verificação de violação do limite superior consiste na normalização do vetor estado com a tensão de base da rede em estudo ( $V^{base}$ ), obtendo-se então as tensões de barra em  $pu$ . Desse modo, para as  $n_b$  barras da rede, pode-se obter um vetor de módulo das tensões de barra  $\underline{V}_{s,se,nc}^p$ . Tem-se então que o vetor de índices de tensão da barra para um nível de carga  $nc$  referente a um sub-estágio  $se$  de um estágio de estudo  $s$ , será dado por:

$$\underline{I}_{s,se,nc}^{V,p} = \frac{V_{s,se,nc}^p}{V_{base}} \quad (pu) \quad (4.43)$$

Seja  $[I]_{s,se,nc}^{V,p}$  a matriz dos índices de tensão de barra para os níveis de carga. Desse modo, o valor máximo de ambos os valores de barra e de níveis de carga representa, assim, o pior caso de elevação no nível de tensão verificado em um sub-estágio  $se$ , ou seja:

$$I_{s,se}^{V,p} = \max_{n_c=1,2,3} \left\{ \max_{k=1,\dots,n_b} \{ [I]_{s,se,nc,k}^{V,p} \} \right\} \quad (pu) \quad (4.44)$$

A varredura deste procedimento de cálculo para todos os sub-estágios do estágio de estudo  $s$  resulta em um vetor  $\underline{I}_{s,se}^{V,p}$  de índices de tensões de barra por sub-estágio. O valor máximo deste vetor representa, assim, o pior caso para a elevação de tensão no estágio  $s$ , obtendo-se, desse modo, o índice de tensão por estágio, ou seja:

$$I_s^{V,p} = \max_{se=1,\dots,12} \left\{ \underline{I}_{s,se}^{V,p} \right\} \quad (pu) \quad (4.45)$$

Este procedimento de cálculo para os todos os estágios resulta, assim, em um vetor  $\underline{I}_s^{V,p}$  de piores casos por estágio. O valor máximo deste vetor representa, assim, o pior caso de elevação de tensão de barra verificado para uma partícula  $p$  e, assim, o seu índice final:

$$I^{V,p} = \max_{s=1,\dots,n_s} \left\{ \underline{I}_s^{V,p} \right\} \quad (pu) \quad (4.46)$$

Com o índice obtido, testa-se então cada partícula do enxame:

$$I^{V,p} \leq 1,05 \quad pu \quad (4.47)$$

Similar ao índice  $I^{SCC,p}$ , se este limite é violado então penaliza-se a partícula multiplicando-se o valor das funções objetivo por uma constante de valor elevado, por exemplo,  $10^{10}$ .

**3º Limites de carregamento de ramos:** conforme a análise bibliográfica, a inserção da GD em uma rede elétrica promove a diminuição do carregamento de ramos, mas poderá acarretar também em violações de carregamento nos ramos vizinhos às barras de inserção destes geradores. Logo, a verificação deste limite oferece uma importante influência nas estratégias de inserção, de modo a induzir as soluções potenciais a evitar um problema futuro com recondutoramentos de ramos da rede em estudo. Como o problema do Fluxo de Carga é não linear, então a violação do limite de carregamento no caso estudo deve ser verificada para todos os ramos.

Assim, o teste desta condição é relatado a seguir, sendo o procedimento de cálculo do seu índice detalhado no item (4.5).

**Estratégia adotada:** a verificação de violação deste limite consiste na normalização do módulo das correntes complexas de ramos com a capacidade nominal dos condutores. Para os  $n_r$  ramos da rede em estudo, pode-se então obter um vetor  $\underline{I}_{s,se,nc}^p$  de módulo das correntes complexas de ramos, calculadas com o estado da rede obtido pelo Fluxo de Carga. Sendo  $\underline{I}^{\max}$  o vetor dos respectivos limites de carregamento dos ramos, então o vetor dos índices de carregamento de todos os ramos, para um determinado nível de carga  $nc$ , sub-estágio  $se$  e estágio  $s$ , será dado pela seguinte razão termo a termo:

$$\underline{I}_{s,se,nc}^{\text{carreg.}, p} = \frac{\underline{I}_{s,se,nc}^p}{\underline{I}^{\max}} \quad (\text{adm}) \quad (4.48)$$

Seja  $[I]_{s,se,nc}^{\text{carreg.}, p}$  a matriz dos índices de carregamento de ramos para todos os níveis de carga. Desse modo, o valor máximo de ambos os valores de ramos e de níveis de carga representa, assim, o pior caso nível de carregamento verificado em um sub-estágio  $se$ , ou seja:

$$\underline{I}_{s,se}^{\text{carreg.}, p} = \max_{n_c=1,2,3} \left\{ \max_{r=1,\dots,n_r} \left\{ [I]_{s,se,nc}^{\text{carreg.}, p} \right\} \right\} \quad (\text{adm}) \quad (4.49)$$

A varredura deste procedimento de cálculo para todos os sub-estágios do estágio de estudo  $s$  resulta, então, em um vetor  $\underline{I}_{s,se}^{\text{carreg.}, p}$  de índices de carregamento de ramos por sub-estágio. O valor máximo deste vetor representa, assim, o pior caso de carregamento de ramos para todo o estágio  $s$ , obtendo-se, desse modo, o índice de carregamento por estágio, ou seja:

$$\underline{I}_s^{\text{carreg.}, p} = \max_{se=1,\dots,12} \left\{ \underline{I}_{s,se}^{\text{carreg.}, p} \right\} \quad (\text{adm}) \quad (4.50)$$

Este procedimento de cálculo para os estágios resulta, assim, em um vetor  $\underline{I}_s^{\text{carreg.}, p}$  de piores casos por estágio. O valor máximo do vetor representa, assim, o pior caso de carregamento de ramos verificado para uma partícula  $p$  e obtém-se, assim, o seu índice final:

$$I^{\text{carreg.}, p} = \max_{s=1,\dots,n_s} \left\{ \underline{I}_s^{\text{carreg.}, p} \right\} \quad (\text{adm}) \quad (4.51)$$

Com o índice obtido, testa-se então cada partícula do enxame:

$$I^{\text{carreg.}, p} \leq 1,0 \quad (4.52)$$

Similar aos outros índices, então se o limite é violado, penaliza-se a partícula multiplicando-se o valor das funções objetivo por uma constante de valor elevado, por exemplo,  $10^{10}$ .

#### 4.5 SISTEMÁTICA PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS TÉCNICOS

Como mencionado, os parâmetros técnicos considerados na modelagem do problema de otimização multiobjetivo são abordados neste trabalho como função objetivo (energia de perdas aparente total) e índices de penalização (variação de capacidade de curto-circuito, tensão de barra e carregamento de ramos). A obtenção destes parâmetros é baseada em um algoritmo de Fluxo de Carga específico para redes de distribuição denominado Método de Soma das Potências (MSP), cujo embasamento matemático é apresentado no Anexo A, e na teoria de cálculo da Capacidade de Curto-Circuito (SCC), apresentado no Anexo B.

Como também mencionado, o estudo de cada nível de carga apresenta uma situação distinta devido à taxa de expansão de carga por sub-estágio (mês) e aos fatores de operação diária e mensal dos empreendimentos. Assim, para cada partícula  $p$  do enxame, o cálculo dos parâmetros técnicos deve ser efetuado para cada nível de carga de cada sub-estágio de um estágio em estudo, de modo a contemplar estas particularidades. Além disso, para mensurar a elevação da SCC de barras, optou-se neste trabalho por definir duas situações de rede para comparação:

- ♦ Caso estudo: calcula-se a SCC das barras por nível de carga de cada sub-estágio de um estágio de estudo  $s$  considerando-se as máquinas dos empreendimentos que entraram em operação até o estágio  $s$  e com as condições de carga do sub-estágio em estudo;
- ♦ Caso base: considera-se apenas as máquinas dos empreendimentos que entram em operação até o estágio  $s - 1$ .

Preliminarmente ao estudo de casos, deve-se considerar a possibilidade da existência de unidades de GD já existentes na rede em estudo no início do tempo de planejamento (estágio 0). Assim, para o cálculo do Fluxo de Carga há a necessidade de se considerar as injeções líquidas (geração – carga) de potência de barra desde o estágio inicial.

Seja, então,  $\underline{P}_o^{\text{carga}}$  e  $\underline{Q}_o^{\text{carga}}$  os vetores de injeções de carga ativa e reativa de barra, respectivamente, da rede em estudo no estágio 0. Estes vetores de carga podem, então, ser corrigidos para qualquer nível de

carga  $nc$  e sub-estágio  $se$  de um estágio em estudo  $s$ , para contemplar a expansão de carga mensal e o correspondente patamar de carga, ou seja:

$$\underline{P}_{s,se,nc}^{carga} = \underline{P}_o^{carga} (1+tec)^{12s+se} fnc_{nc} \quad (W) \quad (4.53)$$

$$\underline{Q}_{s,se,nc}^{carga} = \underline{Q}_o^{carga} (1+tec)^{12s+se} fnc_{nc} \quad (var) \quad (4.54)$$

Além disso, seja  $\underline{P}_o^{GD}$  e  $\underline{Q}_o^{GD}$  os vetores de injeções de geração ativa e reativa da rede em estudo, respectivamente, no estágio 0. Logo, os vetores de injeção líquida de potências ativa e reativa de barra, por nível de carga  $nc$ , sub-estágio  $se$  e estágio de estudo  $s$ , são dados por:

$$\underline{P}_{s,se,nc}^{liq.} = \underline{P}_o^{GD} - \underline{P}_{s,se,nc}^{carga} \quad (W) \quad (4.55)$$

$$\underline{Q}_{s,se,nc}^{liq.} = \underline{Q}_o^{GD} - \underline{Q}_{s,se,nc}^{carga} \quad (var) \quad (4.56)$$

Para o cálculo de  $SCC$ , necessita-se ainda as seguintes definições:

- Seja  $[G^0]$  e  $[B^0]$  as matrizes de condutância e susceptância de barra, respectivamente, da rede elétrica primitiva no estágio 0. Estas matrizes deverão ser modificadas para contemplar a modelagem das cargas e os empreendimentos de geração de cada caso base e estudo;
- Sendo  $x_e^{GD}$  e  $x_e^{TR}$  a reatância transitória do gerador e de dispersão do transformador de acoplamento com a rede, respectivamente, para determinado empreendimento  $e$ , estas reatâncias são normalmente recalculadas nas susceptâncias  $b_e^{GD} = -1/x_e^{GD}$  e  $b_e^{TR} = -1/x_e^{TR}$  para a posterior inclusão na matriz de susceptância da rede.

A seguir são, então, detalhadas as sistemáticas de cálculo para a obtenção do estado de barras da rede elétrica em estudo e os parâmetros técnicos considerados na modelagem deste trabalho.

- ♦ **Caso base:** conforme definido, este caso corresponde à mesma situação de carga dos níveis de carga  $nc$ , sub-estágios  $se$  e estágio em estudo  $s$ , porém considerando a quantidade total de geradores até o estágio base  $s - 1$ . Logo, para um empreendimento  $e$ , a quantidade total de máquinas no estágio  $s - 1$  será dada por:

$$q_{e,s-1}^{total,p} = \sum_{i=1}^{s-1} q_{e,i}^p \quad (adm) \quad (4.57)$$

A obtenção da quantidade total de máquinas presentes até o estágio  $s - 1$  permite, então, corrigir os vetores de injeção líquida de potências ativa e reativa por nível de carga  $nc$ , sub-estágio  $se$  e estágio  $s$ , de modo a contemplar a geração do empreendimento  $e$ , além de permitir a primeira modificação na matriz susceptância de barra. Lo-

go, para a barra  $i$  de inserção na rede de um empreendimento  $e$ , a obtenção os vetores de injeção líquida para o caso base será tal que:

$$\underline{P}_{i,s,se,nc}^{liq.,base,p} = \underline{P}_{i,s,se,nc}^{liq.} + q_{e,s-1}^{total,p} S_e^{nom} FC_e FP_e fod_{e,nc} fom_{e,se} (W) \quad (4.58)$$

$$\begin{aligned} \underline{Q}_{i,s,se,nc}^{liq.,base,p} &= \underline{Q}_{i,s,se,nc}^{liq.} + \\ &+ q_{e,s-1}^{total,p} S_e^{nom} FC_e \sqrt{1-FP_e^2} fod_{e,nc} fom_{e,se} (var) \end{aligned} \quad (4.59)$$

e ainda, o elemento da diagonal principal da matriz susceptância referente à barra  $i$  pode ser modificada para contemplar a susceptância total do grupo gerador + transformador, isto é:

$$B_{ii,s,se,nc}^{base,p} = B_{ii} + q_{e,s-1}^{total,p} (b_e^{GD} + b_e^{TR}) \quad (S) \quad (4.60)$$

devendo estas correções ser realizadas para todas as barras de inserção dos empreendimentos.

Assim, com a obtenção dos vetores de injeções líquidas de potência ativa e reativa totais para o caso base, por nível de carga  $nc$ , subestágio  $se$  e estágio  $s$ , pode-se agora empregar estes vetores no algoritmo de Fluxo de Carga para o cálculo do estado de barras da rede.

Com a obtenção do estado da rede do caso base, pode-se então efetuar as correções finais das matrizes condutância e susceptância já obtidas, de modo a contemplar as cargas de barras modeladas como elementos *shunts*. Assim, para uma barra genérica  $m$  da, a diagonal principal das referidas matrizes podem agora ser modificadas para:

$$G_{mm,s,se,nc}^{base,p} = G_{mm} + \frac{P_{s,se,nc,m}^{carga}}{(V_{m,s,se,nc}^{base,p})^2} \quad (S) \quad (4.61)$$

$$B_{mm,s,se,nc}^{base,p} = B_{mm,s,se,nc}^{base,p} - \frac{Q_{s,se,nc,m}^{carga}}{(V_{m,s,se,nc}^{base,p})^2} \quad (S) \quad (4.62)$$

em que,  $V_{m,s,se,nc}^{base,p}$  é a tensão na barra  $m$  obtida pelo cálculo do Fluxo de Carga (MSP) para o caso base.

Logo, com as matrizes condutância e susceptância modificada, pode-se agora montar a matriz admitância de barra complexa, ou seja:  $[\dot{Y}]_{s,se,nc}^{base,p} = [G]_{s,se,nc}^{base,p} + j [B]_{s,se,nc}^{base,p}$ . Assim, com a inversão desta matriz, pode-se finalmente obter a matriz impedância para um nível de carga  $nc$  do sub-estágio  $se$  de um estágio em estudo  $s$  do caso base, ou seja:  $[\dot{Z}]_{s,se,nc}^{base,p} = ([\dot{Y}]_{s,se,nc}^{base,p})^{-1}$ .

Conforme estratégia adotada para a obtenção do índice de *SCC*, seja então uma barra *k* da rede na qual o menor valor de tensão é verificado pelo cálculo do estado da rede via Fluxo de Carga, ou seja:

$$V_{k, s, se, nc}^{base, p} = \min \left\{ \underline{V}_{s, se, nc}^{base, p} \right\}, \text{ onde } \underline{V}_{s, se, nc}^{base, p} \text{ é o vetor de tensões obtido.}$$

Seja ainda  $Z_{kk, s, se, nc}^{base, p}$  o módulo da diagonal principal da matriz impedância para a barra *k*. Logo, o valor da *SCC* para um nível de carga *nc* do sub-estágio *se* e estágio em estudo *s* será finalmente dado por:

$$SCC_{k, s, se, nc}^{base, p} = \frac{\sqrt{3} \left( V_{k, s, se, nc}^{base, p} \right)^2}{Z_{kk, s, se, nc}^{base, p}} \quad (VA) \quad (4.63)$$

- ♦ **Caso estudo:** conforme também definido, o caso estudo corresponde à situação de carga e quantidade total de máquinas dos empreendimentos verificado até o estágio em estudo *s*. Com o cálculo da quantidade de máquinas totais de um empreendimento *e* no estágio *s* ( $q_{e, s}^{total, p}$ ), obtido na equação (4.10), pode-se, então, corrigir os vetores de injeção líquida de potências ativa e reativa por nível de carga *nc*, sub-estágio *se* e estágio *s*, de modo a contemplar a geração do empreendimento *e*, e permitir a modificação na matriz susceptância de barra. Logo, para a barra *i* de inserção na rede de um empreendimento *e*, os vetores de injeção líquida para o caso estudo serão:

$$\underline{P}_{i, s, se, nc}^{liq., estudo, p} = \underline{P}_{i, s, se, nc}^{liq.} + q_{e, s}^{total, p} S_e^{nom} FC_e FP_e fod_{e, nc} fom_{e, se} (W) \quad (4.64)$$

$$\begin{aligned} \underline{Q}_{i, s, se, nc}^{liq., estudo, p} &= \underline{Q}_{i, s, se, nc}^{liq.} + \\ &+ q_{e, s}^{total, p} S_e^{nom} FC_e \sqrt{1 - FP_e^2} fod_{e, nc} fom_{e, se} (var) \end{aligned} \quad (4.65)$$

e ainda, o elemento da diagonal principal da matriz susceptância referente à barra *i* pode ser modificada para contemplar a susceptância total do grupo gerador + transformador, isto é:

$$B_{ii, s, se, nc}^{estudo, p} = B_{ii} + q_{e, s}^{total, p} \left( b_e^{GD} + b_e^{TR} \right) \quad (S) \quad (4.66)$$

Assim, com a obtenção dos vetores de injeções líquidas de potência ativa e reativa totais por nível de carga *nc*, sub-estágio *se* e estágio *s*, pode-se, assim, empregar estes vetores no algoritmo de Fluxo de Carga (MSP) para a obtenção do estado de barras da rede.

Como o caso estudo representa a situação de rede para o estágio em estudo *s*, conseqüentemente, a obtenção do estado de barra considerando os empreendimentos em operação por nível de carga *nc* em cada sub-estágio *se* deste estágio possibilita a determinação do

vetor  $\underline{V}_{s,se,nc}^p$  de módulo das tensões complexas de barra da rede, empregado no cálculo dos índices de tensões de barra para teste de penalidade por violação do limite inferior de tensão. Concomitantemente, a determinação do estado de barras possibilita ainda a obtenção do vetor  $\underline{I}_{s,se,nc}^p$  de módulo das correntes complexas de ramos da rede, usado nos índices de carregamento de ramos e teste de penalidade por violação dos limites de carregamento. O equacionamento para a obtenção destes valores é também abordado no Anexo A.

Além disso, para a determinação da função objetivo de energia de perdas, o cálculo do estado de barras possibilita ainda obter as perdas de potência ativa ( $P_{s,se,nc,r}^{perdas,p}$ ) e reativa ( $Q_{s,se,nc,r}^{perdas,p}$ ) para um ramo genérico  $r = 1, \dots, n_r$  da rede (equacionamento também abordado no Anexo A). Logo, a somatória destes valores por ramos representa as perdas ativa e reativa totais da rede, ou seja:

$$P_{s,se,nc}^{perdas,total,p} = \sum_{r=1}^{n_r} P_{s,se,nc,r}^{perdas,p} \quad (W) \quad (4.67)$$

$$Q_{s,se,nc}^{perdas,total,p} = \sum_{r=1}^{n_r} Q_{s,se,nc,r}^{perdas,p} \quad (var) \quad (4.68)$$

Assim, o cálculo da perda aparente total da rede por nível de carga  $nc$  referente ao sub-estágio  $se$  e estágio em estudo  $s$ , pode finalmente ser obtido por:

$$S_{s,se,nc}^{perdas,total,p} = \sqrt{\left(P_{s,se,nc}^{perdas,total,p}\right)^2 + \left(Q_{s,se,nc}^{perdas,total,p}\right)^2} \quad (VA) \quad (4.69)$$

Com o estado da rede, pode-se efetuar ainda as correções finais das matrizes condutância e susceptância para contemplar as cargas da rede modeladas como elementos *shunts*. Logo, para uma barra genérica  $m$ , a diagonal principal destas matrizes é modificada para:

$$G_{mm,s,se,nc}^{estudo,p} = G_{mm} + \frac{P_{s,se,nc,m}^{carga}}{\left(V_{m,s,se,nc}^{estudo,p}\right)^2} \quad (S) \quad (4.70)$$

$$B_{mm,s,se,nc}^{estudo,p} = B_{mm,s,se,nc}^{estudo,p} - \frac{Q_{s,se,nc,m}^{carga}}{\left(V_{m,s,se,nc}^{estudo,p}\right)^2} \quad (S) \quad (4.71)$$

onde  $V_{m,s,se,nc}^{estudo,p}$  é a tensão na barra  $m$  obtida pelo cálculo do Fluxo de Carga para o caso estudo.

Assim, com as matrizes condutância e susceptância modificada, pode-se agora montar a matriz admitância de barra complexa,  $[\dot{Y}]_{s,se,nc}^{\text{estudo},p} = [G]_{s,se,nc}^{\text{estudo},p} + j [B]_{s,se,nc}^{\text{estudo},p}$ , e obter finalmente a matriz impedância para um nível de carga  $nc$  do sub-estágio  $se$  de um estágio em estudo  $s$  do caso estudo, ou seja:  $[\dot{Z}]_{s,se,nc}^{\text{estudo},p} = ([\dot{Y}]_{s,se,nc}^{\text{estudo},p})^{-1}$ .

Conforme estratégia adotada para a obtenção do índice de  $SCC$ , seja novamente a barra  $k$  da rede na qual o menor valor de tensão foi verificado para o caso base. Seja ainda  $Z_{kk,s,se,nc}^{\text{estudo},p}$  o módulo da diagonal principal da matriz impedância para a barra  $k$  do caso estudo. Logo, o valor da  $SCC$  para um nível de carga  $nc$  do sub-estágio  $se$  e estágio  $s$  para este caso pode ser:

$$SCC_{k,s,se,nc}^{\text{caso estudo},p} = \frac{\sqrt{3} \left( V_{k,s,se,nc}^{\text{estudo},p} \right)^2}{Z_{kk,s,se,nc}^{\text{estudo},p}} \quad (\text{VA}) \quad (4.72)$$

#### 4.6 TIPIFICAÇÃO DOS FATORES DE EMISSÃO

Para o cálculo do parâmetro de emissão equivalente total de  $\text{CO}_2$  é necessário tipificar os fatores de emissão equivalente para cada fonte primária de energia de interesse neste trabalho.

A Tabela 4.3 mostra os chamados Fatores de Emissão ( $FE$ ) dos Gases do Efeito Estufa (GEE) de fontes energéticas de interesse, considerados típicos neste trabalho para a produção de energia elétrica. O Fator de Emissão de  $\text{CO}_2$  (segunda coluna da tabela) referente aos combustíveis fósseis (óleo combustível, gás natural e carvão) foi obtido de (Friedleifsson *et al.*, 2008), e das fontes renováveis (hidro, fotovoltaica e eólica) obtido de (Lenzen, 2008). O  $FE$  para os demais GEE referentes aos combustíveis fósseis foi obtido de (Coelho *et al.*, 2000) e, para as demais fontes, consideradas inexistentes.

Como neste trabalho a atividade de interesse definida na equação (3.30) refere-se à produção de energia elétrica, então a unidade de energia do Fator de Emissão dos gases  $\text{CH}_4$ ,  $\text{NO}_x$  e  $\text{N}_2\text{O}$  apresentado na Tabela 4.3 ( $kJ$ ) deve ser convertida para  $kWh$ . Para isto, será necessário o emprego dos conceitos Consumo Específico e Poder Calorífico:

- ◆ Consumo Específico ( $CE$ ) de um determinado combustível é a relação entre o montante verificado no consumo do mesmo e a respectiva energia produzida (no caso, elétrica), em um período de tempo. Unidades usuais:  $\text{ton}/kWh$  ou  $\text{m}^3/kWh$  para gases combustíveis;

- ◆ O Poder Calorífico de uma substância (combustível ou alimento) é a quantidade de energia térmica liberada durante a combustão de uma determinada quantidade de massa da substância (ou de volume, no caso dos gases), sendo maior a energia contida quanto mais alto for o poder calorífico. Há dois tipos de Poder Calorífico: Superior (*PCS*) e Inferior (*PCI*). O *PCS* é dado pela soma da energia libertada na forma de calor e a energia gasta na vaporização da água que se forma na reação de oxidação, e o *PCI* refere-se apenas à energia liberada na forma de calor. Como a temperatura dos gases de combustão é muito elevada, a água contida se encontra sempre no estado de vapor e, desse modo, pode-se considerar o Poder Calorífico Inferior. Unidades usuais: *kJ/ton* ou *kJ/m<sup>3</sup>* para de gases combustíveis;

Tabela 4.3: Fatores de emissão típicos de gases de efeito estufa para fontes energia empregadas na produção de energia elétrica (fontes diversas).

