

PROGRAMAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Flávia Francesca Capano Rodrigues

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva, Ph.D.

Prof. Julio César Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2006

CAPANO RODRIGUES, FLÁVIA FRANCESCA

Programação da Contratação de Energia
considerando Geração Distribuída no novo
modelo do Setor Elétrico Brasileiro [Rio de
Janeiro] 2006

XII, 171 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2006)

Dissertação – Universidade Federal do
Rio de Janeiro, COPPE

1. Geração Distribuída

2. Programação Linear Fuzzy

I. COPPE/UFRJ II. TÍTULO (série)

A Guilherme,

Meu amado esposo e amigo.

Por acreditar em meus sonhos.

Por ser e estar presente, sempre....

Agradecimentos

“Sonhar é puro deleite. Viabilizar que o sonho se realize, é a vida real.”
Victor Hugo

Em primeiro lugar sempre gostaria de agradecer a Deus que iluminou e guiou meus passos na direção do conhecimento necessário para realização deste trabalho.

Aos doutores Carmen Lucia Tancredo Borges e Djalma Mosqueira Falcão, pela orientação, paciência, incentivo e amizade que fica.

A todos os companheiros da Eletrobrás, em especial aos colegas do DEC (Departamento de Comercialização de Energia) pelo apoio e compreensão nos momentos mais difíceis.

A meus pais Francesco e Vera Lúcia, pela dedicação, exemplo de amor incondicional e por tornar possível a realização de meus estudos, desde o começo...

A minha família e amigos, pelo incentivo e por sempre acreditar em mim.

A todos os professores da COPPE, que de alguma forma contribuíram para este trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PROGRAMAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Flávia Francesca Capano Rodrigues

Março/2006

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges
Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho desenvolve um modelo computacional para otimização do planejamento de contratação de energia elétrica de concessionárias de distribuição do Brasil objetivando o horizonte do curto/curtíssimo prazo de modo a se obter a menor despesa com compra de energia para atendimento da totalidade de seus mercados, nos moldes da legislação vigente, incluindo unidades de geração distribuída. O modelo contempla as especificidades e restrições mercadológicas e regulatórias do setor elétrico brasileiro e os limites técnicos inerentes às capacidades máximas de unidades de geração distribuída. A função objetivo proposta engloba o mercado de curto prazo, a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação por parte da concessionária de distribuição, leilões de ajuste e geração distribuída localizada na rede da distribuidora. Foi utilizada programação linear *fuzzy* de modo a prover o melhor tratamento às incertezas inerentes ao processo como a previsão de demanda e baixa provisão de energia de fonte eólica. A metodologia proposta foi aplicada em uma distribuidora localizada no Sudeste do Brasil e foram realizadas variações paramétricas de custos e tarifas de alternativas de contratação de energia para estabelecer uma reflexão sobre a viabilidade econômica da inserção de geração distribuída na otimização de despesas da distribuidora. Os resultados reproduziram com sucesso o objetivo de custo mínimo do modelo.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ENERGY PURCHASING PLANNING CONSIDERING DISTRIBUTED GENERATION ON
THE NEW BRAZILIAN ELECTRIC POWER SECTOR MODEL

Flávia Francesca Capano Rodrigues

March/2006

Advisors: Carmen Lucia Tancredo Borges
Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

This dissertation describes the development of a computer model for planning the optimal electric energy contracting by Brazilian distribution utilities. The goal of the model is to find the least energy purchase cost, in short/very short term, in order to fully meet the commitments of energy supply to utility's consumers, according to the current regulatory conditions and taking into account distributed generation. The model assesses regulatory and market peculiarities and constraints related to the Brazilian Electric Power Sector, as well as the technical limits of distributed generation units ratings. The proposed objective function includes short term market, penalties for insufficient energy contracting by the distribution utility, adjustment biddings and distributed generation units connected to the utility network. Fuzzy Linear Programming was used in order to provide a better treatment to the uncertainties inherent to the process, such as demand prediction or high variability of wind power generation. The proposed methodology was tested for a Southeastern Brazilian distribution utility. Parametric variations of costs and tariffs, for the contracting alternatives, were carried out to investigate the economical feasibility of distributed generation inclusion on the global energy purchase costs of the distribution utility. The results showed successful coherence with the objective of minimum cost model, as expected.

SUMÁRIO

Capítulo 1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação do Trabalho	1
1.2	Objetivos	4
1.3	Organização do Trabalho	5
Capítulo 2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	7
2.1	Introdução	7
2.2	Conceito de Geração Distribuída	9
2.3	Alguns Trabalhos Relativos à Geração Distribuída	12
2.4	Tecnologias Disponíveis de Geração Distribuída	14
2.5	Fontes de Geração Distribuída e seus Segmentos	16
	2.5.1 A Energia Eólica	16
	2.5.2 Energia Solar Fotovoltáica	18
	2.5.3 Cogeração	19
	2.5.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's	19
	2.5.5 Micro-turbinas a gás	20
	2.5.6 Células Combustíveis	21
	2.5.7 Gás Natural	23
	2.5.8 Biomassa	25
	2.5.9 Biogás	26
2.6	Histórico do Desenvolvimento da Geração Distribuída no Brasil	28
2.7	Benefícios da Geração Distribuída	30
	2.7.1 Benefícios para o Setor Elétrico da complementação da Geração Distribuída	31
	2.7.2 Benefícios Específicos da Geração Distribuída na Distribuição	33

2.7.3	Benefícios Específicos da Geração Distribuída na Geração	34
2.7.4	Benefícios Específicos da GD na Comercialização	34
2.7.5	Benefícios da Geração Distribuída para a Sociedade.....	35
2.8	Desvantagens da Geração Distribuída	36
2.9	Barreiras à Geração Distribuída	37
Capítulo 3 REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA		39
3.1	Introdução	39
3.2	Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	39
3.3	A Reestruturação Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	43
3.4	Alguns Agentes Institucionais do Setor Elétrico e suas Funções.....	44
3.5	Algumas Definições	46
3.6	O Processo de Contabilização e Comercialização de Energia realizado pela CCEE	48
3.6.1	Contabilização