Fonte primária de Energia	FE (tCO <sub>2</sub> /kWh)	FE (10 <sup>-9</sup> tgás/kJ)		
		CH <sub>4</sub>	NO <sub>x</sub>	N <sub>2</sub> O
Óleo Combustível	8,93 x 10 <sup>-4</sup>	0,0007	0,201	0,0
Gás Natural	5,99 x 10 <sup>-4</sup>	0,006	0,187	0,0
Carvão	9,55 x 10 <sup>-4</sup>	0,0007	0,326	0,0008
Hidro	1,50 x 10 <sup>-5</sup>	0,0	0,0	0,0
Fotovoltaica	10,6 x 10 <sup>-5</sup>	0,0	0,0	0,0
Eólica	2,10 x 10 <sup>-5</sup>	0,0	0,0	0,0

O produto  $CE \times PCI$  expressa, dessa forma, a quantidade de energia térmica produzida (*kJ*) por cada unidade de energia elétrica gerada (*kWh*), devido a uma unidade de consumo do combustível (*m<sup>3</sup>* ou *ton*). Assim, com o cálculo  $CE \times PCI \times FE$  obtém-se a quantidade emitida de determinado gás (*ton*) por cada unidade de energia elétrica produzida (*kWh*), devido à quantidade de consumo do combustível (*m<sup>3</sup>* ou *ton*) necessário para gerar cada unidade de energia térmica (*kJ*).

A Tabela 4.4 a seguir, mostra os valores obtidos com base em dados apresentados em (Coelho *et al.*, 2000). Os valores de Consumo Específico foram obtidos com base na relação entre os dados apurados de consumo anual dos combustíveis fósseis para o ano de 1998 no Brasil (em *ton/ano* ou *m<sup>3</sup>/ano* para o gás natural) e a respectiva produção de energia elétrica no período (em *kWh/ano*), sendo que para o cálculo do

CE do óleo combustível, considerou-se ainda sua massa específica em  $0,908 \text{ ton/m}^3$ . Para os valores de Poder Calorífico Inferior, cujos dados apresentados em (Coelho *et al.*, 2000) estão na unidade caloria, foi empregada a relação  $1 \text{ kcal} = 4,184 \text{ kJ}$ . Com estes dados e empregando a equação anteriormente discutida, a Tabela 4.4 apresenta, então, o Fator de Emissão de GEE dos combustíveis fósseis de interesse em *kWh*.

Tabela 4.4: Consumo Específico, Poder Calorífico Inferior e Fatores de Emissão dos combustíveis fósseis de interesse (fontes diversas).

Combustível	CE	PCI	FE ( $10^{-7}$ tgás/kWh)		
			CH <sub>4</sub>	NO <sub>x</sub>	N <sub>2</sub> O
Óleo Combustível	$2,724 \times 10^{-4}$ ton/kWh	$4,0 \times 10^7$ kJ/ton	0,762	21,9	0,0
Gás Natural	0,3 $\text{m}^3/\text{kWh}$	$3,58 \times 10^4$ kJ/m <sup>3</sup>	0,682	21,3	0,0
Carvão	$8,15 \times 10^{-4}$ ton/kWh	$1,67 \times 10^7$ kJ/ton	0,955	44,5	1,09

Como os GEE têm efeitos diversos no clima, pode-se estabelecer uma padronização em relação ao CO<sub>2</sub>, denominado Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential – GWP*), baseado na eficiência radiativa (habilidade de absorver o calor) e na meia-vida de uma mesma quantidade de cada gás acumulado em um certo período de tempo (normalmente 100 anos). A Tabela 4.5 a seguir mostra o Potencial de Aquecimento Global dos GEE de interesse neste trabalho.

Tabela 4.5: Potenciais de aquecimento global de alguns GEE.

GEE	GWP
CO <sub>2</sub>	1,0
CH <sub>4</sub>	23
NO <sub>x</sub>	7,0
N <sub>2</sub> O	298

O GWP de um gás representa, então, quanto este contribui para o efeito estufa em 100 anos, comparada com a mesma quantidade de CO<sub>2</sub> emitida no mesmo período. Assim, como o GWP CO<sub>2</sub> é fixado em 1, então para o metano, por exemplo, pode-se considerar que 1 unidade de massa de metano contribui o mesmo que 23 unidades de massa de CO<sub>2</sub>.

Desse modo, através do conceito de Potencial de Aquecimento Global, pode-se converter o Fator de Emissão dos gases para o seu equivalente em CO<sub>2</sub> através da equação:  $FE_{gás} \times GWP_{gás}$ . Desse modo, a Tabela 4.6 apresenta o Fator de Emissão de todos os gases de interesse convertidos ao respectivo CO<sub>2</sub> equivalente. Como todos os gases estão na mesma referência, pode-se conceber, assim, um conceito de Fator de Emissão Total (*FET*), obtido através da equação:

$$FET = \sum FE_{gás} (tCO_2^{equiv} / kWh) \tag{4.73}$$

Finalmente, com os Fatores de Emissão Total, conjuntamente com a equação (3.30), pode-se, desse modo, calcular o parâmetro Total de Emissões Equivalentes de CO<sub>2</sub>, obtido com a equação (4.24).

Tabela 4.6: Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> equivalente total.

Fonte primária de energia	FE (10 <sup>-5</sup> tCO <sub>2</sub> <sup>equiv</sup> / kWh)				FET (10 <sup>-5</sup> tCO <sub>2</sub> <sup>equiv</sup> / kWh)
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	NOx	N <sub>2</sub> O	
Óleo Combustível	89,3	0,175	1,53	0,0	91,0
Gás Natural	59,9	0,157	1,49	0,0	61,5
Carvão	95,5	0,220	3,11	3,25	102,0
Hidro	1,50	0,0	0,0	0,0	1,50
Fotovoltaica	10,6	0,0	0,0	0,0	10,6
Eólica	2,10	0,0	0,0	0,0	2,10

## 4.7 ADEQUAÇÃO DE MÉTRICAS

Para as necessidades desta modelagem, que envolve o cálculo de funções objetivo com valores numéricos e unidades métricas distintos, optou-se por normalizar o cálculo das métricas empregadas neste trabalho (Maximin e aproximação Max-Min), para atenuar a sensibilidade das mesmas em relação às escalas das coordenadas do espaço objetivo.

### 4.7.1 Adequação da Estratégia Maximin

O cálculo da métrica Maximin, apresentada na equação (3.16), dependerá fortemente das escalas de valores das funções objetivo, o que pode influenciar as conclusões advindas de seus valores. Para exemplifi-

car, a Figura 4.6-a apresenta um conjunto de soluções em um espaço de funções objetivo com escalas distintas. Observa-se, então, que o ponto C qualifica-se como a partícula de melhor *fitness* Maximin do conjunto de soluções, encobrendo o fato da mesma se localizar em uma região mais populosa. Desse modo, para atenuar este problema, optou-se então por adotar um fator de normalização para esta métrica.

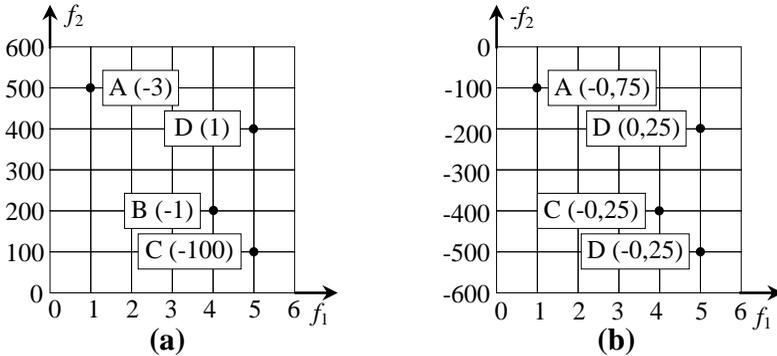


Figura 4.6: Adequação da métrica Maximin: (a) problema com escalas distintas; (b) resultados com a normalização da métrica adotada.

Seja, então, um espaço de funções objetivo  $m$ -dimensional e um conjunto de  $n$  soluções não-dominadas. Como os extremos destas funções estão definidos, então a normalização emprega a diferença entre estes valores máximo e mínimo de cada função objetivo, e o cálculo da métrica Maximin de uma solução qualquer  $i$  será determinado por:

$$Maximin_i = \max_{i=1,\dots,n} \left\{ \min_{\substack{j=1,\dots,n \\ j \neq i}} \left\{ \frac{f_1^i - f_1^j}{f_1^{\max} - f_1^{\min}}, \frac{f_2^i - f_2^j}{f_2^{\max} - f_2^{\min}}, \dots \right. \right. \\ \left. \left. \dots, \frac{f_m^i - f_m^j}{f_m^{\max} - f_m^{\min}} \right\} \right\} \quad (4.74)$$

onde  $j$  forma os possíveis pares de pontos do conjunto com a solução  $i$ .

Outra particularidade da estratégia Maximin refere-se à sua aplicação restrita a problemas de minimização. Como esta modelagem envolve também maximização de funções, então o emprego da correspondência: maximizar  $f(x)$  = minimizar  $-f(x)$ , não deve afetar o cálculo da métrica redefinida na equação (4.74). Para exemplificar, a Figura 4.6-b apresenta um conjunto de soluções no espaço de funções objetivo que,

além de escalas distintas, envolve a maximização de uma função  $f_2$  ajustada para problema de minimização (sinal negativo). Observa-se, então, que os valores obtidos se mostram em acordo com as propriedades desejáveis do Maximin como medida de *fitness* de problemas multiobjetivos.

### 4.7.2 Adequação da Métrica de Desempenho

Para a métrica de desempenho adotada (*Spacing metric*), empregada para a avaliação do conjunto de fronteira, com base na análise da equação (3.18) pode-se observar que o cálculo do fator  $d_i$  de cada ponto de um conjunto de soluções não-dominadas, também depende grandemente das escalas de valor das funções objetivo, sendo que as de maior montante influenciarão fortemente o resultado da métrica. Este problema pode ser constatado para o conjunto de quatro pontos mostrados na Figura 4.7-a (fator  $d_i$  entre parênteses), onde o resultado da métrica (valor obtido = 96,7) se encontra grandemente distante do valor nulo, o que pode ser erroneamente concluído, segundo a interpretação desta métrica anteriormente vista, como um conjunto com grau de espalhamento muito pobre. Desse modo, para atenuar este problema, neste trabalho optou-se novamente em adotar um fator de normalização.

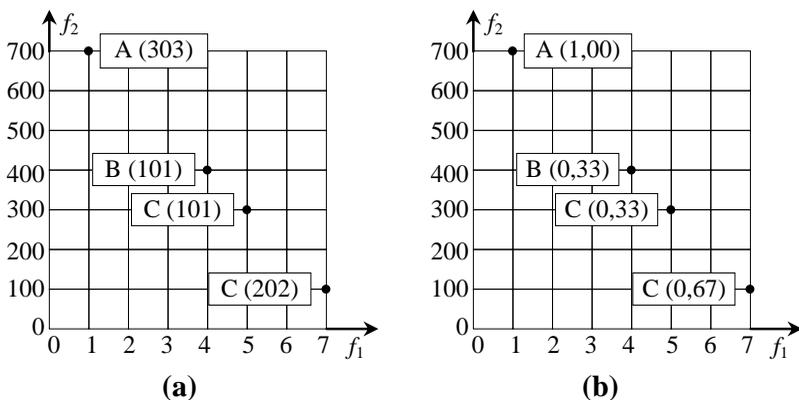


Figura 4.7: Adequação da métrica de desempenho: (a) problema com escalas distintas; (b) resultados com a normalização do fator  $d_i$ .

Sejam, então, um espaço de funções objetivo  $m$ -dimensional e um conjunto qualquer com  $n$  soluções não-dominadas. Desse modo, como os extremos de cada função objetivo são conhecidos, então a avaliação de desempenho deste conjunto pela métrica de espalhamento ( $S$ ), dada

pela equação (3.17), pode ser ajustada por meio dos fatores  $d_i$ , que passam a ser determinados através da seguinte equação:

$$d_i = \min_{\substack{j=1,\dots,n \\ j \neq i}} \left( \frac{|f_1^i - f_1^j|}{f_1^{\max} - f_1^{\min}} + \frac{|f_2^i - f_2^j|}{f_2^{\max} - f_2^{\min}} + \dots + \frac{|f_m^i - f_m^j|}{f_m^{\max} - f_m^{\min}} \right) \quad (4.75)$$

Para exemplificação da viabilidade desta normalização, calculando-se a métrica para o mesmo conjunto de pontos com esta adequação (fator  $d_i$  entre parênteses dado na Figura 4.7-b), observa-se então que o resultado da métrica de espalhamento (valor obtido = 0,32) se mostra mais condizente com a interpretação esperada.

#### 4.8 MODELO DE DECISÃO ADOTADO

Como mencionado no Capítulo 3, o modelo de decisão adotado neste trabalho consiste de uma análise de decisão *ex-post* baseada no conceito de função de valor aplicado ao conjunto de soluções não-dominadas obtido pelo algoritmo de solução multiobjetivo empregado (MOPSO). Desse modo, as seguintes especificações foram adotadas para a tomada de decisão do problema:

- 1) Para representar o comportamento de um decisor perante o julgamento das alternativas em competição (no caso, o conjunto de soluções não-dominadas) em relação aos níveis de impacto apresentado por cada critério de desempenho (no caso, as funções objetivo), entende-se que uma função do tipo exponencial se mostra bastante intuitiva e simples para um decisor expressar matematicamente seus juízos de valor com relação ao seu comportamento avesso, indiferente ou propenso perante um critério de decisão. Como neste trabalho optou-se por modelar as funções objetivo como critérios de minimização, então optou-se pelo emprego da função de valor exponencial apresentada na equação (4.76), que foi definida com base na equação (3.22). Esta função expressa as preferências do decisor quando estas decrescem com o aumento dos níveis de impacto do critério, ou seja, para problemas de minimização. Novamente, como maximizar  $f(\underline{x}) = \text{minimizar } -f(\underline{x})$ , então a mesma pode ser utilizada também para problemas de maximização, bastando inverter o seu sinal. Com isso, o valor da constante exponencial ( $\beta$ ) para os comportamentos avesso e propenso mantém o sinal em relação aos critérios de minimização.

$$v_j(a_{ij}) = \frac{e^{\beta_j (a_{ij}^{\max} - a_{ij}) / (a_{ij}^{\max} - a_{ij}^{\min})} - 1}{e^{\beta_j} - 1}, \quad i=1,\dots,n; \quad j=1,\dots,m \quad (4.76)$$

em que,  $n$  é o número de alternativas de solução não-dominadas em competição e  $m$  é o número de funções objetivo.

Além disso, esta equação pode ser empregada de modo generalista pois, para expressar também o comportamento indiferente do decisor, pode-se simplesmente especificar um valor para a constante exponencial próximo a zero, como por exemplo,  $\beta = 10^{-3}$ .

- 2) Para determinar o valor da constante exponencial, será neste trabalho empregado o procedimento presente em (Garvey, 2009) e também abordado no Capítulo 3. Logo, a obtenção do parâmetro  $\beta_j$  da  $j$ -ésima função objetivo consiste em especificar um nível de impacto  $a_j^{med}$ , para o qual a sua atratividade corresponde ao valor de preferência 0,5 para o decisor, e resolver a seguinte equação:

$$v_j(a_j^{med}) = \frac{e^{\beta_j (a_j^{med} - a_{ij}^{min}) / (a_{ij}^{max} - a_{ij}^{min})} - 1}{e^{\beta_j} - 1} = 0,5 \quad (4.77)$$

em que a única incógnita é a constante exponencial  $\beta_j$ .

A Figura 4.8 resume, então, o comportamento da função de valor referente à equação (4.76), que mostra os aspectos de sinal da constante exponencial  $\beta$  para expressar os comportamentos avesso, indiferente e propenso de problemas de minimização e maximização, quando da especificação de um valor  $a^{med}$  de média preferência.

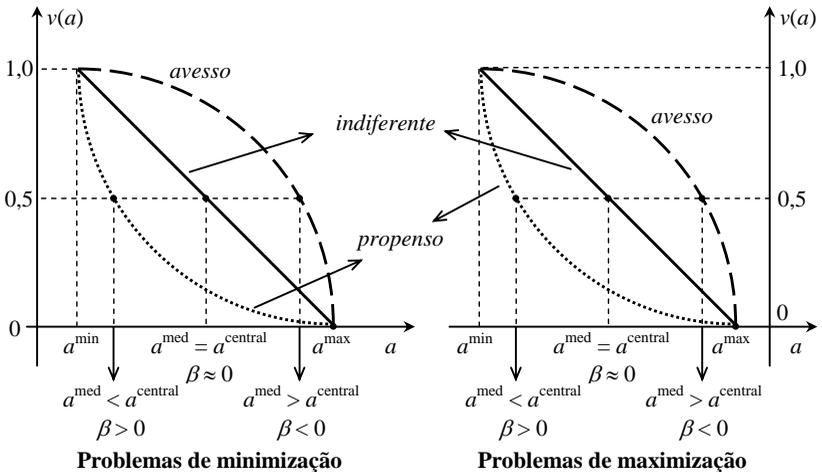


Figura 4.8: Esquematização das considerações adotadas neste trabalho para função de valor exponencial empregada.

- 3) Em relação às taxas de substituição das funções objetivo, neste trabalho será adotado um procedimento simples, em que considera-se o decisor apto a julgar quantas vezes um critério é preferível a outro, ou seja, a razão entre suas taxas. Assim, sejam  $w_1$ ,  $w_2$  e  $w_3$  as taxas de substituição para as funções objetivo  $FO_1$ ,  $FO_2$  e  $FO_3$ , respectivamente. Como exemplo, suponha o decisor estabelecendo as seguintes relações entre as taxas:  $w_1/w_2 = p_{12}$  e  $w_1/w_3 = p_{13}$ , onde, por dedução, se conclui que:  $w_2/w_3 = p_{23} = p_{13}/p_{12}$ . Como a relação  $w_1 + w_2 + w_3 = 1$  tem que ser respeitada, então tem-se:

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1 \Rightarrow \therefore w_1 + \frac{w_1}{p_{12}} + \frac{w_1}{p_{13}} = 1$$

Desse modo, as taxas de substituição  $w_1$ ,  $w_2$  e  $w_3$  serão então calculadas, respectivamente, por:

$$w_1 = \frac{p_{12} p_{13}}{p_{12} + p_{13} + p_{12} p_{13}} \quad (4.78)$$

$$w_2 = \frac{p_{13}}{p_{12} + p_{13} + p_{12} p_{13}} \quad (4.79)$$

$$w_3 = \frac{p_{12}}{p_{12} + p_{13} + p_{12} p_{13}} \quad (4.80)$$

- 4) A solução final do problema multiobjetivo será determinada neste trabalho por meio de um método de não preferência (aproximação Max-min), bem como por meio das funções de síntese de agregação aditiva e produtiva, ambos vistos no Capítulo 3, para estudo e comparação dos resultados alcançados. Assim, nas funções de agregação, a seguir novamente apresentadas, são empregadas as taxas de substituição determinadas com o procedimentos visto no item c).

$$V_i = \sum_{j=1}^m w_j v_j(a_{ij}) \quad , \quad s.a. \quad \sum_{j=1}^m w_j = 1,0 \quad (4.81)$$

$$V_i = \prod_{j=1}^m [v_j(a_{ij})]^{w_j} \quad , \quad s.a. \quad \sum_{j=1}^m w_j = 1,0 \quad (4.82)$$

- 5) Para o teste de sensibilidade da solução final com relação às taxas de substituição, será empregado o procedimento visto no Capítulo 3, no qual uma varredura em uma das taxas é estabelecido e o seu impacto no respectivo valor das demais é determinado. Assim, sejam nova-

mente as relações entre taxas de substituição estabelecidas inicialmente por um decisor:  $w_1^{(0)}/w_2^{(0)} = p_{12}$  e  $w_1^{(0)}/w_3^{(0)} = p_{13}$ , ou seja,  $w_2^{(0)}/w_3^{(0)} = p_{13}/p_{12}$ . Logo, para uma varredura das taxas, tem-se:

**5.1)** Supondo uma alteração na taxa de substituição  $w_1^{(0)}$  para um valor  $w_1^{(1)}$  ( $w_1^{(0)} \rightarrow w_1^{(1)}$ ). Desse modo, as demais taxas atingirão os valores  $w_2^{(1)}$  e  $w_3^{(1)}$ , respectivamente, para que a identidade  $w_1^{(1)} + w_2^{(1)} + w_3^{(1)} = 1$  seja satisfeita. Além disso, para manter o julgamento estabelecido pelo decisor sobre os critérios, então a razão entre os pesos  $w_2^{(1)}$  e  $w_3^{(1)}$  deverá ser mantida, isto é,  $w_2^{(1)}/w_3^{(1)} = w_2^{(0)}/w_3^{(0)} = p_{13}/p_{12}$ . Assim, os novos valores para estas taxas serão determinados por:

$$w_2^{(1)} = \frac{p_{13}(1 - w_1^{(1)})}{p_{12} + p_{13}} \quad (4.83)$$

$$w_3^{(1)} = \frac{p_{12}(1 - w_1^{(1)})}{p_{12} + p_{13}} \quad (4.84)$$

**5.2)** Analogamente, supondo a alteração na taxa  $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ , então  $w_1^{(1)}/w_3^{(1)} = w_1^{(0)}/w_3^{(0)} = p_{13}$  e as outras taxas serão dadas por:

$$w_1^{(1)} = \frac{p_{13}(1 - w_2^{(1)})}{1 + p_{13}} \quad (4.85)$$

$$w_3^{(1)} = \frac{1 - w_2^{(1)}}{1 + p_{13}} \quad (4.86)$$

**5.3)** Analogamente, supondo a alteração na taxa  $w_3^{(0)} \rightarrow w_3^{(1)}$ , então  $w_1^{(1)}/w_2^{(1)} = w_1^{(0)}/w_2^{(0)} = p_{12}$  e as outras taxas serão dadas por:

$$w_1^{(1)} = \frac{p_{12}(1 - w_3^{(1)})}{1 + p_{12}} \quad (4.87)$$

$$w_2^{(1)} = \frac{1 - w_3^{(1)}}{1 + p_{12}} \quad (4.88)$$

**6)** Para a avaliação do grau de agrupamento do conjunto de soluções não-dominadas obtido pelo algoritmo de solução adotado (MOPSO), será utilizada medida de desempenho a métrica de espalhamento de vetores (*Spacing metric*), vista no item (4.7.2.

#### 4.9 ALGORITMO DE SOLUÇÃO MOPSO ADOTADO

Para o processo de solução do problema proposto neste trabalho, a determinação do algoritmo de programação inteira multiobjetivo estruturado no método Enxame de Partículas (MOPSO), foi baseada na análise bibliográfica apresentada no Capítulo 3, e consiste no emprego de três medidas de avaliação de desempenho como forma de seleção das soluções eficientes durante o processo iterativo:

1. **Fitness de dominância:** tem como objetivo a observação da relação de dominância entre as soluções potenciais, determinada pelo cálculo das funções objetivo do problema e julgada pela métrica Maximin;
2. **Fitness de factibilidade:** tem como objetivo determinar a viabilidade das soluções, julgada pelas restrições de adequação e penalização;
3. **Fitness de grau de agrupamento das soluções:** tem como objetivo a observação do grau de aglomeração das soluções do conjunto de fronteira, julgado pelo valor em módulo da métrica Maximin.

Para o algoritmo de solução multiobjetivo implementado, as seguintes considerações foram adotadas:

- ◆ Como o processo de solução, em suma, busca uma varredura exaustiva do espaço de decisão, o número máximo de iterações ( $k^{max}$ ) é empregado como critério de parada do processo de solução;
- ◆ As tarefas de teste de dominância, escolha do  $gBest$  de cada partícula e controle da diversidade e do tamanho conjunto de soluções não-dominadas é executado com a estratégia Maximin;
- ◆ O conjunto de soluções não-dominadas (fronteira) é mantido em um arquivo durante o processo iterativo, que sofre alterações em seu tamanho e pode crescer até um limite máximo  $N_{FP}$  de soluções;
- ◆ Antes da atualização do arquivo de fronteira, é realizado uma busca para detectar partículas que contenham apenas zeros ou repetidas, as quais são penalizadas para não serem acrescentadas ao arquivo;
- ◆ A cada iteração, as partículas do enxame atual são acrescentadas ao arquivo e a dominância das soluções deste conjunto expandido é testada através do cálculo do Maximin. Com este resultado então as soluções inferiores (dominadas) são retiradas do arquivo;
- ◆ O arquivo resultante é re-classificado segundo o *fitness* Maximin de cada partícula, do menor (melhor) para o maior valor (pior). Esta classificação é primeiramente utilizada para limitar o tamanho do arquivo, caso este exceda o limite estabelecido em  $N_{FP}$  de soluções;
- ◆ A escolha do  $gBest$  é realizada com a determinação de um conjunto correspondente a uma porcentagem previamente especificada ( $t_{Xg}$ )

- das primeiras soluções do arquivo re-classificado. O  $gBest$  é então escolhido por um sorteio empregando o método da roleta viciada;
- ◆ A atualização do  $pBest$  de cada partícula é realizada por teste de dominância e um sorteio simples é utilizado no caso de indiferença entre a partícula e seu respectivo  $pBest$  (ambos são não-dominados);
  - ◆ Para propiciar uma maior varredura do espaço de decisão e melhorar o desempenho do MOPSO adotado, é empregado um mecanismo de mutação<sup>5</sup> baseado em uma taxa  $tx_{mut}$  ( $pu$ ) previamente definida e o sorteio de um número uniformemente randômico. O mecanismo de mutação é utilizado após a correção de velocidade e posição do enxame para garantir que a “pluralidade genética” propiciada por este artifício esteja presente na próxima “geração” (iteração);
  - ◆ As restrições de penalização são testadas antes da construção do arquivo externo, de modo a piorar o  $fitness$  Maximin de partículas com limites violados para que estas não sejam escolhidas como pontos de fronteira. As restrições de adequação, por sua vez, são testadas após o mecanismo de mutação (e, por conseguinte, após a correção de velocidade e posição do enxame) para o teste de factibilidade da nova população e antes de um novo cálculo das funções objetivo.

Assim, com base nestas considerações, a seguir é apresentado o algoritmo do MOPSO adotado para a solução do modelo matemático apresentado neste trabalho. Para melhor elucidar as diversas técnicas empregadas no algoritmo de solução adotado, na Figura 4.9 é apresentado a concatenação de metodologias deste trabalho e na Figura 4.10 é apresentado um fluxograma simplificado do processo de solução

### 1) Inicializações ( $k = 0$ ):

- 1.1) Especificar parâmetros do MOPSO: tamanho do enxame ( $n_p$ ), número de iterações máxima ( $k^{max}$ ), taxas de aprendizagem cognitiva ( $c_1$ ) e social ( $c_2$ ), fatores de peso inercial máximo ( $\omega^{max}$ ) e mínimo ( $\omega^{min}$ ), número máximo de soluções de fronteira ( $N_{FP}$ ), taxa de mutação ( $tx_{mut}$ ) e porcentagem de soluções de fronteira com melhor  $fitness$  Maximin ( $tx_g$ );
- 1.2) Gerar randomicamente as partículas do enxame inicial (quantidade de máquinas por empreendimento e por estágio): adotou-se neste trabalho a estratégia de distribuir nos estágios a quanti-

---

<sup>5</sup> O mecanismo de mutação é também aqui é emprestado da teoria dos Algoritmos Genéticos e consiste na alteração randômica de genes do código genético da variável de decisão.

---

dade máxima de máquinas de cada empreendimento, ponderada por uma variável randômica  $rd$ , onde cada “gene” de uma partícula  $QM^{p,(o)}$  é determinado segundo a equação:

$$q_{e,s}^{p,(o)} = \text{round} \left( rd \times \frac{q_e^{\max}}{n_s} \right); e = 1, n_e, s = 1, n_s, p = 1, n_p \quad (4.89)$$

em que,  $rd \in [0,1]$  e  $\text{round}$  é o operador matemático de arredondamento de resultado. Como as restrições do problema não são tratadas neste ponto do algoritmo, então ocorre que algumas das partículas podem não ser factíveis;

- 1.3) Especificar a matriz de velocidade inicial das partículas:

$$V^{p,(o)} = \underline{0}$$

- 1.4) Inicializar vetor de *fitness* (funções objetivo) do *pBest* (*FOP*) de cada partícula  $p$ , adotando um valor elevado:

$$FOP^{p,(o)} = [FOP_1^{p,(o)} \quad FOP_2^{p,(o)} \quad FOP_3^{p,(o)}] = 10^{15}$$

- 1.5) Inicializar os arquivos de armazenamento do conjunto de soluções não-dominadas como conjunto vazios:

$$FP_{part}^{(o)} = [ ] \quad \text{e} \quad FP_{fo}^{(o)} = [ ]$$

- 2) Enquanto  $k < k^{\max}$ , fazer:

- 2.1) Para cada partícula  $p$  do enxame atual, fazer:

- 2.1.1) Calcular a somatória a valor presente (estágio 0) dos parâmetros econômicos, técnicos (empregando um fluxo de carga baseado no MSP) e ambientais por nível de carga ( $nc = 1,2,3$ ), por empreendimento ( $e = 1, \dots, n_e$ ), por subestágio ( $se = 1, \dots, 12$ ) e por estágio ( $s = 1, \dots, n_s$ ). Obter então o novo vetor das funções objetivo:

$$FOP^{p,(k)} = [-FOP_1^{p,(k)} \quad FOP_2^{p,(k)} \quad FOP_3^{p,(k)}]$$

- 2.1.2) Verificar as restrições técnicas de penalização: se algum dos limites é violado, multiplicar as funções objetivo (*fitness* de dominância) por  $10^{10}$ ;

- 2.1.3) Atualizar *pBest*: se determinada partícula  $QM^{p,(k)}$  for não-dominada em relação ao seu *pBest* ( $QM^{p,(k)}$ ), então proceder a verificação:

- a) Se  $QM^{p,(k)}$  for dominante, fazer:

$$QM^{p,(k)} = QM^{p,(k)} \quad \text{e} \quad FOP^{p,(k)} = FOP^{p,(k)}$$

b) Se  $QM^{p,(k)}$  for indiferente, realizar um sorteio simples para determinar se o  $pBest$  será ou não atualizado. Se satisfeito, proceder como no item a);

2.2) Expandir o arquivo de soluções não-dominadas atual com a inclusão do enxame de partículas atual:

$$FP\_part^{(k)} \leftarrow QM^{p,(k)} \quad e \quad FP\_fo^{(k)} \leftarrow FO^{p,(k)}$$

2.3) Calcular o *fitness* Maximin das partículas do arquivo externo:

$$Fit_j^{(k)} = Maximin(FP\_fo_j^{(k)})$$

em que,  $j = 1, \dots, n_{arq}$ , em que  $n_{arq}$  é o número de partículas presentes no arquivo externo neste momento. A seguir, fazer:

2.3.1) Classificar o *fitness* Maximin das partículas em ordem crescente e, com os índices da re-ordenação, classificar os arquivos externos  $FP\_part^{(k)}$  e  $FP\_fo^{(k)}$ ;

2.3.2) Adequar a fronteira atual: extrair as soluções dominadas de  $FP\_part^{(k)}$  e  $FP\_fo^{(k)}$  ( $Fit_j^{(k)} > 0$ ). Se o número de soluções restantes for ainda superior ao limite ( $N_{FP}$ ), então retirar os últimos elementos de  $FP\_part^{(k)}$  e  $FP\_fo^{(k)}$  até que a dimensão dos mesmos se reduza a  $N_{FP}$ ;

2.4) Especificar o  $gBest$  de cada partícula: com o arquivo  $FP\_part^{(k)}$  re-ordenado, proceder:

2.4.1) Formar um arquivo auxiliar com as primeiras  $t_{Xg} \times N_{FP}$  partículas do arquivo, ou utilizar toda a fronteira caso o número de elementos seja menor que este valor;

2.4.2) Especificar o  $gBest$  de cada partícula  $p$  do enxame atual ( $QMg^{p,(k)}$ ), através do sorteio de uma solução do arquivo auxiliar baseado no método da roleta viciada, onde cada “fatia” é proporcional ao *fitness* Maximin das partículas do arquivo auxiliar;

2.5) Atualizar matrizes de velocidade, equação (3.5), e posição do enxame, equação (3.14). Corrigir o fator de peso inercial:

$$\omega = 0,5 \times (1 + rand), \quad rand \in [0,1].$$

2.6) Aplicar o mecanismo de mutação: para cada partícula do enxame e cada estágio, sorteia-se um empreendimento e um número  $N_{sort}$ , ambos de forma uniformemente randômica. A seguir o número sorteado  $N_{sort}$  é comparado com a taxa de mutação  $tx_{mut}$

e testa-se: se  $N_{sort} < tx_{mut}$  então uma unidade é acrescentada à quantidade de máquinas do empreendimento sorteado;

**2.7)** Verificar restrições adequação para cada partícula  $p$  do novo exame: se algum limite é violado, proceder os ajustes no código genético da partícula, baseado nos procedimentos vistos no item (4.4.1, até que todas as restrições sejam satisfeitas;

**2.8)** Fazer  $k = k + 1$  e voltar ao passo 2.1.

**3)** Saída de resultados: considerar o último arquivo do processo iterativo,  $FP_{part}^{(k^{max})}$  e  $FP_{fo}^{(k^{max})}$ , como solução do MOPSO. Proceder:

**3.1)** Determinar o grau de agrupamento do conjunto de fronteira com a métrica de desempenho (*Spacing Metric*);

**3.2)** Obter da solução final por aproximação Max-Min;

**3.3)** Adotar a função matemática exponencial como função de valor de cada critério de decisão, especificar o comportamento do decisor perante cada critério (avesso, indiferente ou pensoso);

**3.4)** Determinar as taxas de substituição;

**3.5)** Empregar as função de agregação e obter a solução final;

**3.6)** Realizar teste de sensibilidade com as taxas de substituição.

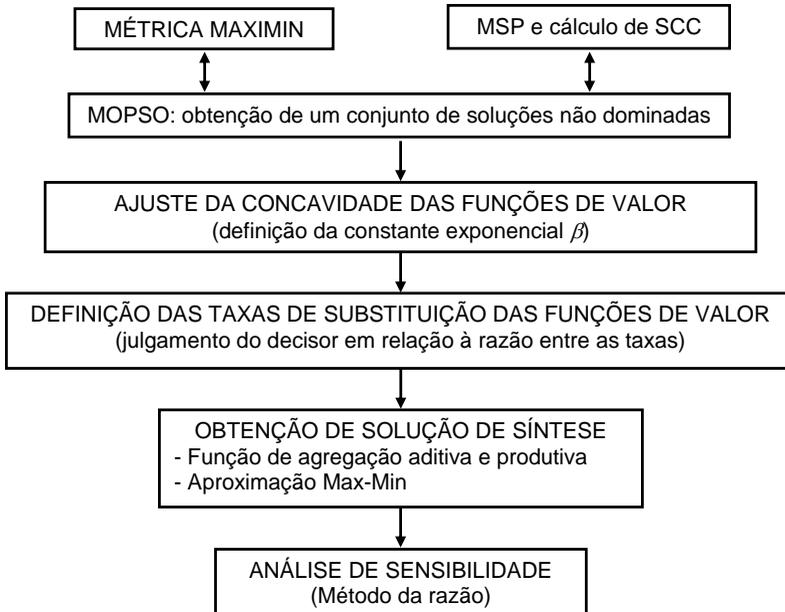


Figura 4.9: Concatenamento de metodologias do trabalho.

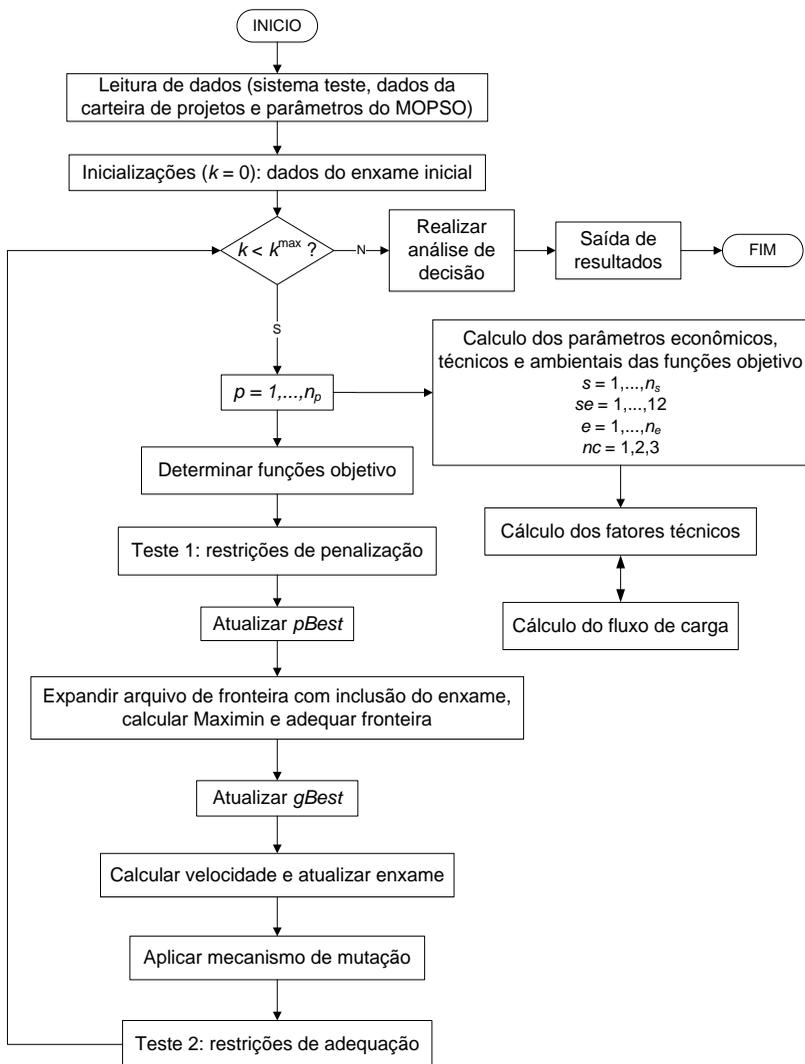


Figura 4.10: Fluxograma simplificado do algoritmo de solução do problema multiobjetivo adotado.



## 5. APLICAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

---

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados e análises obtidos com a implementação computacional da metodologia multi-objetivo de solução do problema de planejamento referente à busca de estratégias ótimas de inserção de empreendimentos provenientes de uma carteira de projetos em Geração Distribuída, proposta deste trabalho, e, como estudo de caso, aplicada a um problema teste constituído por uma rede de distribuição e uma carteira de projetos fictícios.

### 5.1 DADOS DO ESTUDO DE CASO

A concepção do problema teste consiste na descrição dos diversos dados especificados para a rede elétrica em estudo e da carteira de projetos em GD, bem como dos parâmetros referentes ao algoritmo multi-objetivo aplicado e ao modelo de decisão adotado.

#### 5.1.1 O Sistema Teste

O sistema teste consiste em uma rede de distribuição elétrica constituída por 192 nós (barras) e 191 ramos, obtida com base em ajustes nas demandas de barra e impedâncias de ramos realizados em uma rede elétrica real da concessionária local. A Figura 5.1. mostra um esquema unifilar da rede teste, com a indicação de algumas barras por motivos estéticos, e um compêndio dos dados especificados para este sistema se encontra no Apêndice A este trabalho.

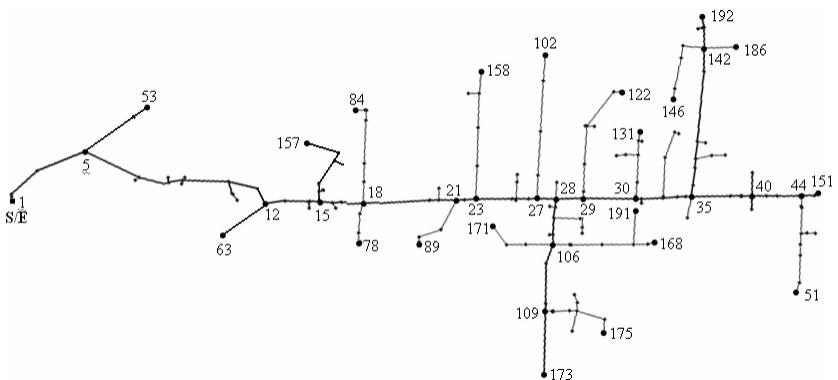


Figura 5.1: Esquema espacial da rede teste com 192 barras e 191 ramos.

---

A configuração da rede no estágio 0 constitui-se apenas por barras de carga (tipo PQ), com exceção da barra da subestação (barra 1, modelada como tipo V $\theta$ ), com uma carga aparente total de 8735 kVA.

Para mitigar o impacto dos geradores distribuídos na proteção da rede de inserção, optou-se por especificar o limite da elevação da capacidade de curto-circuito em 200% dos valores iniciais. Desse modo, o índice de máxima elevação da SCC foi fixado em:  $I^{SCC,max} = 3$ .

Para os fatores de nível de carga diária, considerou-se que os dados de demanda de barra originais do sistema teste referem-se ao nível médio de carga e, para os níveis leve e pesado, adotou-se como regra um ajuste em 20% para baixo para cima deste valor. Desse modo, os fatores de nível de carga diária foram definidos como:  $fnc_{nc} = [0,8 \ 1,0 \ 1,2]$ .

Com base na projeção de crescimento da economia brasileira divulgado pelo governo federal para os próximos anos, estipulada a uma taxa anual de 5%, considerou-se que esta projeção será refletida no consumo de energia elétrica em todas as classes de consumidores. Assim, baseado nesta estimativa de crescimento anual da demanda em 5%, adotou-se então uma taxa de expansão de carga mensal  $tec = 0,44\%$ , sendo os dados de carga originais das barras do sistema teste definidos como a demanda de barra no estágio inicial do período de planejamento.

### 5.1.2 A Carteira de Empreendimentos em Geração Distribuída

Para compor um exemplo abrangente de parâmetros de custos, preços, operação mensal e diária e demais dados correlatos, foi considerada uma carteira de projetos constituída por 06 empreendimentos de geração provenientes de fonte primária distintas, compreendendo fontes renováveis (eólica, micro-central hidroelétrica, solar fotovoltaica) e combustíveis fósseis (gás natural, óleo combustível e carvão). Com exceção da solar fotovoltaica, que representa ainda um recurso promissor, estas escolhas basearam-se no fato de empreendimentos com estas fontes têm sido ofertados nos leilões promovidos pelo órgão regulador na última década, além de que seus dados de projetos (custos, preços da energia, fator de capacidade, etc.) estarem mais sedimentados e poderem ser tipificados mais satisfatoriamente. Desse modo, com relação à biomassa, apesar desta ter sido bastante ofertada netes leilões, não se considerou esta fonte na carteira devido aos dados escassos e à complexidade na especificação de seus parâmetros, pois para empresas que empregam co-geração, por exemplo, a energia elétrica normalmente é um produto

secundário ofertado pela empresa, sendo que esta opera mais em função de suas necessidades de vapor/calor do que de eletricidade.

Na tipificação dos custos e preço de venda de energia dos empreendimentos da carteira de projetos em GD, apresentados a seguir, quando não informado a fonte, refere-se a dados consultados e coletados junto a uma empresa de projeto e construção de empreendimentos de geração elétrica. A potência aparente unitária das máquinas foi especificada dentro das faixas de capacidades típicas apresentadas na Tabela 2.3.

Além disso, com relação à conversão de unidades monetárias, foram adotadas as seguintes relações cambiais (baseadas em cotações apuradas em 15/01/2011):  $1,0 \text{ US\$} = 1,79 \text{ R\$}$  e  $1,0 \text{ €} = 2,52 \text{ R\$}$ .

Nos itens apresentados a seguir são, então, detalhados os diversos parâmetros de custos, preços e fatores diversos para os empreendimentos considerados na carteira de projetos do problema teste:

- ◆ **Empreendimento 1:** projeto de geração de fonte eólica compreendendo 12 máquinas de 70 kVA cada, sem suporte de reativos e a ser inserida na barra 51 (local do suposto recurso natural).
    - Custo de instalação: valor típico em 4000 R\$/kW instalado;
    - Custo de O&M: o preço do insumo energético é nulo. Logo, o valor considerado será nulo;
    - Custo fixo: valor típico em 2,5 milhões de reais anuais para cada 100 MW, o que consiste no valor adotado de 25 R\$/kW\_inst\_ano;
    - Fator de capacidade: segundo (Freris e Infield, 2008), o valor médio da fonte eólica reside em torno de 45%. Valor típico adotado neste trabalho: 50% ou 0,5;
    - Fatores de operação diária e mensal: sendo o empreendimento não despachável, considerou-se que este poderá fornecer sua potência média (referente ao seu fator de capacidade) sem limitações de geração diária ou mensal (fatores binários = 1), isto é, o empreendimento é sempre escalado para operar na base;
    - Preço de comercialização: valor tipificado em 0,148 R\$/kWh, apurado pelo preço médio verificado no 1º leilão da fonte realizado em Dezembro de 2009. Este valor é adotado para todos os níveis de carga, novamente com base no fato do tipo de fonte primária ser não-despachável e, por isso, não representar um produto que possa apresentar um preço diferenciado por horário;
    - Fator de emissão equivalente de CO<sub>2</sub> total: será adotado o valor determinado e apresentado na Tabela 4.6 para a fonte do empreendimento, sendo considerado típico.
-

- ◆ **Empreendimento 2:** projeto de micro-central hidrelétrica composta por 06 x 100 kVA, com suporte de reativos ( $FP = 0,90$ ) e a ser inserida na barra 173 (local do suposto recurso natural).
    - Custo de instalação: valor típico em 4000 R\$/kW instalado;
    - Custo de O&M: valor típico em 0,85 R\$/MWh ou 0,00085 R\$/kWh, com acréscimo de 0,0001 R\$/kWh em custo de royalties, totalizando um custo total em torno de 0,001 R\$/kWh;
    - Custo fixo: valor típico em 8 R\$/MWh, ou 70 R\$/kW<sub>inst\_ano</sub>;
    - Fator de capacidade: a produção média de aproveitamentos hidrelétricos está relacionada à sua garantia física devido à variabilidade das vazões. Valor adotado para quantificar a garantia física do empreendimento (produção média): 70% ou 0,7;
    - Fator de operação diária: considera-se o empreendimento sem limite de operação diária (operando na base);
    - Fator de operação mensal: considera-se os sub-estágios 7 e 8 sem produção (inverno seco);
    - Preço de venda: valor típico em 0,155 R\$/kWh (preço teto do leilão de reserva e fontes renováveis, A-3, de Agosto/2010), adotado para os níveis de carga leve e média. Para o nível pesado, será adotado um fator de majoração em 10%, como forma de ressarcimento pelo suporte de reativos para todos os períodos de carga, em especial o de pico (nível pesado);
    - Fator de emissão equivalente de CO<sub>2</sub> total: será adotado o valor apresentado na Tabela 4.6 e considerado típico.
  - ◆ **Empreendimento 3:** projeto de fonte fotovoltaica, contendo 16 geradores de 30 kW cada, operando a fator de potência unitário e inserida na barra 122 (local do suposto recurso natural).
    - Custo de instalação: valor típico: 5000 €/kW<sub>inst</sub> (Tabela 2.4). Adotado: 12000 R\$/kW<sub>inst</sub>;
    - Custo de O&M: o preço do insumo energético é nulo. Logo, o valor considerado será nulo;
    - Custo fixo: devido à carência de informações, será considerado um custo similar ao da fonte eólica: 25 R\$/kW<sub>inst\_ano</sub>;
    - Fator de capacidade: valores típicos no Brasil entre 15 e 20% (Lora e Haddad, 2006). Valor adotado: 20% ou 0,2;
    - Fator de operação diária: seu funcionamento limita-se às horas do dia, que corresponde ao nível de carga média;
    - Fator de operação mensal: considera-se os sub-estágios 1 e 2 sem produção (verão chuvoso);
-

- Preço de venda: valor típico será considerado em 20 ¢€/kWh (Tabela 2.5), ou 0,50 R\$/ kWh, adotado apenas para o nível de carga leve devido ao seu fator de operação diária;
  - Fator de emissão equivalente de CO<sub>2</sub> total: será adotado o valor apresentado na Tabela 4.6 e considerado típico.
- ◆ **Empreendimento 4:** projeto de geração com micro-turbina a gás natural, com 10 x 50 kVA, operando a fator de potência unitário e inserida na barra 192 (local do suposto recurso natural).
- Custo de instalação: valor típico em 1080 R\$/ kW<sub>inst</sub>, obtido de (Vieira *et al.*, 2009);
  - Custo de O&M: valor apurado em 5,6 R\$/MWh, ou seja, tipificado em 0,0056 R\$/kWh;
  - Custo fixo: valor considerado: 65 R\$/kW<sub>inst\_ano</sub>, também baseado em (Vieira *et al.*, 2009);
  - Fator de capacidade: valor típico: 0,92 (Vieira *et al.*, 2009);
  - Fatores de operação diária e mensal: considera-se que não há produção de energia elétrica no horário comercial (nível de carga médio) devido à competição para compra do gás natural com a demanda industrial. Como não há sazonalidades anuais da fonte, considera-se que não há limitação de operação mensal;
  - Preço de venda: valor típico: 83,60 US\$/MWh ou 0,149 R\$/kWh;
  - Fator de emissão equivalente de CO<sub>2</sub> total: será adotado o valor apresentado na Tabela 4.6 e considerado típico.
- ◆ **Empreendimento 5:** projeto de geração termelétrica movido a óleo combustível, com 09 x 60 kVA, operando a fator de potência unitário e inserida na barra 84 (local do suposto recurso natural).
- Custo de instalação: valor tipificado em 400 US\$/kW<sub>inst</sub>, ou seja, 720 R\$/ kW<sub>inst</sub> (Vieira *et al.*, 2009) ;
  - Custo de O&M: valor típico em 11 R\$/MWh ou 0,011 R\$/kWh;
  - Custo fixo: valor tipificado em 87,6 R\$/kW<sub>inst\_ano</sub>, segundo apurado em (Vieira *et al.*, 2009);
  - Fator de capacidade: considera-se que a fonte não apresenta sazonalidade ou imprevisibilidade, sofrendo apenas paradas para manutenção. Valor típico adotado: 0,92;
  - Fatores de operação diária e mensal: considera-se que este empreendimento de geração termelétrica só apresenta preço competitivo para o horário de ponta (nível de carga pesado) e que não ter limitação de operação mensal pelo fato da fonte primária não apresentar uma sazonalidade anual;
-

- Preço de venda: valor típico em  $160 \text{ US\$/MWh} = 0,288 \text{ R\$/kWh}$ , adotado apenas para o nível de carga pesado, conforme fatores de operação diária adotados;
  - Fator de emissão equivalente de  $\text{CO}_2$  total: será adotado o valor apresentado na Tabela 4.6 e considerado típico.
- ◆ **Empreendimento 6:** projeto de geração termelétrica a carvão, com  $08 \times 70 \text{ kVA}$ , operando a fator de potência unitário e inserida na barra 158 (local do suposto recurso natural).
- Custo de instalação: valor típico em  $816 \text{ US\$} = 1470 \text{ R\$/kW}_{inst}$  (Vieira et al., 2009);
  - Custo de O&M: valor típico em  $1,5 \text{ R\$/MWh} = 0,0015 \text{ R\$/kWh}$  (Vieira et al., 2009);
  - Custo fixo: valor tipificado em  $90 \text{ R\$/kW}_{inst\_ano}$ , segundo o valor apurado em (Vieira et al., 2009)
  - Fator de capacidade: valor típico adotado em 0,72 apurado segundo (Vieira et al., 2009);
  - Fatores de operação diária e mensal: considera-se que o empreendimento não tem limitações de geração diária ou mensal;
  - Preço de venda: valor tipificado adotado em  $140 \text{ R\$/MWh}$ , ou seja,  $0,14 \text{ R\$/kWh}$ , baseado no preço de venda alcançado pela térmica Pecém-II para o leilão A-5 de setembro/2008;
  - Fator de emissão equivalente de  $\text{CO}_2$  total: será adotado o valor apresentado na Tabela 4.6 para a fonte do empreendimento e considerado tipificado para este estudo.

Para melhor compreensão, os dados da carteira de projetos são, então, resumidos na Tabela 5.1 (dados gerais), Tabela 5.2 (custos típicos), Tabela 5.3 (fatores de operação diária), Tabela 5.4 (fatores de operação mensal) e Tabela 5.5 (preços de venda por nível de carga).

Tabela 5.1: Dados gerais dos empreendimentos da carteira de projetos.

$e$	Barra	$q_e^{\max}$	$S_e^{\text{nom}}$ (kVA)	$FP_e$ (pu)	$FC_e$ (pu)
1-Eólica	51	12	70	1,0	0,50
2-PCH	173	06	100	0,9	0,70
3-FV	122	16	30	1,0	0,20
4-GN	192	10	50	1,0	0,92
5-Óleo	84	09	60	1,0	0,92
6-Carvão	158	08	70	1,0	0,72

Tabela 5.2: Dados de custos dos empreendimentos da carteira de projetos

$e$	$custo_e^{instal}$ (R\$/kVAinst)	$custo_e^{O\&M}$ (R\$/kWh)	$custo_e^{fixo}$ (R\$/kVA_mes)
1-Eólica	4000	0,0000	25,0
2-PCH	4000	0,0010	70,0
3-FV	12000	0,0000	25,0
4-GN	1080	0,0056	65,0
5-Óleo	720	0,0110	87,6
6-Carvão	1470	0,0015	90,0

Tabela 5.3: Fatores binários de operação diária dos empreendimentos

$e$	$fod_{e,nc}$		
	Leve	Média	Pesada
1-Eólica	1	1	1
2-PCH	1	1	1
3-FV	0	1	0
4-GN	1	0	1
5-Óleo	0	0	1
6-Carvão	1	1	1

Tabela 5.4: Fatores binários de operação mensal dos empreendimentos.

$e$	$fom_{e,se}$											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	11	12
1-Eólica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2-PCH	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
3-FV	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4-GN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5-Óleo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6-Carvão	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Para a tipificação dos preços de compra de energia no mercado *spot* por nível de carga, foram utilizados a média dos preços semanais da energia por nível de carga, verificados entre Janeiro de 2006 e Dezembro de 2010 nos sub-mercados Sul e Sudeste (fonte: [http://www.cce.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=a893f5b4ccd98110VgnVCM1\\_000005e01010aRCRD](http://www.cce.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=a893f5b4ccd98110VgnVCM1_000005e01010aRCRD)), mostrados na Tabela 5.6 mostra. Estes



### 5.1.3 O Período de Planejamento

Com relação ao horizonte de planejamento do sistema teste, neste trabalho entende-se que um período de estudo muito extenso pode acarretar em maior imprecisão para a modelagem das expansões de carga e preço à taxas fixas adotada. Desse modo, optou-se então por um tempo de planejamento com 04 estágios ( $n_s = 04$  anos), que pode, ainda assim, expressar uma realidade para o relativo tempo de construção reduzido característico de empreendimentos em Geração Distribuída.

De acordo com os dados de custos de instalação apresentados na Tabela 5.1, o custo total para a execução de todos os empreendimentos da carteira de projetos seria de  $13,272 \times 10^6$  R\$. Para especificar os orçamentos da empresa para a instalação dos geradores da carteira então, como regra, adotou-se um valor inferior à razão deste custo total pelo número de estágios do tempo de planejamento. Desse modo, a empresa não poderá executar os empreendimentos da carteira em sua totalidade, o que reforça esta proposta deste estudo de planejamento para a busca de estratégias ótimas de inserção. Assim, considerando-se 4 estágios, então o orçamento máximos por estágio da empresa para obras de instalação foi especificado em:  $OF_s = 3,0 \times 10^6$  R\$/ano, para  $s = 1, \dots, n_s$ .

Ainda de acordo com a Tabela 5.1, a capacidade de geração total dos empreendimentos corresponde a 3520 kVA (total de placa), o que representa 40,3% da carga aparente total da rede em estudo (8735 kVA). Além disso, conforme pesquisa bibliográfica, a GD pode acarretar em problemas para a rede de inserção dependendo do seu montante. Assim, optou-se por adotar índices de penetração máximos de forma gradativa por estágio, com o objetivo de escalar estes problemas para que a concessionária possa se adequar aos novos arranjos de rede. Desse modo, os índices adotados de penetração máxima por estágio foram assim definidos:  $IPen_s^{\max} = [0,25 \ 0,30 \ 0,35 \ 0,40]$ .

Para o cálculo do valor presente das receitas líquidas, optou-se neste trabalho por adotar uma taxa de retorno anual em  $tra = 12\%$ , que se configura em um valor comumente empregado em trabalhos científicos sobre estudos de planejamento que envolva critérios econômicos.

### 5.1.4 O Algoritmo de Solução Multiobjetivo

O algoritmo Enxame de Partículas Multiobjetivo (MOPSO) constitui-se em uma classe dos métodos estocásticos e, como tal, os pa-

râmetros adotados inicialmente para o seu processo de solução são normalmente especificados com base em uma análise heurística sobre seu desempenho perante alterações nestes parâmetros. Assim, como um estudo base para o problema teste, a seguir são apresentadas as especificações dos parâmetros do MOPSO adotadas:

- ◆ Nas implementações do PSO, como mencionado, o tamanho do enxame é normalmente adotado entre 10 e 40 partículas e, desse modo, optou-se por um enxame de  $n_p = 25$  partículas;
- ◆ Para o número máximo de iterações, sendo este o critério de parada do MOPSO adotado, julgou-se que  $k^{\max} = 1500$  seja suficiente para permitir algoritmo de solução um tempo de processamento adequado para este proceder uma ampla varredura do espaço de decisão;
- ◆ Como o objetivo de um método multiobjetivo é obter um conjunto de soluções eficientes, então julgou-se não haver significado prático em adequar o MOPSO para uma busca local de novas posições para as partículas do enxame. Assim, para o fator de peso inercial ( $\omega$ ) empregou-se a equação (3.9) e as taxas de aceleração cognitiva e social foram especificadas em  $c_1 = c_2 = 2,0$ ;
- ◆ Para o limite do número de soluções não-dominadas, entende-se que um conjunto limitado a 100 pontos ( $N_{FP} = 100$ ) é suficiente para amostrar satisfatoriamente o espaço de decisão. Além disso, julgou-se que uma taxa de  $tx_g = 4\%$  do conjunto de fronteira (ou seja, 4 soluções) seja suficiente para a escolha de um componente  $gBest$  para cada partícula do enxame de soluções potenciais, de modo a conduzi-las em direção às regiões da fronteira menos populosas de pontos;
- ◆ Devido à explosão combinatória de soluções potenciais, julgou-se que uma taxa de mutação elevada ( $tx_{mut} = 20\%$ ) poderá introduzir as necessárias perturbações de modo a permitir que as partículas ampliem sua busca de soluções eficientes no espaço de decisão.

### 5.1.5 O Comportamento das Funções de Valor

Conforme abordado no modelo de decisão adotado, baseado no conjunto de soluções eficientes obtido pelo método de solução empregado (MOPSO), pode-se determinar a constante exponencial ( $\beta$ ) que descreve o comportamento do decisor com relação às mudanças de atratividade entre os níveis de impacto de cada critério (função objetivo), ou seja, seu comportamento propenso, indiferente ou avesso perante cada critério. Neste caso, o decisor necessita definir qual o nível de impacto que apresenta a atratividade média (0,5), que poderá ser maior, menor

ou igual ao nível central da escala do critério, e, com esta definição aplicada à equação (4.77), obtém-se então o valor da constante exponencial e, por conseguinte, o comportamento das preferências do decisor.

Assim, a Tabela 5.7 apresenta o exemplo de julgamento adotado neste trabalho, e o conseqüente comportamento do decisor obtido. Os valores negativos para o critério  $FO_1$  (maximização da receita líquida) deve-se ao fato, como mencionado, do tipo de função de valor adotado, aplicado apenas para problemas de minimização.

Tabela 5.7: Representação numérica das preferências de um decisor.

Critérios de otimização	$FO_1$ (R\$)	$FO_2$ ( $tCO_2^{equiv}$ )	$FO_3$ (VAh)
Nível central da escala do critério	$-3,0383 \times 10^6$	$1,0074 \times 10^4$	$1,2464 \times 10^{10}$
Nível de média atratividade	$-3,4325 \times 10^6$	$1,5377 \times 10^4$	$1,2464 \times 10^{10}$
Constante exponencial ( $\beta$ )	2,101	-3,281	0,001
Comportamento	propenso	avesso	indiferente

## 5.2 RESULTADOS E ANÁLISES

Com base nos dados da rede teste, carteira de projetos, tempo de planejamento, algoritmo de solução e comportamento das funções de valor, a seguir é então apresentada uma análise de diversos resultados gráficos e numéricos obtidos para a solução do modelo do problema. Esta apresentação inicialmente consiste na definição das taxas de substituição adotadas, que define o estudo base desta análise, e prossegue-se com alguns testes de sensibilidade relacionados às taxas de substituição, parâmetros do MOPSO e local de inserção dos empreendimentos.

### 5.2.1 Estudo Base

Como mencionado, em relação às taxas de substituição das funções objetivo, neste trabalho considera-se que o decisor expressa seu julgamento de valor de forma numérica, por meio da quantidade de vezes que um critério é preferível a outro, ou seja, a razão entre suas taxas.

Sejam, então,  $w_1$ ,  $w_2$  e  $w_3$  as taxas de substituição para os critérios de otimização  $FO_1$  (maximização da receita líquida),  $FO_2$  (minimi-

zação da emissão de  $CO_2$  equivalente) e  $FO_3$  (minimização da energia de perdas totais), respectivamente. Para o caso adotado, supõe-se que o decisor estabelece uma porcentagem de preferência 50% maior para o objetivo  $FO_1$  em relação a  $FO_2$  e 100% maior para  $FO_1$  em relação a  $FO_3$ , ou seja, estes julgamentos resultam nas relações entre os pesos:

$$p_{12} = w_1/w_2 = 1,5 \quad \text{e} \quad p_{13} = w_1/w_3 = 2,0 \quad \Rightarrow \quad \therefore \quad p_{23} = w_2/w_3 = 1,33$$

Assim, as taxas de substituição das funções objetivo podem ser determinadas aplicando-se as equações (4.78), (4.79) e (4.80), sendo os resultados destes cálculos apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8: Representação numérica das preferências do decisor perante os objetivos de otimização.

Razões de julgamento			Taxas de substituição equivalentes		
$p_{12}$	$p_{13}$	$p_{23}$	$w_1$	$w_2$	$w_3$
1,5	2,0	1,33	0,4615	0,3077	0,2308

Assim, com base nas equações (4.81) e (4.82), nas respectivas funções de valor definidas pelas constantes exponenciais (Tabela 5.7) e nas taxas de substituição estabelecidas pelo decisor para cada função objetivo (Tabela 5.8), obtém-se então as expressões matemáticas:

$$\begin{aligned}
 V_i = \sum_{j=1}^3 w_j v_j(a_{ij}) = & 0,4615 \times \frac{e^{2,101 (FO_1^{\max} - FO_{i1}) / (FO_1^{\max} - FO_1^{\min})} - 1}{e^{2,101} - 1} \\
 & + 0,3077 \times \frac{e^{-3,281 (FO_2^{\max} - FO_{i2}) / (FO_2^{\max} - FO_2^{\min})} - 1}{e^{-3,281} - 1} \\
 & + 0,2308 \times \frac{e^{0,001 (FO_3^{\max} - FO_{i3}) / (FO_3^{\max} - FO_3^{\min})} - 1}{e^{0,001} - 1}
 \end{aligned} \quad (5.1)$$

para a função de valor de agregação aditiva, e:

$$\begin{aligned}
 V_i = \prod_{j=1}^m [v_j(a_{ij})]^{w_j} = & \left( \frac{e^{2,101 (FO_1^{\max} - FO_{i1}) / (FO_1^{\max} - FO_1^{\min})} - 1}{e^{2,101} - 1} \right)^{0,4615} \\
 & \times \left( \frac{e^{-3,281 (FO_2^{\max} - FO_{i2}) / (FO_2^{\max} - FO_2^{\min})} - 1}{e^{-3,281} - 1} \right)^{0,3077} \\
 & \times \left( \frac{e^{0,001 (FO_3^{\max} - FO_{i3}) / (FO_3^{\max} - FO_3^{\min})} - 1}{e^{0,001} - 1} \right)^{0,2308}
 \end{aligned} \quad (5.2)$$

para a função de valor produtiva, onde  $i = 1, \dots, n$  e  $n =$  número de alternativas de solução obtidas. As alternativas com valores máximos nestas funções correspondem, então, às respectivas soluções.

Como resultado da aplicação da metodologia de solução para a determinação de um conjunto de soluções eficientes sobre o espaço de decisão, a fronteira obtida é constituída por 100 pontos de alternativas de solução em competição (número máximo especificado para o conjunto de fronteira), cuja listagem de dados (composição das estratégias de inserção, valores de fitness de dominância e valores de síntese) encontra-se no Apêndice B em anexo a este trabalho. Para este conjunto, a métrica de desempenho empregada para a avaliação a diversidade do conjunto (*Spacing metric*) apresenta o valor de 0,0154 (valor ideal = 0).

A Figura 5.3 mostra, então, a ilustração gráfica das funções de valor exponenciais obtidas com a aplicação da equação (4.76) para os critérios de otimização do problema, com base no julgamento do ponto de média atratividade (valor) pelo decisor.

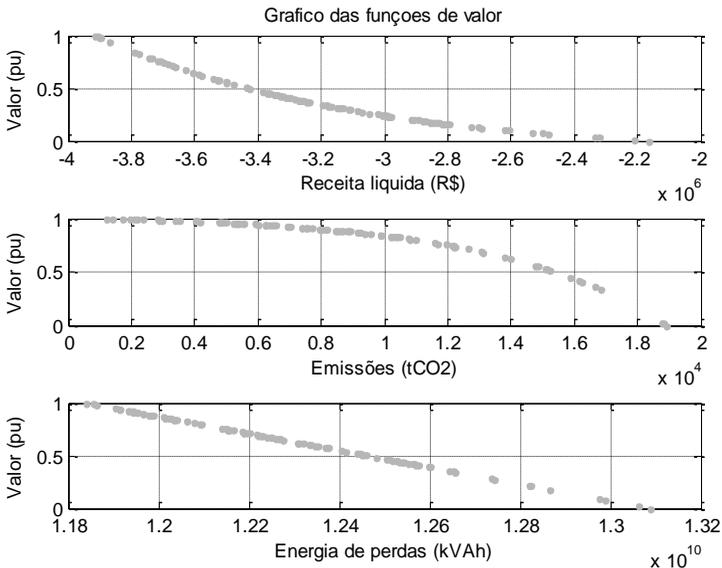


Figura 5.3: Comportamento das funções de valor adotadas.

Desse modo, com base nos comportamentos gráficos destas funções de valor, pode-se observar que:

- ◆ A função de valor para a receita líquida ( $FO_1$ ) mostra que o decisor aumenta sua preferência quanto maior for os dividendos da atividade econômica de geração elétrica, o que representa um comportamento esperado para um investidor (decisor);
- ◆ A função de valor para o critério emissões de  $CO_2$  equivalente ( $FO_2$ ) mostra uma atitude conformista com relação a altas emissões, o que pode ser entendido pelo fato decisor expressar maior preferência pela receita líquida (taxas de substituição), que é proporcional à quantidade de geradores instalados, porém também à emissão de poluentes;
- ◆ A função de valor para o critério perdas de energia ( $FO_3$ ) expressa indiferença de comportamento, o que pode ser entendido pelo fato do decisor não ser diretamente afetado pelo problema de perdas na rede.

A Figura 5.4 apresenta, então, uma ilustração gráfica da fronteira não-dominada obtida na otimização das funções objetivo para o estudo base do problema. Além disso, são mostradas também as soluções finais obtidas, correspondentes à máxima pontuação alcançada pelos métodos de decisão empregando as funções de agregação aditiva e produtiva, bem como com o método de não-preferência (aproximação Max-Min).

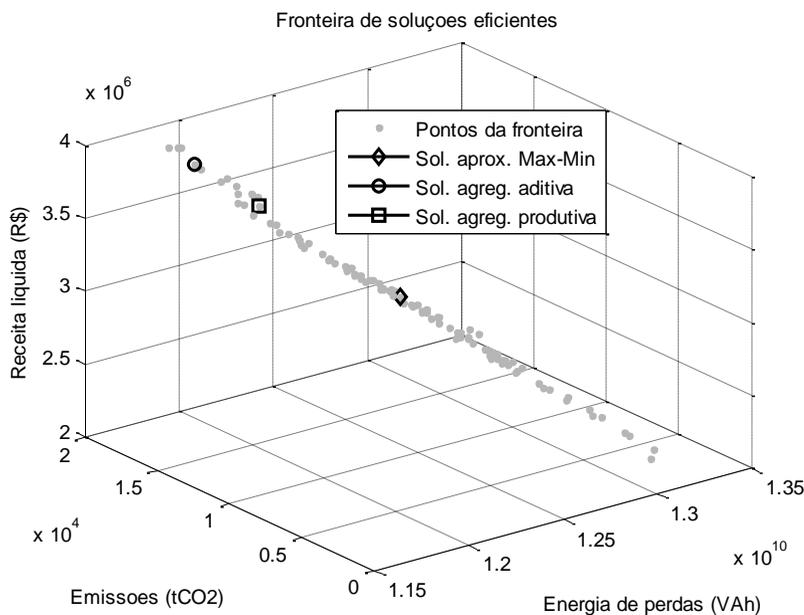


Figura 5.4: Gráfico da fronteira de soluções eficientes e as soluções finais pelos métodos de decisão adotados.

A Tabela 5.9 mostra a estratégia de inserção por estágio dos empreendimentos da carteira de projetos, bem como o total de máquinas por empreendimento e os valores alcançados pelas funções objetivo, para a solução final obtida por aproximação Max-Min, sendo a mesma corresponde à alternativa nº 16 da tabela de dados do conjunto de fronteira apresentada no Apêndice B. A Tabela 5.10 apresenta estes resultados para a solução obtida pela função de agregação aditiva, cujo desempenho apresenta o valor máximo de 0,7717 e o índice desta solução corresponde à alternativa nº 13 da tabela de dados em apêndice. Similarmente, a Tabela 5.11 apresenta os resultados para a solução obtida pela função de agregação produtiva, com desempenho no valor máximo de 2,6962 e o índice corresponde à alternativa nº 4 da referida tabela.

Tabela 5.9: Solução obtida por aproximação Max-Min (alternativa 16).

Composição de máquinas dos empreendimentos				
1º estágio	2º estágio	3º estágio	4º estágio	Total
0.6.0.9.1.0	10.0.0.0.1.1	2.0.5.0.6.1	0.0.8.0.0.0	12.6.13.9.8.2
<i>Fitness de dominância</i>				
$FO_1$ (R\$)	$FO_2$ ( $tCO_2^{equiv}$ )		$FO_3$ (VAh)	
$3,238 \times 10^6$	$0,818 \times 10^4$		$1,227 \times 10^{10}$	

Tabela 5.10: Solução obtida por função agregação aditiva (alternativa 13).

Composição de máquinas dos empreendimentos				
1º estágio	2º estágio	3º estágio	4º estágio	Total
0.5.0.10.1.4	8.1.0.0.1.2	3.0.5.0.7.0	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.9.7
<i>Fitness de dominância</i>				
$FO_1$ (R\$)	$FO_2$ ( $tCO_2^{equiv}$ )		$FO_3$ (VAh)	
$3,897 \times 10^6$	$1,686 \times 10^4$		$1,184 \times 10^{10}$	

Tabela 5.11: Solução obtida por função agregação produtiva (alternativa 4).

Composição de máquinas dos empreendimentos				
1º estágio	2º estágio	3º estágio	4º estágio	Total
0.5.0.10.0.4	8.1.1.0.0.0	4.0.4.0.9.0	0.0.8.0.0.1	12.6.13.10.9.5
<i>Fitness de dominância</i>				
$FO_1$ (R\$)	$FO_2$ ( $tCO_2^{equiv}$ )		$FO_3$ (VAh)	
$3,700 \times 10^6$	$1,401 \times 10^4$		$1,197 \times 10^{10}$	

Inicialmente, com base na métrica de desempenho do conjunto de alternativas de solução obtido, pode-se observar que o algoritmo adotado (MOPSO), aliado à métrica Maximin, se mostrou eficiente para identificar um conjunto diversificado de soluções em competição (cronogramas de inserção), condizente com estratégias parceladas de instalação e entrada em operação de geradores distribuídos.

Com base na Figura 5.4 e na Tabela 5.9, pode-se observar que a opção pelo método de não-preferência expressa uma forma de satisfazer igualmente as funções objetivo, através da escolha de um ponto médio na superfície de fronteira, ou seja, os critérios de otimização apresentam o mesmo grau de preferência para o decisor, que assume um comportamento indiferente perante os níveis de impacto dos critérios de otimização. Logo, todos os aspectos do problema, notadamente o ambiental, são considerados igualmente na solução final, razão pela qual, da quantidade total de máquinas (8) do empreendimento 6 (térmica a carvão), apenas 2 (em negrito) são contempladas nesta solução.

Contudo, como um processo de escolha por vezes necessita considerar as opiniões de um decisor então, devido ao comportamento propenso e ao maior peso demonstrado pelo decisor perante o critério receita líquida, as soluções alcançadas pelas funções de agregação aditiva e produtiva caracterizam-se por apresentar receita líquida elevada e baixa perda de energia, por não serem conflitantes, porém altas emissões de CO<sub>2</sub> equivalente, que é conflitante com as demais. Neste caso, o empreendimento 6 (térmica a carvão), por exemplo, cujo custo de instalação é relativamente menor comparado ao das fontes renováveis, além de não apresentar restrições de operação diária ou mensal, responde por uma maior contribuição para a receita líquida, em detrimento do aspecto ambiental, razão pela qual uma maior quantidade de máquinas deste empreendimento é contemplada nas soluções (7 e 5, respectivamente, em negrito). Além disso, observa-se também que a resposta da função de agregação aditiva, por estar “mais na extremidade” da fronteira, se mostra neste caso mais coerente com o maior peso dado à receita líquida.

A Figura 5.5 ilustra a relação entre as combinações possíveis de funções objetivo. Pode-se constatar, então, a relação de conflito entre a função objetivo  $FO_2$  e as funções  $FO_1$  e  $FO_3$ , ou seja, houve uma negociação entre estes critérios de otimização na determinação do conjunto não-dominado. Assim, o par  $(FO_1, FO_2)$  condiz com o comportamento gráfico de fronteira entre problemas de maximização e minimização, assim como o par  $(FO_2, FO_3)$  entre funções de minimização, o que não se observa com o par  $(FO_1, FO_3)$ , visto não serem conflitantes entre si.

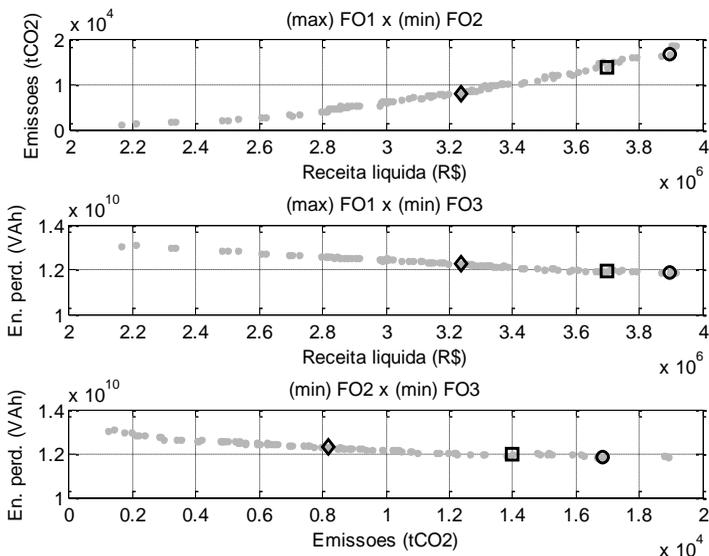


Figura 5.5: Relação comportamental entre as possíveis combinações de critérios de otimização.

### 5.2.2 Teste de Sensibilidade I: Método das Razões

Para a análise de sensibilidade da solução final perante alterações nas taxas de substituição, foi empregado, como mencionado, um metodo onde a varredura em uma das taxas é estabelecida e o seu impacto no respectivo valor das demais é determinado, tendo como restrições a soma unitária dos pesos e a manutenção da relação de preferência entre as demais taxas (método das razões). Com isso, a pontuação global das funções de agregação é variável e a solução final pode ser alterada.

Assim, a Tabela 5.12 mostra os três casos possíveis para este teste de sensibilidade. Para o teste  $w_1^{(0)} \rightarrow w_1^{(1)}$ , estabeleceu-se uma varredura para a taxa de substituição  $w_1$ , sendo o impacto nas taxas  $w_2$  e  $w_3$  determinadas pelas equações (4.83) e (4.84), respectivamente. Similarmente, para o teste  $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ ,  $w_2$  sofre uma varredura e empregam-se as equações (4.85) e (4.86) para determinar as taxas  $w_1$  e  $w_3$ , respectivamente, e no teste  $w_3^{(0)} \rightarrow w_3^{(1)}$ , procede-se a varredura de  $w_3$ , com as equações (4.87) e (4.88) empregadas para determinar as taxas  $w_1$  e  $w_2$ , respectivamente. Com essas varreduras nos pesos de importância observa-se, assim, uma seqüência de mudanças na solução final escolhida.

Tabela 5.12: Varredura das taxas de substituição e consequente alteração da solução final.

Teste: $w_1^{(0)} \rightarrow w_1^{(1)}$										
$w_1$	0,10	0,20	0,3	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,0
$w_2$	0,51	0,46	0,4	0,34	0,27	0,23	0,17	0,11	0,06	0,0
$w_3$	0,37	0,34	0,3	0,26	0,21	0,17	0,13	0,09	0,04	0,0
Índice das soluções por funções de agregação										
Ad.	2	2	2	13	13	13	13	13	31	31
Pd.	2	2	2	4	13	13	13	13	13	31
Teste: $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$										
$w_1$	0,60	0,53	0,47	0,40	0,33	0,27	0,20	0,13	0,07	0,0
$w_2$	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,0
$w_3$	0,30	0,27	0,23	0,20	0,17	0,13	0,10	0,07	0,03	0,0
Índice das soluções por funções de agregação										
Ad.	13	13	13	4	2	5	16	29	3	6
Pd.	13	13	4	4	2	2	5	16	7	6
Teste: $w_3^{(0)} \rightarrow w_3^{(1)}$										
$w_1$	0,54	0,48	0,42	0,36	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06	0,0
$w_2$	0,36	0,32	0,28	0,24	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04	0,0
$w_3$	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,0
Índice das soluções por funções de agregação										
Ad.	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Pd.	4	4	4	13	13	13	13	13	13	13

Como forma de visualização didática, a Figura 5.6 mostra o comportamento da solução final com a varredura das taxas de substituição, baseada na função de agregação aditiva e, similarmente, a Figura 5.7 mostra o comportamento da solução final com a varredura das taxas para a função de agregação produtiva, ambos para o teste  $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ .

Pode-se observar inicialmente que a solução final para as funções de agregação aditiva e produtiva apresenta o mesmo ponto de fronteira, ou bastante próximos, em diversos casos de combinação de taxas de substituição em varredura. Logo, com base neste desempenho semelhante, pode-se inferir que a escolha sobre qual função de agregação adotar como métrica de desempenho global dependerá da interpretação do decisor sobre qual função representa um valor de síntese (pontuação global) mais adequado para avaliar as alternativas em competição.

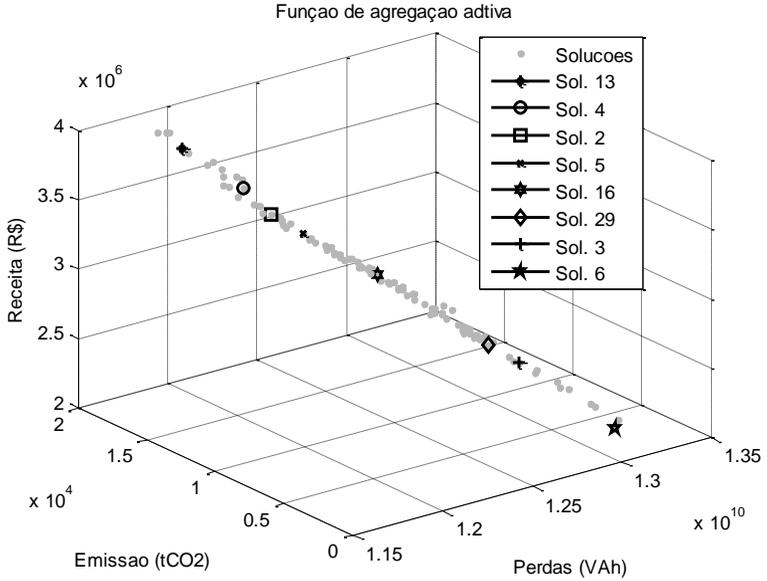


Figura 5.6: Variação da solução por agregação aditiva: teste  $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ .

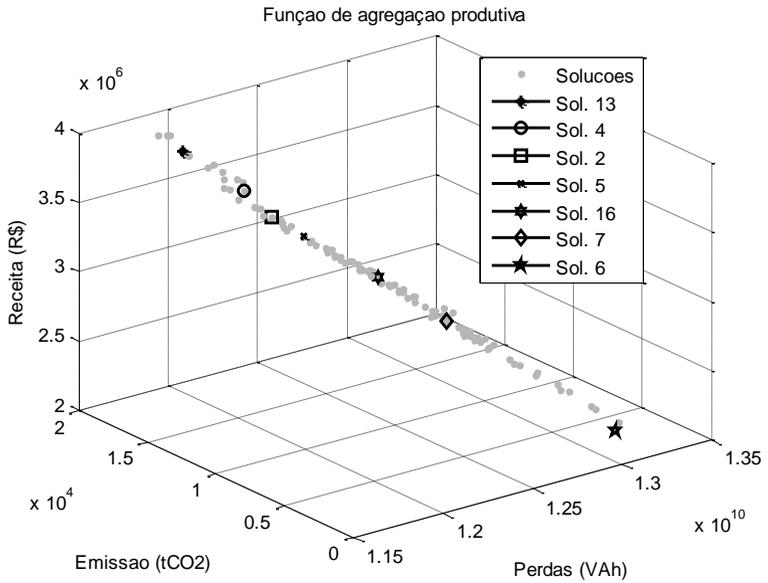


Figura 5.7: Variação da solução por agregação produtiva: teste  $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ .

Adicionalmente, com base na Tabela 5.12 pode-se inferir também sobre a relação entre situações de conflito e pesos de importância. Para o teste  $w_1^{(0)} \rightarrow w_1^{(1)}$ , observa-se que a solução final das funções de agregação apresenta certa robustez (poucas alternativas escolhidas). Isto pode ser explicado devido ao fato da função objetivo  $FO_1$  (maximização da receita líquida) ser preferível em relação aos demais critérios de otimização ( $p_{12} = 1,5$  e  $p_{13} = 2$ ), o que decorre uma tendência à escolha de soluções com elevada receita líquida. Porém, como  $FO_2$  (minimização de emissão de  $CO_2$  equivalente) é conflitante com  $FO_1$  e  $FO_3$  (minimização da energia de perdas) e a preferência de  $FO_2$  em relação a  $FO_3$  ( $p_{23} = 1,33$ ) se mantém durante a varredura de  $w_1$ , então ocorre uma pequena perturbação na pontuação apresentada pelas alternativas em competição e a conseqüente pequena variação na solução final.

Comportamento similar pode ser obtido para o teste  $w_3^{(0)} \rightarrow w_3^{(1)}$ , onde a alternativa de solução nº 13 apresenta grande robustez para ambas as funções de agregação, fato também explicado pela relação de conflito entre os critérios de otimização, pois, mantido a relação entre os pesos  $w_1$  e  $w_2$  ( $p_{12} = 1,5$ ) durante a varredura de  $w_3$ , este comportamento induz à escolha de soluções com elevada receita líquida, como é o caso da alternativa 13, pois um aumento no peso  $w_3$  favorece o critério  $FO_1$ , visto o mesmo não ser conflitantes com  $FO_3$ .

Assim, para o teste  $w_2^{(0)} \rightarrow w_2^{(1)}$ , com base nas Figuras 5.6 e 5.7 observa-se uma menor robustez nos resultados, devido à maior migração de soluções de elevada receita líquida e energia de perdas reduzida (por exemplo, pontos 13 e 4), onde predominam as taxas  $w_1$  e  $w_3$  dos objetivos não-conflitantes, para pontos de emissões reduzidas (pontos 3 e 6), de predominância da taxa  $w_2$  do objetivo conflitante. Logo, isto novamente decorre, então, da relação de conflito entre  $FO_2$  e as demais.

Assim, conclui-se que soluções mais robustas ocorrem quando a função objetivo conflitante recebe o menor peso, de forma a mitigar sua influência na pontuação das funções de agregação, pois observa-se que  $FO_2$  é o critério mais sensível à variações em seu peso de importância.

### 5.2.3 Teste de Sensibilidade II: MOPSO

Com relação aos parâmetros do algoritmo de solução multiobjetivo adotado, a Tabela 5.13 mostra um teste de sensibilidade do conjunto de soluções eficientes com relação ao número de iterações máximo ( $k^{max}$ ) para um enxame de soluções potenciais fixo ( $n_p = 25$ ). Observar-

se então que, apesar da elevação do  $k^{max}$  obviamente acarretar em um tempo de processamento maior (pois este é o critério de parada adotado), o aumento no número de iterações tende a diminuir a métrica de espalhamento e promover a busca de uma maior quantidade de soluções, o que acarreta em maior possibilidade de obtenção de um conjunto mais bem distribuído de soluções eficientes (até um limite de saturação da diversidade de soluções sobre o espaço de decisão).

Por outro lado, a Tabela 5.14 mostra um teste de sensibilidade do conjunto de soluções eficientes, para o número de soluções do enxame variável e número de iterações máximo fixo. Observa-se, neste caso, que um aumento no tamanho do enxame não necessariamente acarreta em aumento no número de soluções de fronteira ou promove um aumento na diversidade de soluções. Logo, como mencionado, os parâmetros adotados inicialmente para MOPSO necessitam ser especificados com base em uma análise heurística sobre o seu desempenho perante alterações nestes parâmetros. Assim, o tamanho do enxame de soluções potenciais ( $n_p = 25$ ) e o número de iterações máximo ( $k^{max} = 1500$ ) adotados no estudo base refletem estes testes de sensibilidade.

Tabela 5.13: Desempenhos do MOPSO para  $n_p = 25$  e  $k^{max}$  variável.

$k^{max}$	Numero de soluções de fronteira encontradas	Métrica de desempenho
500	86	0,0337
1000	99	0,0243
1500	100	0,0154
2000	100	0,0143

Tabela 5.14: Desempenhos do MOPSO para  $k^{max} = 1500$  e  $n_p$  variável.

$n_p$	Numero de soluções de fronteira encontradas	Métrica de desempenho
15	99	0,0290
20	100	0,0159
25	100	0,0154
30	98	0,0182

### 5.2.4 Teste de Sensibilidade III: Barra de Inserção

Este teste realiza um estudo de sensibilidade das soluções finais obtidas pelas funções de síntese, quando da mudança de barras de inser-

ção entre empreendimentos da carteira, alteração esta que impacta apenas a função objetivo  $FO_3$  (perdas de rede), pois os critérios receita líquida ( $FO_1$ ) e emissões equivalentes ( $FO_2$ ) dependem apenas do montante de energia gerado ou da capacidade instalada.

Para o teste, realizou-se a permutação de barras entre os empreendimentos 1 (eólica) e 6 (térmica a carvão) e procedeu-se a simulação com os demais parâmetros estabelecidos para o caso estudo. Assim, a Tabela 5.15 mostra a solução de compromisso encontrada com base na função de agregação aditiva e, na Tabela 5.16, para a função produtiva.

Comparando-se os resultados deste teste com as soluções do caso estudo, pode-se observar, então, que a influência do ponto de inserção sobre a função objetivo  $FO_3$  pode resultar em estratégias de entrada em operação muito distintas, porém similares com relação ao total de máquinas por empreendimento. Com este fato pode-se novamente concluir que as taxas de substituição entre os critérios estabelecidas pelo decisor para um conjunto de funções de valor, tem forte impacto na escolha de uma solução global, pois o decisor busca soluções com elevadas receitas líquidas e o critério de perdas representa um pequeno impacto na pontuação global das alternativas em competição.

Tabela 5.15: Solução por função de agregação aditiva para o teste III.

Composição de máquinas dos empreendimentos				
1º estágio	2º estágio	3º estágio	4º estágio	Total
0.5.0.0.3.8	7.0.1.9.1.0	4.1.4.0.0.0	0.0.7.0.4.0	11.6.12.9.8.8
<i>Fitness</i>				
$FO_1$ (R\$)		$FO_2$ ( $tCO_2^{equiv}$ )		$FO_3$ (VAh)
3,922 x 10 <sup>6</sup>		1,918 x 10 <sup>4</sup>		1,167 x 10 <sup>10</sup>

Tabela 5.16: Solução por função de agregação produtiva para o teste III.

Composição de máquinas dos empreendimentos				
1º estágio	2º estágio	3º estágio	4º estágio	Total
1.5.0.0.1.6	8.0.0.9.4.0	2.1.5.0.1.0	0.0.5.0.2.0	11.6.10.9.8.6
<i>Fitness</i>				
$FO_1$ (R\$)		$FO_2$ ( $tCO_2^{equiv}$ )		$FO_3$ (VAh)
3,682 x 10 <sup>6</sup>		1,564 x 10 <sup>4</sup>		1,200 x 10 <sup>10</sup>

## 6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

---

O objetivo do estudo de planejamento apresentado neste trabalho consiste em um processo de análise de decisão de um problema de otimização inteira multiobjetivo, para a busca de estratégias ótimas de inserção de unidades geradoras provenientes de uma carteira de empreendimentos em Geração Distribuída, cuja detentora é supostamente uma empresa produtora de energia elétrica pertencente a uma *holding* com uma distribuidora, esta proprietária da concessão da rede de distribuição em que os empreendimentos da referida carteira serão inseridos.

A modelagem multiobjetivo desenvolvida para a descrição matemática do problema envolve alguns aspectos de custos, benefícios e externalidades característicos de uma atividade de geração elétrica, estes definidos nos critérios de otimização econômicos, ambientais e técnicos adotados, os quais são sujeitos às restrições de adequação e penalização julgadas de interesse para o problema. Como simplificação, a definição do cálculo destes critérios e restrições é baseada em dados tipificados ou especificados referentes aos custos, preços e fatores diversos envolvidos, bem como em taxas de expansão fixas. Além disso, como os critérios de otimização adotados apresentam uma situação de conflito entre si, a solução do problema multiobjetivo consiste inicialmente na busca de soluções dentro do espaço factível, baseada no conceito de dominância de Pareto, vindo este a se constituir em um conjunto de soluções no espaço objetivo ditas não-dominadas, denominado fronteira de Pareto.

Para contemplar a versatilidade da GD com relação à sua modularidade, adotou-se a estratégia de inserção planejada de modo parcelado das unidades geradoras de cada projeto, o que define a variável de decisão do problema (variável inteira). Adicionalmente, no modelo adotado buscou-se inserir também alguns detalhes da operação de cada tipo de empreendimento e fonte primária, para se obter uma melhor descrição dos diversos tipos de projetos que podem ser implementados com a GD. Para isso, os parâmetros das funções objetivo foram calculados considerando-se um tempo de planejamento sub-dividido em estágios (anos) e sub-estágios (meses), como forma de modelar sazonalidades mensais da fonte primária, e ainda por níveis de carga diários, para contemplar eventuais restrições de operação diária dos empreendimentos da carteira.

Como parte do processo adotado para o estudo do problema multiobjetivo empregou-se, então, um algoritmo de solução apropriado, baseado no método evolutivo Enxame de Partículas, implementado em uma versão multiobjetivo (MOPSO) e inteira, e em uma estratégia de

---

detecção de grau de aglomeração e busca de diversidade do conjunto de soluções não-dominadas denominada métrica Maximin. Adicionalmente, como medida de desempenho do conjunto de fronteira final obtido, empregou-se ainda uma métrica denominada espalhamento de vetores, que julga numericamente o quão uniformemente os pontos do conjunto estão distribuídos ao longo da fronteira

O modelo de decisão adotado para o problema consiste em uma análise *ex-post*, em que primeiramente o conjunto de soluções não-dominadas obtido pelo MOPSO representa as alternativas de solução em competição, e uma solução final é elicitada por meio de uma descrição matemática das preferências do decisor baseada nos conceitos de função de valor e taxas de substituição, estas últimas empregadas na composição de funções de síntese (funções de agregação aditiva e produtiva), como forma de propiciar uma pontuação global para o conjunto de soluções em competição. Como comparação de pontuação, emprega-se ainda um método de não preferência denominado aproximação Max-Min.

Como análise de sensibilidades, empregou-se o chamado método das razões para o teste de robustez das soluções finais obtidas pelas funções de agregação, bem como o desempenho do MOPSO com relação ao número de iterações e tamanho do enxame de soluções, além da verificação de alterações no total de unidades geradoras por projeto da carteira, quando da troca de barras de inserção entre empreendimentos.

Por fim, para o estudo de caso e análise da implementação computacional do algoritmo multiobjetivo e o modelo de decisão do problema adotados, empregou-se um sistema teste constituído por uma rede de distribuição e uma carteira de projetos em GD, ambos fictícios.

Com base na descrição do trabalho, inicialmente pode-se observar que um modelo de planejamento baseado na otimização de uma carteira de projetos em Geração Distribuída, em que a barra de inserção na rede, a fonte de energia primária e seu montante extraível são previamente definidos, constitui-se em um estudo mais condizente para um problema da expansão da oferta de energia elétrica, por possibilitar que aspectos operativos e especificidades de cada tipo de empreendimento normalmente implementado com a GD e de sua fonte primária, sejam contemplados mais realisticamente no modelo. Assim, pode-se concluir que a modelagem adotada neste trabalho constitui-se em um estudo de planejamento mais adequado à realidade do setor elétrico, comparado a modelos que objetivam determinar a localização e capacidade ótimos, pois, para estes últimos, a definição da fonte primária a ser empregada, suas características associadas e demais requisitos necessários a um pro-

---

jeto de geração elétrica, podem ser de difícil especificação na modelagem do problema, ou totalmente intangíveis. Adicionalmente, pode-se concluir que uma maior abrangência de aspectos dos empreendimentos na modelagem, pode expressar mais satisfatoriamente o contexto decisório para o planejamento da oferta de energia com GD do tipo de empresa considerada, sendo o parcelamento da inserção constituindo-se em uma opção mais conveniente para um melhor ajuste da oferta com a demanda de eletricidade em redes de distribuição.

O método de decisão baseado em uma análise *ex-post* se mostrou bastante adequado para a situação em que uma explosão combinatorial de soluções potenciais acarreta em grande complexidade para o espaço de decisão do problema, como é o caso do modelo matemático adotado neste trabalho, e o decisor pode apresentar pouco conhecimento e experiência sobre o espaço de decisão factível, de modo a guiar a busca por uma solução de compromisso condizente com seus julgamentos de valor. Além disso, com base nos resultados obtidos, pode-se observar que a aplicação de métricas de pontuação global de um conjunto de alternativas de solução em competição, que emprega o conceito de taxas de substituição e funções de agregação, se mostra adequado para problemas naturalmente multicritério, bem como a aplicação de uma função de valor exponencial se mostra de grande praticidade para representar matematicamente e numericamente as preferências do decisor perante os níveis de impacto dos critérios de otimização. Assim, pode-se concluir que o modelo de decisão adotado apresenta grande aplicabilidade, por contemplar um algoritmo adequado para a obtenção de um conjunto de alternativas de solução não-dominadas, e uma técnica eficiente para guiar o decisor a elicitar uma solução de compromisso segundo sua concepção de preferências sobre os critérios de decisão.

Os resultados do modelo obtidos com o estudo de caso mostram que o método evolutivo multiobjetivo adotado (MOPSO), aliado à métrica Maximin, propiciou uma amostra bastante satisfatória do espaço de decisão, ao identificar um conjunto de cronogramas de inserção condizente com estratégias de entrada em operação de parcelas de geradores distribuídos. Além disso, observou-se também que a busca por uma maior diversidade de alternativas pode ser atingida simplesmente com um aumento no limite máximo de soluções para o conjunto, ou no número máximo de iterações (critério de parada), apesar do aumento no tamanho do exame de soluções não necessariamente promover um aumento na diversidade do conjunto de fronteira. Logo, pode-se inferir que o método multiobjetivo adotado apresenta um desempenho bastante sa-

---

tisfatório para as necessidades da modelagem proposta, sendo a métrica Maximin de grande aplicabilidade por reduzir consideravelmente a complexidade do algoritmo de busca de um conjunto de soluções não-dominadas. Assim, pode-se concluir que o MOPSO conjuntamente com a métrica Maximin, constituem-se em uma opção eficiente para a solução de problemas de otimização multiobjetivo.

Nos testes com as funções de síntese para a escolha de uma solução global, observou-se que um método de não preferência promove a escolha de um ponto médio da fronteira de soluções não-dominadas. Conclui-se então que, na presença de indiferença do decisor perante os critérios de otimização e seus níveis de impacto, este critério de decisão para a escolha de uma solução global pode ser empregado como forma de considerar igualmente todas as funções objetivo. De outro modo, observou-se que as funções de agregação aditiva e produtiva apresentam o mesmo ponto de fronteira, ou bastante próximos, em diversos casos de combinação de taxas de substituição, sendo que a aditiva responde mais fielmente às preferências do decisor com relação às taxas de substituição em alguns casos. Logo, com base neste desempenho semelhante, pode-se concluir que a escolha sobre qual função de agregação adotar dependerá da interpretação do decisor sobre qual função representa um valor de síntese mais adequado para avaliar as alternativas em competição.

Referente ao teste de sensibilidade das taxas de substituição pelo método das razões, observou-se que as soluções alcançadas pelas funções de agregação aditiva e produtiva caracterizaram-se por apresentar maior robustez quando os critérios não conflitantes recebem maior peso de importância. Assim, conclui-se que a sensibilidade das soluções globais está relacionada com as taxas de substituição e as situações de conflito entre os critérios de otimização, pois soluções mais robustas ocorrem quando a função objetivo conflitante recebe o menor peso, de forma a mitigar sua influência na pontuação das funções de síntese.

Por fim, com relação ao teste de sensibilidade relacionado à permutação de barras de inserção na rede entre empreendimentos da carteira, sendo esta alteração impactante apenas no cálculo da energia de perdas ( $FO_3$ ), observou-se então certa distinção entre estratégias de entrada em operação (alternativas de solução), mas grande similaridade em relação ao total de máquinas por empreendimento. Assim, pode-se novamente concluir que as taxas de substituição estabelecidas pelo decisor para as funções de valor, têm forte impacto na escolha da solução global, pois a função de maior preferência (no caso, receita líquida) pode acarretar em maior robustez para um grupo de soluções com desempe-

---

nhos mais satisfatório neste critério, em detrimento das funções objetivo de menor peso (no caso, perdas de energia) e, portanto, menor impacto na pontuação global das alternativas em competição e na escolha da solução final, mesmo esta sofrendo grande variação em seus valores devido à alteração em algum parâmetro dos empreendimentos da carteira (no caso, permutação entre barras de inserção).

## 6.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

O problema de planejamento da inserção de geradores distribuídos, objeto deste trabalho, pode ser ainda complementado com diversos estudos adicionais, a seguir relatados:

- ◆ Expansão da carteira de projetos: esta sugestão tem como objetivo contemplar aproveitamentos promissores ou em expansão, mas que carecem de base de conhecimento mais detalhado para a sua eficiente modelagem, tais como empreendimentos cuja tipificação de dados da fonte primária seja mais complexa, tais como aproveitamentos com biomassa e emprego de células a combustível;
  - ◆ Inserção de tratamento estatístico e/ou incertezas: esta sugestão tem por objetivo melhorar a modelagem de expansões no tempo, tais como o crescimento natural de carga da rede e das variações de preço no mercado de energia e dos custos associados, de modo a possibilitar uma abordagem mais realista para o problema de planejamento;
  - ◆ Inserção de estudos sobre a confiabilidade da rede: esta sugestão tem como objetivo contemplar aspectos de confiabilidade no modelo de planejamento, tais como continuidade de fornecimento em rede ilha com GD, de modo a mensurar outros benefícios de ordem técnica e econômica advindos com a operação da GD;
  - ◆ Inserção de controle de tensão com a GD: esta sugestão tem como objetivo contemplar no modelo o aspecto suporte de reativos como um benefício técnico adicional da GD, o que necessita então da implementação de um algoritmo do MSP com tratamento de barras PV, e investigar uma forma de remuneração para este serviço ancilar;
  - ◆ Inserção de incertezas na geração: esta sugestão tem como objetivo implementar uma análise de risco de não atendimento da carga devido a limitações ou restrições de produção com GD não gerenciáveis;
  - ◆ Expansão do modelo de análise de decisão: esta sugestão tem como objetivo contemplar a própria incerteza do julgamento de valor do decisor perante os critérios de otimização, com a implementação, por exemplo, de uma modelagem difusa das preferências do decisor;
-

- ◆ Aumento da complexidade do contexto decisório considerando duas ou mais empresas geradoras de uma mesma *hoding*: esta sugestão tem como objetivo estudar a relação comercial entre geradoras com interesses comuns mas contabilidade distinta, empregando, por exemplo, a teoria dos jogos cooperativos;
  - ◆ Testes com outros critérios de parada: esta sugestão tem como objetivo melhorar a diversidade do conjunto de soluções não-dominadas com base na aplicação de outros critérios de parada, tal como o emprego da própria métrica de desempenho (*spacing metric*), e suas consequências no tempo de processamento da solução;
  - ◆ Comparação com redes de subtransmissão: esta sugestão tem como objetivo estudar a influência do nível de tensão da rede e seu impacto na especificação dos dados da carteira e nos critérios de otimização;
  - ◆ Consideração de expansões de rede: esta sugestão tem como objetivo incorporar ao modelo de planejamento a construção de novos alimentadores e/ou alterações na rede de inserção dos empreendimentos da carteira, e seu impacto nos critérios e restrições técnicas.
-

## APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE

---

Tabela 1: Dados do sistema teste de 192 barras e 191 ramos.

barra <sub>mic</sub>	barra <sub>fim</sub>	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$	$P(kW)$	$Q(kVAr)$	$I^{max} (A)$
1	2	0,0250	0,0300	35,0	20,0	656
2	3	0,0250	0,0300	20,0	10,0	656
3	4	0,0250	0,0300	40,0	21,0	656
4	5	0,0250	0,0300	35,0	22,0	656
5	6	0,0250	0,0300	20,0	11,0	656
6	7	0,0250	0,0300	20,0	11,0	656
7	8	0,0250	0,0300	30,0	14,0	656
8	9	0,0250	0,0300	30,0	15,0	656
9	10	0,0250	0,0300	32,0	16,0	656
10	11	0,0250	0,0300	25,0	12,0	656
11	12	0,0250	0,0300	20,0	11,0	656
12	13	0,0250	0,0300	40,0	25,0	656
13	14	0,0250	0,0300	25,0	17,0	656
14	15	0,0250	0,0300	25,0	17,0	656
15	16	0,0250	0,0300	30,0	22,0	656
16	17	0,0250	0,0300	45,0	30,0	656
17	18	0,0250	0,0300	35,0	20,0	656
18	19	0,0250	0,0300	30,0	21,0	656
19	20	0,0250	0,0300	25,0	10,0	656
20	21	0,0250	0,0300	22,0	10,0	656
21	22	0,0250	0,0300	26,0	13,0	656
22	23	0,0250	0,0300	24,0	12,0	656
23	24	0,0250	0,0300	33,0	22,0	656
24	25	0,0250	0,0300	19,0	11,0	656
25	26	0,0250	0,0300	37,0	25,0	656
26	27	0,0250	0,0300	19,0	9,0	656
27	28	0,0250	0,0300	38,0	18,0	656
28	29	0,0250	0,0300	42,0	22,0	656
29	30	0,0250	0,0300	42,0	25,0	656
30	31	0,0250	0,0300	27,0	17,0	656
31	32	0,0250	0,0300	35,0	25,0	656
32	33	0,0250	0,0300	40,0	22,0	656
33	34	0,0250	0,0300	34,0	21,0	656
34	35	0,0250	0,0300	20,0	10,0	656
35	36	0,0250	0,0300	38,0	28,0	656

---

---

36	37	0,0250	0,0300	40,0	30,0	656
37	38	0,0250	0,0300	50,0	40,0	656
38	39	0,0250	0,0300	37,0	23,0	656
39	40	0,0250	0,0300	44,0	30,0	656
40	41	0,0250	0,0300	45,0	31,0	656
41	42	0,0250	0,0300	39,0	17,0	656
42	43	0,0250	0,0300	50,0	30,0	656
43	44	0,0250	0,0300	45,0	22,0	656
44	45	0,0250	0,0300	29,0	13,0	656
45	46	0,0250	0,0300	36,0	19,0	656
46	47	0,0250	0,0300	44,0	22,0	656
47	48	0,0250	0,0300	23,0	40,0	656
48	49	0,0250	0,0300	36,0	15,0	656
49	50	0,0250	0,0300	26,0	13,0	656
50	51	0,0250	0,0300	96,0	54,0	656
5	52	0,0275	0,0325	26,0	12,0	260
52	53	0,0275	0,0325	30,0	17,0	260
6	54	0,0275	0,0325	40,0	19,0	260
54	55	0,0275	0,0325	52,0	21,0	260
7	56	0,0275	0,0325	33,0	24,0	260
8	57	0,0275	0,0325	32,0	18,0	260
8	58	0,0275	0,0325	46,0	24,0	260
9	59	0,0275	0,0325	30,0	18,0	260
59	60	0,0275	0,0325	30,0	17,0	260
60	61	0,0275	0,0325	40,0	28,0	260
12	62	0,0275	0,0325	33,0	26,0	260
62	63	0,0275	0,0325	41,0	25,0	260
14	64	0,0275	0,0325	30,0	19,0	260
64	65	0,0275	0,0325	40,0	22,0	260
15	66	0,0250	0,0300	40,0	20,0	656
66	67	0,0250	0,0300	40,0	20,0	656
67	68	0,0250	0,0300	29,0	21,0	656
68	69	0,0250	0,0300	30,0	10,0	656
69	70	0,0250	0,0300	44,0	15,0	656
70	71	0,0250	0,0300	70,0	55,0	656
16	72	0,0275	0,0325	41,0	20,0	260
72	73	0,0275	0,0325	46,0	35,0	260
18	74	0,0250	0,0300	37,0	10,0	656
74	75	0,0250	0,0300	39,0	23,0	656

---

---

75	76	0,0250	0,0300	36,0	18,0	656
76	77	0,0250	0,0300	30,0	20,0	656
77	78	0,0250	0,0300	20,0	50,0	656
18	79	0,0250	0,0300	24,0	14,0	168
79	80	0,0250	0,0300	26,0	16,0	168
80	81	0,0250	0,0300	29,0	21,0	168
81	82	0,0250	0,0300	50,0	70,0	168
82	83	0,0250	0,0300	31,0	18,0	114
83	84	0,0250	0,0300	50,0	28,0	114
20	85	0,0275	0,0325	28,0	19,0	656
21	86	0,0275	0,0325	41,0	20,0	168
86	87	0,0275	0,0325	39,0	20,0	168
87	88	0,0275	0,0325	32,0	14,0	168
88	89	0,0275	0,0325	40,0	17,0	168
23	90	0,0275	0,0325	49,0	19,0	168
90	91	0,0275	0,0325	36,0	25,0	168
91	92	0,0275	0,0325	39,0	23,0	168
92	93	0,0275	0,0325	34,0	21,0	168
93	94	0,0275	0,0325	91,0	43,0	168
25	95	0,0275	0,0325	42,0	24,0	168
25	96	0,0275	0,0325	50,0	25,0	168
96	97	0,0275	0,0325	37,0	22,0	168
27	98	0,0275	0,0325	32,0	19,0	168
98	99	0,0275	0,0325	39,0	25,0	168
99	100	0,0275	0,0325	42,0	27,0	168
100	101	0,0275	0,0325	36,0	24,0	168
101	102	0,0275	0,0325	0,0	51,0	168
28	103	0,0250	0,0300	31,0	13,0	656
103	104	0,0250	0,0300	33,0	18,0	656
104	105	0,0250	0,0300	42,0	23,0	656
105	106	0,0250	0,0300	36,0	20,0	656
106	107	0,0250	0,0300	40,0	18,0	656
107	108	0,0250	0,0300	29,0	22,0	656
108	109	0,0250	0,0300	40,0	20,0	656
109	110	0,0250	0,0300	43,0	20,0	168
110	111	0,0250	0,0300	45,0	22,0	260
111	112	0,0250	0,0300	41,0	19,0	260
112	113	0,0250	0,0300	40,0	21,0	168
113	114	0,0250	0,0300	43,0	27,0	168

---

---

114	115	0,0250	0,0300	46,0	35,0	168
115	116	0,0250	0,0300	89,0	53,0	168
28	117	0,0275	0,0325	34,0	20,0	656
29	118	0,0275	0,0325	47,0	29,0	123
118	119	0,0275	0,0325	39,0	21,0	123
119	120	0,0275	0,0325	40,0	21,0	123
120	121	0,0275	0,0325	30,0	17,0	123
121	122	0,0275	0,0325	85,0	55,0	123
29	123	0,0275	0,0325	45,0	25,0	123
123	124	0,0275	0,0325	40,0	21,0	123
124	125	0,0275	0,0325	50,0	33,0	123
30	126	0,0250	0,0300	37,0	21,0	656
126	127	0,0250	0,0300	33,0	18,0	656
127	128	0,0250	0,0300	46,0	35,0	168
128	129	0,0250	0,0300	35,0	20,0	168
129	130	0,0250	0,0300	41,0	23,0	168
130	131	0,0250	0,0300	80,0	61,0	168
31	132	0,0275	0,0325	27,0	16,0	168
32	133	0,0275	0,0325	49,0	28,0	168
133	134	0,0275	0,0325	26,0	55,0	168
134	135	0,0275	0,0325	39,0	21,0	168
135	136	0,0275	0,0325	27,0	13,0	168
35	137	0,0250	0,0300	30,0	15,0	168
137	138	0,0250	0,0300	30,0	21,0	168
138	139	0,0250	0,0300	44,0	24,0	168
139	140	0,0250	0,0300	20,0	14,0	168
140	141	0,0250	0,0300	40,0	21,0	168
141	142	0,0250	0,0300	32,0	23,0	168
142	143	0,0250	0,0300	34,0	19,0	114
143	144	0,0250	0,0300	25,0	12,0	168
144	145	0,0250	0,0300	36,0	25,0	168
145	146	0,0250	0,0300	92,0	47,0	168
35	147	0,0275	0,0325	20,0	10,0	168
40	148	0,0275	0,0325	39,0	22,0	284
40	149	0,0275	0,0325	34,0	20,0	656
44	150	0,0275	0,0325	27,0	12,0	656
150	151	0,0275	0,0325	84,0	42,0	284
47	152	0,0275	0,0325	33,0	21,0	260
152	153	0,0275	0,0325	30,0	19,0	260

---

---

67	154	0,0300	0,0350	31,0	19,0	123
69	155	0,0300	0,0350	45,0	24,0	123
155	156	0,0300	0,0350	26,0	14,0	123
70	157	0,0300	0,0350	39,0	31,0	168
93	158	0,0300	0,0350	26,0	20,0	168
103	159	0,0300	0,0350	28,0	16,0	168
104	160	0,0300	0,0350	23,0	14,0	168
105	161	0,0300	0,0350	33,0	19,0	168
161	162	0,0300	0,0350	28,0	17,0	168
106	163	0,0300	0,0350	30,0	18,0	656
163	164	0,0300	0,0350	34,0	19,0	168
164	165	0,0300	0,0350	39,0	21,0	168
165	166	0,0300	0,0350	38,0	23,0	168
166	167	0,0300	0,0350	46,0	35,0	168
167	168	0,0300	0,0350	41,0	33,0	168
106	169	0,0300	0,0350	46,0	35,0	656
169	170	0,0300	0,0350	48,0	30,0	656
170	171	0,0300	0,0350	37,0	22,0	656
109	172	0,0300	0,0350	30,0	19,0	260
109	173	0,0300	0,0350	49,0	31,0	656
114	174	0,0300	0,0350	26,0	15,0	168
174	175	0,0300	0,0350	0,0	62,0	168
114	176	0,0300	0,0350	39,0	23,0	168
120	177	0,0300	0,0350	46,0	29,0	123
120	178	0,0300	0,0350	40,0	35,0	123
129	179	0,0300	0,0350	36,0	14,0	168
179	180	0,0300	0,0350	30,0	15,0	168
130	181	0,0300	0,0350	39,0	21,0	168
139	182	0,0300	0,0350	36,0	25,0	168
182	183	0,0300	0,0350	35,0	20,0	168
140	184	0,0300	0,0350	21,0	12,0	114
142	185	0,0300	0,0350	46,0	35,0	168
185	186	0,0300	0,0350	30,0	20,0	168
142	187	0,0300	0,0350	48,0	24,0	168
187	188	0,0300	0,0350	44,0	22,0	168
188	189	0,0300	0,0350	39,0	22,0	168
166	190	0,0300	0,0350	29,0	23,0	168
190	191	0,0300	0,0350	33,0	14,0	168
187	192	0,0300	0,0350	86,0	45,0	168

---

## APÊNDICE B: RESULTADOS DO ESTUDO BASE

Tabela 2: Dados da fronteira de soluções não-dominadas obtida para o estudo base ( $n_p = 25$ ,  $k^{\max} = 1500$ ).

Alter-nativa $n^o$	Composição de máquinas dos empreendimentos (estratégias de inserção)						Fitness de dominância			Funções de valor	
	1º estágio $e = .2.3.4.5.6$	2º estágio $e = .2.3.4.5.6$	3º estágio $e = .2.3.4.5.6$	4º estágio $e = 1.2.3.4.5.6$	Total $e = 1.2.3.4.5.6$	FO <sub>1</sub> ( $\times 10^6$ R\$)	FO <sub>2</sub> ( $\times 10^4$ $tCO_2^{eq}$ )	FO <sub>3</sub> ( $\times 10^{10}$ VAh)	Adi-tiva	Pro-du-tiva	
1	0.6.0.10.0.0	9.0.0.0.0.2	3.0.3.0.7.5	0.0.8.0.0.1	12.6.11.10.7.8	3,659	1,379	1,192	0,736	2,704	
2	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.1	2.0.4.0.9.5	0.0.8.0.0.0	12.6.12.10.9.6	3,585	1,222	1,198	0,722	2,690	
3	2.6.0.0.0.0	10.0.0.2.2.0	0.0.5.5.2.0	0.0.8.0.0.0	12.6.13.7.4.0	2,704	0,298	1,266	0,442	2,165	
4	0.5.0.10.0.4	8.1.1.0.0.0	4.0.4.0.9.0	0.0.8.0.0.1	12.6.13.10.9.5	3,700	1,401	1,197	0,741	2,711	
5	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.2.0	2.0.4.0.7.4	0.0.7.0.0.2	12.6.11.10.9.6	3,476	1,098	1,206	0,683	2,638	
6	0.6.0.1.0.0	9.0.0.0.0.0	2.0.0.1.1.0	0.0.8.0.0.0	11.6.8.2.1.0	2,162	0,124	1,306	0,313	1,412	
7	0.6.0.9.1.0	10.0.0.0.0.0	2.0.4.0.4.0	0.0.8.0.0.0	12.6.12.9.5.0	2,978	0,554	1,245	0,518	2,350	
8	0.6.0.10.1.0	10.0.0.0.0.0	1.0.4.0.5.0	0.0.8.0.0.1	11.6.12.10.6.1	3,048	0,658	1,240	0,535	2,390	
9	0.5.0.10.0.4	8.1.0.0.0.1	3.0.5.0.8.0	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.8.6	3,736	1,523	1,194	0,730	2,687	
10	0.6.0.9.0.1	10.0.0.0.1.0	2.0.4.0.8.5	0.0.7.0.0.2	12.6.11.9.9.8	3,629	1,313	1,195	0,729	2,699	
11	0.6.0.9.0.0	9.0.0.1.0.0	3.0.2.0.5.0	0.0.8.0.0.1	12.6.10.10.5.1	2,988	0,624	1,241	0,523	2,362	
12	0.6.1.0.0.0	10.0.0.0.0.0	0.0.2.1.7.0	0.0.8.0.0.0	10.6.11.1.7.0	2,209	0,141	1,309	0,311	1,107	

13	0.5.0.10.1.4	8.1.0.0.1.2	3.0.5.0.7.0	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.9.7	3.897	1,686	1,184	0,783	2,700
14	0.5.0.10.0.4	8.1.0.0.0.2	2.0.5.0.9.0	0.0.8.0.0.0	10.6.13.10.9.6	3,775	1,623	1,193	0,720	2,656
15	2.6.0.0.0.0	9.0.1.1.1.0	0.0.6.3.2.0	0.0.8.0.0.1	11.6.15.4.3.1	2,531	0,239	1,282	0,390	2,005
16	0.6.0.9.1.0	10.0.0.0.1.1	2.0.5.0.6.1	0.0.8.0.0.0	12.6.13.9.8.2	3,238	0,818	1,227	0,597	2,504
17	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.0	2.0.4.0.8.3	0.0.7.0.0.3	12.6.11.10.9.6	3,428	1,047	1,209	0,666	2,614
18	0.6.0.9.0.1	10.0.0.0.1.0	2.0.4.1.8.4	0.0.8.0.0.0	12.6.12.10.9.5	3,526	1,158	1,204	0,698	2,660
19	2.6.0.0.0.0	10.0.0.0.2.1	0.0.6.7.2.1	0.0.8.0.0.0	12.6.14.7.4.2	2,868	0,499	1,253	0,484	2,277
20	0.6.0.9.0.0	10.0.0.1.0.1	2.0.4.0.6.5	0.0.7.0.0.2	12.6.11.10.6.8	3,580	1,267	1,197	0,715	2,681
21	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.1	1.0.6.0.9.0	0.0.8.0.0.0	11.6.14.10.9.1	3,184	0,771	1,232	0,576	2,468
22	0.5.0.10.1.4	8.1.0.0.1.2	3.0.5.0.5.0	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.7.7	3,867	1,664	1,186	0,770	2,696
23	0.6.0.10.0.0	9.0.0.0.0.0	3.0.4.0.7.4	0.0.8.0.0.1	12.6.12.10.7.5	3,363	1,019	1,214	0,639	2,575
24	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.0	2.0.2.0.7.5	0.0.7.0.0.2	12.6.9.10.8.7	3,499	1,170	1,202	0,688	2,646
25	0.6.1.2.0.0	9.0.1.0.1.0	2.0.3.0.1.0	0.0.7.0.1.0	11.6.12.2.3.0	2,322	0,173	1,299	0,339	1,754
26	2.6.0.0.0.0	10.0.0.1.3.0	0.0.5.5.0.1	0.0.8.0.1.0	12.6.13.6.4.1	2,724	0,351	1,264	0,446	2,177
27	2.6.0.0.0.0	9.0.0.2.1.0	0.0.5.3.1.0	0.0.8.0.0.0	11.6.13.5.2.0	2,501	0,219	1,282	0,387	1,990
28	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.0	2.0.4.0.8.4	0.0.6.0.0.2	12.6.10.10.8.6	3,436	1,075	1,208	0,668	2,617
29	2.6.0.0.0.0	10.0.0.2.2.0	0.0.6.6.1.1	0.0.8.0.0.0	12.6.14.8.3.1	2,810	0,403	1,257	0,471	2,243
30	5.3.0.7.0.0	6.3.0.0.2.0	0.0.6.0.7.1	0.0.8.0.0.0	11.6.14.7.9.1	3,002	0,590	1,251	0,511	2,341
31	0.4.0.10.0.7	6.2.1.0.0.0	4.0.3.0.9.0	0.0.8.0.0.0	10.6.12.10.9.7	3,914	1,891	1,186	0,688	1,995
32	0.5.0.10.0.4	9.0.0.0.0.2	3.0.5.0.8.0	0.0.8.0.0.0	12.5.13.10.8.6	3,792	1,613	1,195	0,728	2,668

## APÊNDICE B: RESULTADOS DO ESTUDO BASE

33	0.6.0.10.1.0	10.0.0.0.0.1	1.0.6.0.4.0	0.0.8.0.0.0	11.6.14.10.5.1	3,141	0,738	1,235	0,563	2,444
34	0.6.0.9.1.0	10.0.0.0.1.1	2.0.4.0.6.1	0.0.8.0.0.1	12.6.12.9.8.3	3,260	0,863	1,224	0,604	2,518
35	0.6.0.9.0.1	8.0.1.0.0.3	3.0.3.0.7.4	0.0.8.0.0.0	11.6.12.9.7.8	3,684	1,508	1,193	0,711	2,666
36	0.6.0.10.1.0	9.0.1.0.0.1	3.0.4.0.5.1	0.0.8.0.0.1	12.6.13.10.6.3	3,284	0,885	1,222	0,613	2,532
37	0.6.1.1.0.0	10.0.0.2.1.0	0.0.5.0.0.0	0.0.8.1.0.0	10.6.14.4.1.0	2,335	0,194	1,298	0,341	1,775
38	0.6.0.6.0.0	10.0.0.0.1.0	2.0.3.2.6.0	0.0.8.1.0.0	12.6.11.9.7.0	2,837	0,483	1,254	0,477	2,260
39	0.6.0.10.1.0	9.0.1.0.0.0	3.0.3.0.6.1	0.0.7.0.0.2	12.6.11.10.7.3	3,197	0,805	1,228	0,585	2,484
40	1.6.0.4.1.0	10.0.0.2.1.0	0.0.4.3.1.1	0.0.8.0.1.0	11.6.12.9.4.1	2,877	0,534	1,252	0,486	2,284
41	1.6.0.1.0.0	10.0.0.1.3.0	1.0.5.2.4.0	0.0.8.1.0.0	12.6.13.5.7.0	2,621	0,286	1,274	0,415	2,089
42	0.6.0.9.0.1	10.0.0.0.2.0	2.0.5.0.5.1	0.0.7.0.0.2	12.6.12.9.7.4	3,325	0,937	1,219	0,626	2,553
43	1.6.0.4.0.1	10.0.0.2.2.0	0.0.6.3.3.0	0.0.8.0.0.0	11.6.14.9.5.1	3,009	0,636	1,245	0,521	2,361
44	0.6.0.9.0.1	8.0.1.0.0.2	3.0.3.0.9.5	0.0.8.0.0.0	11.6.12.9.9.8	3,671	1,485	1,194	0,709	2,667
45	5.3.0.7.0.0	6.3.0.0.2.0	0.0.6.0.6.1	0.0.8.0.0.1	11.6.14.7.8.2	3,021	0,624	1,248	0,517	2,356
46	2.6.0.0.0.0	9.0.1.0.0.0	0.0.6.3.4.0	0.0.8.0.0.1	11.6.15.3.4.1	2,482	0,208	1,287	0,377	1,953
47	0.6.0.9.1.0	9.0.1.0.0.0	2.0.5.0.3.0	0.0.8.0.0.0	11.6.14.9.4.0	2,903	0,542	1,253	0,489	2,292
48	0.6.0.9.0.1	10.0.0.0.0.1	2.0.5.0.7.0	0.0.8.0.0.1	12.6.13.9.7.3	3,322	0,926	1,220	0,624	2,551
49	0.6.0.10.1.0	10.0.0.0.1.1	1.0.6.0.6.1	0.0.8.0.0.0	11.6.14.10.8.2	3,270	0,867	1,226	0,604	2,518
50	0.5.0.10.1.4	8.0.1.0.0.1	4.0.4.0.8.0	0.0.7.0.0.2	12.5.12.10.9.7	3,746	1,590	1,199	0,706	2,649
51	0.6.0.8.1.0	10.0.0.1.0.0	2.0.5.0.5.4	0.0.6.0.0.1	12.6.11.9.6.5	3,302	0,958	1,219	0,618	2,541
52	0.5.0.10.0.4	10.0.0.0.0.1	2.0.5.0.8.0	0.0.8.0.0.0	12.5.13.10.8.5	3,709	1,479	1,201	0,716	2,677

53	0.6.0.9.2.0	10.0.0.0.1.0	1.0.4.0.1.1	0.0.8.0.0.0	11.6.12.9.4.1	3.006	0,648	1,244	0,520	2,361
54	0.6.0.10.1.0	9.0.1.0.0.1	2.0.6.0.5.0	0.0.8.0.1.0	11.6.15.10.7.1	3.150	0,755	1,235	0,563	2,445
55	0.6.0.10.0.0	9.0.0.0.1.1	3.0.4.0.7.1	0.0.7.0.0.3	12.6.11.10.8.5	3.347	0,990	1,216	0,634	2,567
56	0.6.0.10.1.0	10.0.0.0.0.1	1.0.5.0.8.1	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.9.3	3.298	0,917	1,223	0,613	2,534
57	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.0	1.0.5.0.6.1	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.7.2	3.140	0,754	1,234	0,563	2,445
58	1.6.0.5.0.0	9.0.0.2.2.0	1.0.5.2.4.0	0.0.8.0.0.0	11.6.13.9.6.0	2.853	0,491	1,255	0,478	2,263
59	2.6.0.0.0.0	9.0.0.3.4.1	0.0.6.5.4.0	0.0.8.0.0.0	11.6.14.8.8.1	2.876	0,524	1,255	0,480	2,272
60	0.6.0.10.0.0	9.0.1.0.1.0	3.0.4.0.6.1	0.0.7.0.0.4	12.6.12.10.7.5	3.270	0,890	1,222	0,609	2,526
61	0.6.0.8.0.1	10.0.0.0.0.1	2.0.5.0.8.2	0.0.8.0.0.0	12.6.13.8.8.4	3.372	1,022	1,217	0,637	2,573
62	2.6.0.0.0.0	9.0.0.0.3.0	1.0.4.5.2.0	0.0.8.0.0.1	12.6.12.5.5.1	2.606	0,284	1,274	0,414	2,084
63	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.1	1.0.5.0.7.6	0.0.8.0.0.0	11.6.13.10.8.7	3.607	1,306	1,198	0,717	2,684
64	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.0	1.0.5.0.7.2	0.0.8.0.0.0	11.6.13.10.7.2	3.170	0,794	1,231	0,573	2,463
65	0.6.0.10.1.0	10.0.0.0.1.1	1.0.6.0.5.1	0.0.8.0.0.0	11.6.14.10.7.2	3.255	0,856	1,227	0,599	2,509
66	2.6.0.0.0.0	9.0.0.3.5.0	0.0.5.6.0.1	0.0.8.0.0.0	11.6.13.9.5.1	2.817	0,476	1,258	0,468	2,240
67	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.1	1.0.5.0.7.2	0.0.7.0.1.2	11.6.12.10.9.5	3.383	1,041	1,215	0,641	2,580
68	0.6.0.8.1.0	10.0.0.0.3.0	1.0.4.0.2.0	0.0.8.0.1.0	11.6.12.8.7.0	2.892	0,536	1,254	0,485	2,283
69	0.6.0.8.0.1	10.0.0.0.1.0	2.0.6.0.6.0	0.0.8.0.0.0	12.6.14.8.7.1	3.114	0,702	1,237	0,554	2,427
70	0.5.0.10.0.4	9.0.1.0.0.1	3.0.5.0.7.0	0.0.8.0.0.1	12.5.14.10.7.6	3.715	1,513	1,201	0,710	2,666
71	0.6.0.9.0.0	9.0.0.0.1.0	3.0.5.0.5.1	0.0.8.0.0.1	12.6.13.9.6.2	3.071	0,694	1,238	0,544	2,406
72	2.6.0.0.0.0	10.0.0.3.0.0	0.0.4.5.3.1	0.0.8.0.1.0	12.6.12.8.4.1	2.793	0,409	1,256	0,469	2,236

## APÊNDICE B: RESULTADOS DO ESTUDO BASE

73	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.0	1.0.5.0.7.6	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.8.7	3,525	1,216	1,203	0,688	2,649
74	0.6.0.9.0.0	10.0.0.0.0.1	2.0.5.0.8.1	0.0.8.0.0.1	12.6.13.9.8.3	3,245	0,847	1,225	0,600	2,510
75	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.0	1.0.5.0.8.4	0.0.8.0.0.1	11.6.13.10.8.5	3,368	1,030	1,215	0,636	2,572
76	0.6.0.9.2.0	9.0.1.0.0.1	3.0.3.0.4.1	0.0.8.0.0.0	12.6.12.9.6.2	3,177	0,801	1,231	0,575	2,467
77	0.4.0.9.0.7	9.1.0.0.0.0	2.0.5.0.8.0	0.0.8.0.0.1	11.5.13.9.8.8	3,904	1,877	1,191	0,680	2,308
78	0.6.0.9.0.0	10.0.0.0.0.1	2.0.5.0.7.2	0.0.8.0.0.0	12.6.13.9.7.3	3,268	0,881	1,223	0,607	2,523
79	0.4.0.10.0.6	8.1.1.0.0.0	3.0.4.0.8.2	0.0.8.0.0.0	11.5.13.10.8.8	3,901	1,881	1,190	0,678	2,276
80	2.6.0.0.0.0	9.0.0.4.6.0	0.0.7.5.0.0	0.0.8.0.0.0	11.6.15.9.6.0	2,814	0,416	1,260	0,465	2,232
81	0.6.0.10.1.0	10.0.0.0.0.0	1.0.4.0.3.0	0.0.8.0.0.0	11.6.12.10.4.0	2,982	0,591	1,245	0,516	2,349
82	1.6.0.4.1.0	10.0.0.1.0.0	0.0.6.5.6.1	0.0.7.0.0.1	11.6.13.10.7.2	2,991	0,625	1,244	0,518	2,355
83	2.6.0.0.0.0	9.0.0.4.0.0	0.0.7.5.1.0	0.0.7.1.0.0	11.6.14.10.1.0	2,692	0,340	1,265	0,439	2,159
84	0.6.0.10.0.0	9.0.1.0.1.0	3.0.3.0.5.5	0.0.7.0.0.3	12.6.11.10.6.8	3,502	1,194	1,203	0,685	2,643
85	1.6.0.4.0.0	10.0.0.0.4.0	0.0.7.1.3.1	0.0.7.2.0.0	11.6.14.7.7.1	2,826	0,480	1,260	0,465	2,235
86	2.6.0.0.0.0	9.0.0.3.5.0	0.0.6.6.1.1	0.0.8.0.0.0	11.6.14.9.6.1	2,845	0,487	1,256	0,475	2,257
87	0.6.0.10.0.0	9.0.0.0.0.0	2.0.6.0.6.0	0.0.8.0.0.0	11.6.14.10.6.0	2,985	0,603	1,246	0,515	2,348
88	0.6.0.10.0.0	9.0.0.0.1.0	3.0.4.0.7.2	0.0.7.0.0.4	12.6.11.10.8.6	3,338	0,990	1,216	0,631	2,563
89	0.6.0.8.0.0	10.0.0.0.0.0	2.0.4.0.9.5	0.0.8.0.0.0	12.6.12.8.9.5	3,312	0,988	1,219	0,618	2,543
90	0.6.0.8.2.0	10.0.0.0.1.1	2.0.4.0.6.0	0.0.8.0.0.0	12.6.12.8.9.1	3,108	0,700	1,238	0,552	2,423
91	1.6.0.2.1.0	10.0.0.3.0.0	0.0.4.5.4.1	0.0.7.0.0.0	11.6.11.10.5.1	2,853	0,532	1,253	0,481	2,271
92	0.6.0.10.0.0	9.0.1.0.1.0	3.0.4.0.7.4	0.0.7.0.0.2	12.6.12.10.8.6	3,437	1,081	1,209	0,665	2,614

93	0.6.0.10.0.0	8.0.0.0.0.1	4.0.4.0.8.0	0.0.8.0.0.0	12.6.12.10.8.1	3,131	0,759	1,233	0,561	2,441
94	0.6.0.10.0.0	9.0.0.0.0.0	2.0.6.0.6.0	0.0.7.0.0.3	11.6.13.10.6.3	3,083	0,737	1,237	0,545	2,411
95	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.1	1.0.5.0.9.5	0.0.8.0.0.0	11.6.13.10.9.6	3,540	1,221	1,203	0,694	2,656
96	0.6.0.9.1.0	10.0.0.0.1.0	2.0.4.0.5.3	0.0.8.0.0.0	12.6.12.9.7.3	3,240	0,852	1,225	0,598	2,507
97	0.6.0.6.0.0	10.0.0.0.4.0	2.0.5.1.3.1	0.0.8.0.0.0	12.6.13.7.7.1	2,914	0,554	1,251	0,494	2,302
98	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.2.0	1.0.4.0.6.4	0.0.7.0.0.1	11.6.11.10.8.5	3,367	1,040	1,215	0,635	2,571
99	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.0.1	1.0.4.0.9.5	0.0.8.0.0.0	11.6.12.10.9.6	3,527	1,221	1,204	0,688	2,648
100	0.6.0.10.0.0	10.0.0.0.1.0	1.0.4.0.7.4	0.0.8.0.0.0	11.6.12.10.8.4	3,329	0,990	1,218	0,623	2,551



## ANEXO A: MÉTODO DE SOMA DAS POTÊNCIAS

---

Redes de distribuição radiais se caracterizam pela baixa relação reatância/resistência ( $X/R$ ) de seus alimentadores e pela associação de ramos de baixa impedância (representação de reguladores de tensão, chaves e pequenos trechos de linha entre cargas muito próximas) com ramos de impedância relativamente alta. Essas características podem exigir dos métodos convencionais de cálculo do Problema do Fluxo de Carga (PFC), tais como Newton-Raphson e Desacoplados Rápidos, um grande número de iterações e ainda causar divergência do processo de solução. Além disso, o esforço computacional associado a estes métodos (fatoração e inversão de matrizes, e solução de sistemas de equações) pode ser desnecessariamente alto no caso de redes de distribuição.

Assim, para a solução do PFC de redes de distribuição radiais (ou fracamente malhados) são empregadas técnicas mais adequadas, tais como os chamados métodos de varredura direta e inversa em sua duas versões: Método de Soma das Potências (MSP) e Método da Soma das Correntes (MSI). Como o MSP apresenta melhor precisão de resultados, então este método foi adotado para o cálculo do estado das tensões de barra e, conseqüentemente, das perdas totais de ramos.

No cálculo do Método de Soma das Potências, considera-se todos os nós como sendo barras de carga (tipo PQ), com exceção do nó raiz (subestação), que fornece as referências de ângulo e tensão de barra (tipo V $\theta$ ). Desse modo, a varredura inversa consiste em um processo de acúmulo de carga, partindo-se dos nós extremos em direção à raiz, empregando-se estimativas do estado das tensões nodais. A varredura direta consiste, então, na correção das tensões nodais em direção aos nós terminais, a partir da tensão e ângulo especificados para o nó raiz. O processo é repetido até que algum critério de parada seja atingido.

Para o equacionamento do MSP visto a seguir, adotou-se a convenção positiva para injeção de potência ativa e reativa incidindo na barra e, para o fluxo, saindo da barra (Figura A1-a). Logo, para injeções líquidas (geração – carga) de potência aparente complexa, se o valor numérico for positivo, associa-se ao mesmo a uma predominância de geração na barra e, se negativo, a uma predominância de carga. Além disso, uma injeção de potência de elementos *shunt* positiva representa um banco de capacitores e, se negativa, um banco de reatores.

Assim, conforme a convenção de injeções e fluxos adotada, seja então o ramo genérico  $k$ - $m$  de uma rede elétrica de distribuição radial, mostrado na Figura A.1-b, onde são conhecidos:

---

- ♦  $\dot{E}_k = V_k \underline{\theta}_k$  : tensão complexa na barra  $k$ ;
- ♦  $\dot{S}_m^{\text{ac}} = P_m^{\text{ac}} + jQ_m^{\text{ac}}$  : potência aparente complexa total acumulada na barra  $m$ , de tal modo que:

$$P_m^{\text{ac}} = P_m^{\text{liq}} + \sum_{i \in \Omega_m} (P_i^{\text{ac}} - P_{mi}^{\text{perdas}}) \quad (\text{A.1})$$

$$Q_m^{\text{ac}} = Q_m^{\text{liq}} + Q_m^{\text{sh}} + \sum_{i \in \Omega_m} (Q_i^{\text{ac}} - Q_{mi}^{\text{perdas}}) \quad (\text{A.2})$$

onde  $\Omega_m$  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  $k$ );  $P_m^{\text{liq}} = P_m^{\text{G}} - P_m^{\text{C}}$  e  $Q_m^{\text{liq}} = Q_m^{\text{G}} - Q_m^{\text{C}}$  são as injeções líquidas de potência ativa e reativa da barra  $m$  ( $P_m^{\text{G}}$  e  $Q_m^{\text{G}}$  são dados de potência gerada e  $P_m^{\text{C}}$  e  $Q_m^{\text{C}}$  são dados de carga);  $P_i^{\text{ac}}$  e  $Q_i^{\text{ac}}$  são as injeções líquidas de potências ativa e reativa previamente acumuladas em cada barra  $i \in \Omega_m$ ;  $P_{mi}^{\text{perdas}}$  e  $Q_{mi}^{\text{perdas}}$  são as perdas ativa e reativa nos ramos  $m-i$  a jusante da barra  $m$ ; e  $Q_m^{\text{sh}}$  a potência reativa shunt injetada na barra  $m$ .

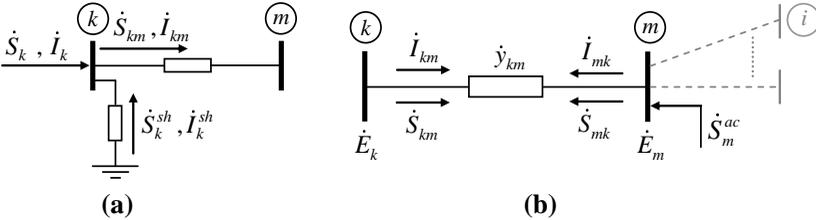


Figura A.1: (a) Convenções de injeção e fluxo adotadas; (b) ramo genérico  $k-m$  para o equacionamento do método da soma das potências.

Nota-se então que a corrente e a potência aparente complexas no sentido  $m-k$  são dadas por:

$$\dot{I}_{mk} = (\dot{E}_m - \dot{E}_k) \dot{y}_{km}$$

$$\dot{S}_{mk} = \dot{E}_m \dot{I}_{mk}^* = \dot{E}_m \left[ (\dot{E}_m - \dot{E}_k) \dot{y}_{km} \right]^*$$

em que:  $\dot{E}_m = V_m \underline{\theta}_m$  e  $\dot{y}_{km} = g_{km} + jb_{km} = y_{km} \underline{\phi}_{km}$ .

Assim, a potência aparente complexa acumulada na barra  $m$  pode ser definida tal que:

$$\begin{aligned}\dot{S}_m^{\text{ac}} = \dot{S}_{mk} &\Rightarrow \dot{S}_m^{\text{ac}} = \dot{E}_m \left[ (\dot{E}_m - \dot{E}_k) \dot{y}_{km} \right]^* \\ \therefore \dot{S}_m^{\text{ac}} = \dot{E}_m \left( \dot{E}_m^* - \dot{E}_k^* \right) \dot{y}_{km}^* &= P_m^{\text{ac}} + j Q_m^{\text{ac}}\end{aligned}$$

Desenvolvendo-se a equação obtida, tem-se:

$$\begin{aligned}\dot{S}_m^{\text{ac}} = \dot{E}_m \left( \dot{E}_m^* - \dot{E}_k^* \right) \dot{y}_{km}^* &= V_m \left[ \theta_m \left( V_m \left[ -\theta_m - V_k \left[ -\theta_k \right] \right) \dot{y}_{km}^* \right. \\ \dot{S}_m^{\text{ac}} = V_m^2 g_{km} - j V_m^2 b_{km} - V_k V_m y_{km} &\left[ \cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) + \right. \\ &\left. + j \sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) \right]\end{aligned}$$

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:

$$\begin{aligned}P_m^{\text{ac}} &= V_m^2 g_{km} - V_k V_m y_{km} \cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) \\ Q_m^{\text{ac}} &= -V_m^2 b_{km} - V_k V_m y_{km} \sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km})\end{aligned}$$

Isolando-se as funções trigonométricas das equações obtidas:

$$\begin{aligned}\cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) &= \frac{-P_m^{\text{ac}} + V_m^2 g_{km}}{V_k V_m y_{km}} \\ \sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) &= \frac{-Q_m^{\text{ac}} - V_m^2 b_{km}}{V_k V_m y_{km}}\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}\sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km})^2 + \cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km})^2 &= 1 \\ \left( \frac{-Q_m^{\text{ac}} - V_m^2 b_{km}}{V_k V_m y_{km}} \right)^2 + \left( \frac{-P_m^{\text{ac}} + V_m^2 g_{km}}{V_k V_m y_{km}} \right)^2 &= 1 \\ \therefore \left( -Q_m^{\text{ac}} - V_m^2 b_{km} \right)^2 + \left( -P_m^{\text{ac}} + V_m^2 g_{km} \right)^2 &= (V_k V_m y_{km})^2\end{aligned}$$

Desenvolvendo-se este resultado, obtém-se então:

$$\begin{aligned}\left( g_{km}^2 + b_{km}^2 \right) V_m^4 + \left[ 2 \left( Q_m^{\text{ac}} b_{km} - P_m^{\text{ac}} g_{km} \right) - V_k^2 y_{km}^2 \right] V_m^2 &+ \\ + \left( P_m^{\text{ac}} \right)^2 + \left( Q_m^{\text{ac}} \right)^2 &= 0 \\ V_m^4 + \underbrace{\left[ \frac{2 \left( Q_m^{\text{ac}} b_{km} - P_m^{\text{ac}} g_{km} \right)}{g_{km}^2 + b_{km}^2} - V_k^2 \right]}_{A_m} V_m^2 + \underbrace{\frac{\left( P_m^{\text{ac}} \right)^2 + \left( Q_m^{\text{ac}} \right)^2}{g_{km}^2 + b_{km}^2}}_{B_m} &= 0\end{aligned}$$

$$\therefore V_m^4 + A_m V_m^2 + B_m = 0 \quad (\text{A.3})$$

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 assim 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:

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

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

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}(\theta_m^{(j)} - \theta_k - \phi_{km}) &= \frac{\operatorname{sen}(\theta_m^{(j)} - \theta_k - \phi_{km})}{\operatorname{cos}(\theta_m^{(j)} - \theta_k - \phi_{km})} = \frac{-Q_m^{ac} - \left( V_m^{(j)} \right)^2 b_{km}}{-P_m^{ac} + \left( V_m^{(j)} \right)^2 g_{km}} \\ \therefore \theta_m^{(j)} &= \theta_k + \phi_{km} + \operatorname{arctg} \left( \frac{-Q_m^{ac} - \left( V_m^{(j)} \right)^2 b_{km}}{-P_m^{ac} + \left( V_m^{(j)} \right)^2 g_{km}} \right) \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

O estado da rede (tensão complexa de barra) obtido ao final do processo iterativo consiste no chamado subproblema 1 do fluxo de carga e, uma vez obtido, permite, então, prosseguir os cálculos com o chamado subproblema 2, que consiste em obter outras incógnitas do problema, tais como as injeções líquidas de potência ativa e reativa da barra do nó raiz, e as correntes, fluxos e perdas de potência de ramos.

Conforme observado na Figura A.1-b, tem-se que a corrente elétrica complexa em um ramo genérico  $k$ - $m$  pode ser determinada por:

$$\dot{I}_{km} = \left( \dot{E}_k - \dot{E}_m \right) \dot{y}_{km} \quad (\text{A.6})$$

e a potência aparente complexa no sentido  $k$ - $m$  será dada por:

$$\dot{S}_{km}^* = \dot{E}_k^* \dot{I}_{km} = P_{km} - j Q_{km}$$

Desenvolvendo-se a equação do fluxo de potência aparente complexa e identificando-se as partes real e imaginária, pode-se determinar as expressões das parcelas de fluxo de potência ativa e reativa que, em termos dos elementos primitivos de ramos, são dadas por:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} \quad (\text{A.7})$$

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} \quad (\text{A.8})$$

Similarmente, a corrente e o fluxo de potência aparente complexas no sentido  $m$ - $k$  serão:

$$\dot{I}_{mk} = -I_{km} = (\dot{E}_m - \dot{E}_k) \dot{y}_{km}$$

$$\dot{S}_{mk}^* = \dot{E}_m^* \dot{I}_{mk} = P_{mk} - jQ_{mk}$$

Desenvolvendo-se a equação do fluxo de potência complexa obtém-se então:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sen \theta_{km} \quad (\text{A.9})$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m g_{km} \sen \theta_{km} \quad (\text{A.10})$$

Como os fluxos de potência em cada sentido são de sinais contrários e seus montantes não são iguais devido às perdas de ramos, então as perdas ativa e reativa em um ramo genérico  $k$ - $m$  podem ser obtidas somando-se os respectivos fluxos, ou seja:

$$P_{km}^{\text{perdas}} = P_{km} + P_{mk} = (V_k^2 + V_m^2) g_{km} - 2 V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} \quad (\text{A.11})$$

$$Q_{km}^{\text{perdas}} = Q_{km} + Q_{mk} = -(V_k^2 + V_m^2) b_{km} + 2 V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} \quad (\text{A.12})$$

ou ainda pelo cálculo potência de perda aparente complexa de ramo:

$$\dot{S}_{km}^{\text{perdas}} = (\dot{E}_k - E_m) \dot{I}_{km}^* = (\dot{E}_k - \dot{E}_m) [(\dot{E}_k - \dot{E}_m) \dot{y}_{km}]^* = P_{km}^{\text{perdas}} + jQ_{km}^{\text{perdas}}$$

O processo iterativo do MSP consiste, assim, basicamente pelas seguintes etapas (sem consideração de barras PV):

1. Adotar um estado inicial (ponto inicial) para as tensões complexas nodais (normalmente o *flat-start*), sendo a tensão complexa da barra fonte (subestação) conhecida;
2. Calcular as perdas ativa e reativa em todos os ramos da rede (na primeira iteração as perdas podem ser consideradas nulas);
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, isto é, determina-se  $P_m^{\text{ac}}$  e  $Q_m^{\text{ac}}$  em cada barra  $m$ .
4. Varredura direta: a partir do primeiro ramo e em direção aos nós terminais, calcular as tensões complexas nodais em cada barra, com base no equacionamento matemático visto;
5. Verificar a convergência 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, continuar;
6. Calcular as demais incógnitas de interesse do problema, como, por exemplo, correntes e perdas de ramos, injeção líquida de potências ativa e reativa no nó raiz e verificação de violações nos limites de tensão de barra.

## ANEXO B: CAPACIDADE DE CURTO-CIRCUITO

---

Os fenômenos de correntes de curto-circuito, ou correntes de falta, são um tipo de transitório de sistemas que, em geral, atingem valores muito superiores às correntes normais de linha e, desse modo, algum mecanismo de proteção (disjuntores) deve ser comandado a abrir a fim de isolar o ponto de falta. Dentre os tipos de falta, a severidade da influência do curto-circuito simétrico é um importante estudo para o planejamento da proteção de sistemas elétricos (Elgerd, 1978).

Na ocorrência de uma falta simétrica em uma barra qualquer de rede, ocorre naturalmente uma diminuição nas tensões de barra. O valor destas quedas de tensão é uma indicação da “força” destas barras, pois representa o nível de oposição da tensão de uma barra em sofrer variações quando da ocorrência de falta na rede. Esta força, denominada capacidade de curto-circuito (*Short-Circuit Capacity – SCC*), é determinada por uma potência trifásica definida como o produto da tensão de linha anterior à falta pela corrente de fase após a falta, tal que (Elgerd, 1978):

$$SCC_k \square \sqrt{3} V_k^{\text{pré-falta}} I_k^{\text{pós-falta}} \quad (VA) \quad (B.1)$$

A razão para se utilizar uma unidade de potência, e não de corrente de curto, para se avaliar os efeitos de falta reside no fato de que os disjuntores de proteção devem ser dimensionados para ambas a corrente de falta a ser extinta e a tensão na qual deverá atuar. O produto destas grandezas define, então, os VA de curto-circuito do disjuntor.

Para o cálculo da capacidade de curto-circuito das barras de uma rede elétrica, normalmente as tensões de barra na situação de pré-falta podem ser obtidas por meio de um algoritmo de Fluxo de Carga e as correntes de falta, por sua vez, são determinadas por uma expressão matemática baseada no Teorema da Superposição de Efeitos, visto a seguir.

A chamada Equação Nodal de redes lineares expressa a relação entre o vetor de injeções de corrente complexa de barra ( $\underline{\dot{I}}$ ) com o vetor das tensões complexas de barra ( $\underline{\dot{E}}$ ) por meio da matriz admitância de barra ( $[\dot{Y}]_{barra}$ ), ou matriz impedância da rede ( $[\dot{Z}]_{barra}$ ), isto é:

$$\underline{\dot{I}} = [\dot{Y}]_{barra} \underline{\dot{E}} \Rightarrow \therefore \underline{\dot{E}} = [\dot{Y}]_{barra}^{-1} \underline{\dot{I}} = [\dot{Z}]_{barra} \underline{\dot{I}}$$

A matriz  $[\dot{Z}]_{barra}$  representa a topologia de rede e seus elementos descrevem comportamentos distintos das barras da rede em relação aos elementos da diagonal e fora. Um elemento  $\dot{Z}_{kk}$  representa a impedân-

---

cia equivalente do circuito vista da barra  $k$  em relação ao nó de referência, e expressa o nível de perturbação na rede perante alterações quaisquer na própria barra  $k$ , tais como variações de carga ou curto-circuito, sendo tanto maior a severidade desta perturbação quanto menor o seu valor em módulo. Um elemento  $\dot{Z}_{mk}$ , por sua vez, representa a impedância de transferência entre as barras  $m$  e  $k$  e seu valor expressa a sensibilidade da barra  $m$  perante alterações na barra  $k$ , sendo tanto maior esta sensibilidade quanto maior o seu valor em módulo.

Sendo a rede linear, então o vetor das tensões de barra  $\underline{\dot{E}}^{\text{pós}}$  resultante de uma perturbação na rede devido à injeção de corrente em uma barra qualquer  $k$  da rede, pode ser determinado com o emprego do Teorema da Superposição para compor os efeitos desta injeção, isto é:

$$\begin{aligned}\underline{\dot{E}}^{\text{pós}} &= [\dot{Z}]_{\text{barra}} \left( \underline{\dot{I}} + \underline{\dot{I}}^{\text{inj}} \right) = [\dot{Z}]_{\text{barra}} \underline{\dot{I}} + [\dot{Z}]_{\text{barra}} \underline{\dot{I}}^{\text{inj}} \\ \therefore \underline{\dot{E}}^{\text{pós}} &= \underline{\dot{E}}^{\text{pré}} + [\dot{Z}]_{\text{barra}} \underline{\dot{I}}^{\text{inj}}\end{aligned}$$

onde  $\underline{\dot{I}}^{\text{inj}} = [0 \dots I_k^{\text{inj}} \dots 0]$  é o vetor de injeção da perturbação de corrente na rede e  $\underline{\dot{E}}^{\text{pré}}$  é o vetor de tensões de barra antes da perturbação.

Como uma rede em condições de falta pode ser considerada como um sistema alimentado por fontes (geradores) com uma única carga ligada no ponto de curto-circuito, então a falta simétrica para a terra em uma barra qualquer  $k$  pode ser entendida como uma injeção negativa da corrente de curto-circuito nesta barra. Assim, uma rede elétrica em uma situação de pós-falta equilibrada em uma barra  $k$  pode ser modelada matematicamente pela equação vetorial:

$$\underline{\dot{E}}^{\text{pós-falta}} = \underline{\dot{E}}^{\text{pré-falta}} + [\dot{Z}]_{\text{barra}}^{\text{modif}} \underline{\dot{I}}^{\text{falta}} \quad (\text{B.2})$$

onde  $\underline{\dot{I}}^{\text{falta}} = [0 \dots I_k^{\text{falta}} \dots 0]$  é o vetor de injeções de corrente de falta e  $[\dot{Z}]_{\text{barra}}^{\text{modif}}$  é a matriz de impedância nodal, que necessita ser modificada para considerar duas componentes:

- 1) A impedância transitória dos geradores ( $x_T^G$ ) que irão alimentar a corrente de falta, bem como a impedância de dispersão ( $x_D^T$ ) do transformador de acoplamento com a rede (Figura B.1-a);
- 2) A impedância de carga que modela o consumo das barras na situação de pré-falta, supondo que seja majoritariamente formado por motores síncronos e assíncronos, que também alimentarão a corrente de falta. Com base na Figura B.1-b, a admitância de carga é então dada por:

$$\begin{aligned}\dot{S}_m^{\text{carga}} &= \dot{E}_m^{\text{pré-falta}} (I_m^{\text{pré-falta}})^* = \dot{E}_m^{\text{pré-falta}} \left( \dot{E}_m^{\text{pré-falta}} \dot{y}_m \right)^* \\ \dot{S}_m^{\text{carga}} &= (V_m^{\text{pré-falta}})^2 (g_m - j b_m) = P_m + j Q_m \\ \therefore g_m &= \frac{P_m}{(V_m^{\text{pré-falta}})^2} \quad \text{e} \quad b_m = -\frac{Q_m}{(V_m^{\text{pré-falta}})^2}\end{aligned}\quad (\text{B.3})$$

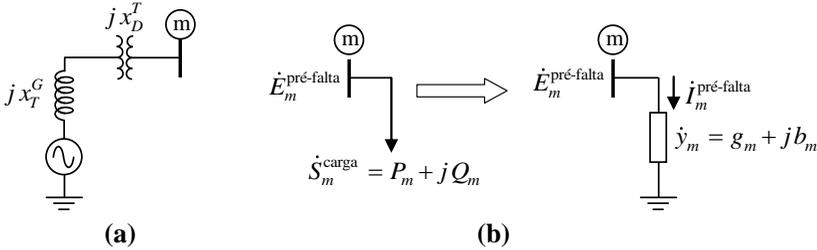


Figura B.1: Esquemas: (a) impedâncias do grupo gerador + transformador; (b) cálculo da impedância de carga.

Assim, com base na equação (B.2), tem-se que a tensão pós-falta na barra de falta  $k$ , que expressa o afundamento da tensão na barra em relação aos valores originais, será dada por:

$$\dot{E}_k^{\text{pós-falta}} = \dot{E}_k^{\text{pré-falta}} - \dot{Z}_{kk}^{\text{modif}} \dot{i}_k^{\text{falta}} \quad (\text{B.4})$$

e, para uma barra genérica  $m$ , a tensão de barra pós-falta será dada por:

$$\dot{E}_m^{\text{pós-falta}} = \dot{E}_m^{\text{pré-falta}} - \dot{Z}_{mk}^{\text{modif}} \dot{i}_k^{\text{falta}} \quad (\text{B.5})$$

Para o caso de um curto-circuito sólido na barra  $k$  (impedância de falta nula), tem-se então que  $\dot{E}_k^{\text{pós-falta}} = 0$ . Logo, com base na equação (B.4), tem-se que a corrente de falta será dada por:

$$0 = \dot{E}_k^{\text{pré-falta}} - \dot{Z}_{kk}^{\text{modif}} \dot{i}_k^{\text{falta}} \quad \Rightarrow \quad \therefore \dot{i}_k^{\text{falta}} = \frac{\dot{E}_k^{\text{pré-falta}}}{\dot{Z}_{kk}^{\text{modif}}} \quad (\text{B.6})$$

e a tensão pós-falta para a barra genérica  $m$  se resume a:

$$\dot{E}_m^{\text{pós-falta}} = \dot{E}_m^{\text{pré-falta}} - \frac{\dot{Z}_{mk}^{\text{modif}}}{\dot{Z}_{kk}^{\text{modif}}} \dot{E}_k^{\text{pré-falta}} \quad (\text{B.7})$$

Empregando-se o módulo da corrente de falta, pode-se finalmente determinar a expressão matemática para o cálculo da SCC em uma barra qualquer  $k$  de uma rede em falta, ou seja:

$$SCC_k = \sqrt{3} V_k^{\text{pré-falta}} I_k^{\text{falta}} = \sqrt{3} V_k^{\text{pré-falta}} \left( \frac{V_k^{\text{pré-falta}}}{Z_{kk}^{\text{modif}}} \right)$$

$$\therefore SCC_k = \frac{\sqrt{3} \left( V_k^{\text{pré-falta}} \right)^2}{Z_{kk}^{\text{modif}}} \quad (VA) \quad (B.8)$$

Como esperado, pode-se observar pela equação (B.8) que uma diminuição na impedância equivalente vista pela barra  $k$  ( $Z_{kk}^{\text{modif}}$ ) torna mais forte esta barra, pois acarreta em aumento de sua capacidade de curto-circuito. Desse modo, um aumento na  $SCC$  em uma barra implica que a mesma tem maior capacidade de manter sua tensão perante uma falta em outras barras da rede. No entanto, se a falta ocorrer na própria barra, o aumento de sua  $SCC$  resultará em correntes mais elevadas, o que poderá sobrecarregar os disjuntores da proteção de rede a ponto de necessitarem ser re-dimensionados.

Outro fato a se considerar refere-se à perturbação que uma falta em uma barra forte causará ao sistema pois, como pode ser observado na equação (B.7), quanto maior for a capacidade de curto-circuito de um barra  $k$  (ou seja, quanto menor  $Z_{kk}^{\text{modif}}$ ), maior será o afundamento da tensão em uma barra  $m$  do sistema. Por outro lado, uma barra  $m$  também forte implica em menor valor de  $\dot{Z}_{mk}^{\text{modif}}$  e, desse modo, menor será a queda de tensão na barra  $m$ . Estes fatos fornecem a razão para a busca por redução artificial dos  $VA$  de curto-circuito num ponto da rede, mesmo sendo benéfica esta característica para a sustentação do perfil de tensão no ponto (Elgerd, 1978).



## BIBLIOGRAFIA

---

ABIDO, M. A. Two-Level of Nondominated Solutions Approach to Multiobjective Particle Swarm Optimization. In: ACM (Ed.). *GECCO - Computer Science, Proceedings of Genetic and Evolutionary Computation*. London - England. p. 726-33. 2007.

AHMADI, M.; YOUSEFI, A.; SOROUDI, A.; EHSAN, M. Multi objective distributed generation planning using NSGA-II. In: *Power Electronics and Motion Control Conference, 2008. EPE-PEMC 2008. 13th*, 1-3 Sept. 2008. 2008. p.1847-51.

ANEEL. Resolução No 505, de 26 de Novembro de 2001. Estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2001.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa N. 247, de 21 de Dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2006.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa N. 286, de 6 de Novembro de 2007. Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis a fontes incentivadas e consumidores especiais. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2007.

\_\_\_\_\_. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Disponível em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008a.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa N. 345, de 16 de Dezembro de 2008. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2008b.

---

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa N. 349, de 13 de Janeiro de 2009. Estabelece os critérios para o cálculo locacional das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicáveis às centrais geradoras (TUSDg) conectadas no nível de tensão 88 ou 138 kV. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2009a.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa N. 395, de 15 de Dezembro de 2009. Aprova a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2009b.

ARIAS, R. I.; ARDILA, R.; RUIZ, J. Distributed Generation: Regulatory and Commercial Aspects. 2006.

BARIN, A. Estudo do Impacto da Geração Distribuída sobre as Características Operacionais dos Sistemas de Distribuição e Subtransmissão de Energia Utilizando Técnicas de Análise Multicriteriais. *XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro - RJ. 2007.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* [S.I.], v. 28, n. 6, p. 413-20, 2006.

BRASIL. Lei N. 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e dá outras providências. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2002.

\_\_\_\_\_. Decreto N. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamente 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. 2004a.

\_\_\_\_\_. 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.

---

BROWN, R. E.; PAN, J.; FENG, X.; KOUTLEV, K. Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion. In: IEEE (Ed.). *Institute of Electrical and Electronic Engineers*. 2001.

CANO, E. B. Utilizing Fuzzy Optimization for Distributed Generation Allocation. In: IEEE (Ed.). *Institute of Electrical and Electronic Engineers*. 2007.

CARLISLE, A.; DOZIER, G. An Off-The\_Shelf PSO. *Proceedings of the Particle Swarm Optimization Workshop*. p. 1-6. 2001.

CARPINELLI, G.; CELLI, G.; MOCCI, S.; PILO, F.; RUSSO, A. Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- [S.I.]*, v. 152, n. 4, p. 503-13, 2005.

CELESC. Relações com Investidores - Resultado trimestral 3T09. In: CATARINA, C. E. D. S. (Ed.). 2009.

CELLI, G.; GHIANI, E.; MOCCI, S.; PILO, F. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems [S.I.]*, v. 20, n. 2, p. 750-7, May 2005.

\_\_\_\_\_. A Multi-Objective Approach to Maximize the Penetration of Distributed Generation in Distribution Networks. In: *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on*, 11-15 June 2006. 2006. p.1-6.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks. In: IEEE (Ed.). *Institute of Electrical and Electronic Engineers*. 2001.

CHOWDHURY, A. A.; AGARWAL, S. K.; KOVAL, D. O. Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis. *Ieee Transactions on Industry Applications [S.I.]*, v. 39, n. 5, p. 1493-8, Sep-Oct 2003.

---

CIGRÉ. Connection Criteria at the Distribution Network for Distributed Generation - Technical Brochure. *Conseil International des Grands Réseaux Electriques. Electra Magazine*, n. 230, February, 2007.

COELHO, S. T.; PALETA, C. E. M.; FREITAS, M. A. V. D. *Medidas Mitigadoras para a Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa na Geração Termelétrica*. Brasília: Trabalho em colaboração: Aneel, Cenbio, MCT e PNUD, 2000.

COELLO, C. A. C.; PULIDO, G. T.; LECHUGA, M. S. Handling multiple objectives with particle swarm optimization. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* [S.I.], v. 8, n. 3, p. 256-79, Jun 2004.

CUSTÓDIO, R. S. *Energia Eólica para a Produção de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras SA - Eletrobrás, 2009.

DRIESEN, J.; BELMANS, R. Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions. *Institute of Electrical and Electronics Engineers: IEEE*. 2006.

EBERHART, R. C.; SHI, Y. Comparing Inertia Weights and Constriction Factors in Particle Swarm Optimization. In: IEEE (Ed.). *Institute of Electrical and Electronic Engineers*. 2000.

EBERHART, R. C.; SHI, Y. H. Evolving Artificial Neural Networks. *In Proc. Int. Conf. on Neural Networks and Brain*,. 1998.

EL-KHATTAM, W.; BHATTACHARYA, K.; HEGAZY, Y.; SALAMA, M. M. A. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market. In: IEEE (Ed.). *Transactions on Power Systems*. v. 19. 2004.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definition and benefits. *Electric Power Systems Research*, 2004.

ELGERD, O. I. *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 437-463, 1978.

---

ENSSSLIN, L.; NETO, G. M.; NORONHA, S. M. *Apoio à Decisão: Metodologias para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas*. Editora Insular, 2001.

EPIA. European PhotoVoltaic Industry Association - [www.epia.org](http://www.epia.org). 2010.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.-R. Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis. In: IEEE (Ed.). *Eurocon 2005*. 2005.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M. R. ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems. In: IEEE (Ed.). *Institute of Electrical and Electronic Engineers*. 2007.

FONSECA, F. M. Geração de Energia Elétrica em Usinas Sucroalcooleiras de São Paulo: Cenários de Expansão. *XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro - RJ. 2007.

FRERIS, L.; INFELD, D. *Renewable Energy in Power Systems*. First Edition. ed.: John Wiley and Sons, 32-33, 2008.

FRIEDLEIFSSON, I. B.; BERTANI, R.; HUENGES, E.; LUND, J. W. *The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change*. IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources. Germany. 2008

GARVEY, P. R. *Analytical Methods for Risk Management*. CRC PRESS, Chapman and Hall, 2009.

GONÇALVES, L. F. *Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída*. (2004). Dissertação - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre - RS, 2004.

---

HAGHIFAM, M. R.; FALAGHI, H.; MALIK, O. P. Risk-based distributed generation placement. *IET Generation Transmission & Distribution* [S.I.], v. 2, n. 2, p. 252-60, Mar 2008.

HEKMATI, A.; NASIRI, R.; BAGHERI, M.; TEHRANI, A. A. A heuristic trade off model for integration of distributed generations in deregulated power systems considering technical, economical and environmental issues. In: *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, 1-3 Dec. 2008. 2008. p.1275-9.

HU, X.; EBERHART, R. Multiobjective Optimization Using Dynamic Neighborhood Particle Swarm Optimization. In: IEEE (Ed.). *CEC'2002 - Congress on Evolutionary Computation, vol. 2*. Honolulu, HI. p. 1677-81. 2002.

INEE. Geração Distribuída - Um negócio e um Complemento à Geração Centralizada. *Instituto Nacional de Eficiência Energética*, 2004.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2010. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/>

KEENEY, R. L.; RAIFFA, H. *Decisions with Multiple Objectives : Preferences and Value Tradeoffs*. New York, NY, USA: Cambridge University Press, 1993.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. C. Particle swarm optimization. *Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks*. Piscataway, NJ. p. 1942-8. 1995.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. C. A Discrete Binary Version of the Particle Swarm Algorithm. *Proceedings of IEEE*, 1997.

LASKARI, E. C.; PARSOPOULOS, K. E.; VRAHATIS, M. N. Particle Swarm Optimization for Integer Programming. *CEC'02 Evolutionary Computation*. v. 2. p. 1582-7. 2002.

LENZEN, M. *Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review*. *Energy Conversion and Management* 49, p.2178-99. 2008

---

LI, X. A Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimization for Multiobjective Optimization. In: SPRINGER-VERLAG (Ed.). *GECCO - Computer Science, Proceedings of Genetic and Evolutionary Computation*. Berlin, Germany. p. 37-48. 2003.

\_\_\_\_\_. Better Spread and Convergence: Particle Swarm Multiobjective Optimization Using the Maxmin Fitness Function. In: SPRINGER-VERLAG (Ed.). *GECCO - Computer Science, Proceedings of Genetic and Evolutionary Computation*. Berlin, Germany. p. 117-28. 2004.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. *Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 86-87, 2006.

MACIEL, R. S.; FELTRIN, A. P. Distributed Generation Impact Evaluation Using a Multi-objective Tabu Search. *The 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. Curitiba, Brazil. 2009.

MENEZES, E. L. D.; CASAGRANDE, C. G.; PINTO, D. P. Utilização do Biodiesel na Geração de Energia Elétrica. *II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES*. Florianópolis - SC. 2008.

MOSTAGHIM, S.; TEICH, J. The Role of  $\hat{I}$ -dominance in Multi-Objective Particle Swarm Optimization Methods. *Proceedings of the 2003 Congress on Evolutionary Computation (CEC) [S.I.]*, p. 1764-71, 2003.

NARA, K.; HAYASHI, Y.; IKEDA, K.; ASHIZAWA, T. Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. In: *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE, 2001*. 2001. p.918-23 vol.2.

OLIVEIRA, L. S. *Uma Contribuição ao Estudo dos Métodos de Otimização Multiobjetivo*. (2005). 117 f. (Dissertação de mestrado), Universidade Federal de Uberlândia, 2005.

PARSOPOULOS, K. E.; VRAHATIS, M. N. Particle Swarm Optimizatin Method in Multiobjective Problems. *Symposium in Applied Computing*. Madri, Spain: SAC'2002. p. 603-7. 2002.

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 Researh*, 2007.

PIZZALI, L. F. O. *Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos*. (2006). Tese de doutorado - Departamento de Engenharia Elétrica, FEIS-UNESP, Ilha Soleira - SP, 2006.

POLIZEL, L. H.; PELEGRINI, M. A.; GOUVÊA, M. R. Espaço e Entraves Regulatórios da Inserção de Geração Distribuída no Sistema Elétrico Brasileiro. *Congresso Brasileiro de Regulação*. Recife - PE. 2007.

PULIDO, G. T.; COELLO , C. A. C. Using Clustering Techniques to Improve the Performance of a Multi-objective Particle Swarm Optmizer. In: SPRINGER-VERLAG (Ed.). *GECCO - Computer Science, Proceedings of Genetic and Evolutionary Computation*. Berlin - Germany. p. 225-37. 2004.

RAQUEL, C. R.; NAVAL, P. C. An Effective Use of Crowding Distance in Multiobjective Particle Swarm Optimization. In: ACM (Ed.). *GECCO - Computer Science, Proceedings of Genetic and Evolutionary Computation*. Washington - USA. p. 257-64. 2005.

RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. Geração Distribuída e Impacto na Qualidade de Energia. *VI SBQEE - Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da Energia Elétrica*. Belém, PA: Cigré. 2005.

ROMAGNOLI, H. C. *Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro*. (2005). Dissertação - Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis - SC, 2005.

SANTOS, V. E.; MARTINS, A. G.; ANTUNES, C. H. A Multi-objective Model for Sizing and Placement of Distributed Generation. In:

---

WSEAS (Ed.). *International Conference on Power Systems*. Lisboa, Portugal. 2006.

SHI, Y. Particle Swarm Optimization. *IEEE Neural Networks Society*. Kokomo, IN 46902, USA: Electronic Data Systems, Inc. 2004.

SICA, E. T. *Planejamento Integrado de Recursos Hídricos para Geração de Energia Elétrica: Um Sistema de Apoio à Decisão Via Multicritério e Dinâmica de Sistemas*. (2009). (Tese de doutorado), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SICA, E. T.; BRIGATTO, G. A. A.; CAMARGO, C. C. D. B.; PALMA, A. S.; CARVALHO, R. T.; OKUDA, B. S. Multiobjective Value Function for the Assessment of Distributed Generation Projects: application to technical criteria. In: IEEE (Ed.). *IEEE/PES 2010 Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America*. São Paulo, Brasil. 2010.

SIERRA, M. R.; COELLO, C. A. C. Improving PSO-Based Multi-objective Optimization Using Crowding, Mutation and  $\hat{I}$ -Dominance. *EMO* [S.I.], p. 505-19, 2005.

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, D.; SINGH, D.; VERMA, K. S. GA based Optimal Sizing & Placement of Distributed Generation for Loss Minimization. *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2007.

SINGH, D.; VERMA, K. S. Multiobjective Optimization for DG Planning With Load Models. *Power Systems, IEEE Transactions on* [S.I.], v. 24, n. 1, p. 427-36, 2009.

SOROUDI, A.; EHSAN, M. Multi Objective Distributed Generation Planning in Liberalized Electricity Markets. In: IEEE (Ed.). *Institute of Electrical and Electronic Engineers*. 2008.

---

TEIXEIRA, M. D.; PENICHE, R. A.; MEDEIROS, C. A. G.; SILVA, J. C. B.; AOKI, A. R.; SILVA, J. M. M.; BRITTES, J. L.; DONADON, A. R. Aspectos Técnicos Necessários para a Conexão de Equipamentos de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de Potência. In: *XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do Cigré*, Foz do Iguaçu - PR. 2007.

VIEIRA, J. M.; SODRÉ, E.; LEAL, N.; GUEDES, D. F. Uma Análise de Competitividade para Geração de Energia Elétrica. *ERIAN XIII - Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*. Puerto Iguazú, Argentina. 2009.

---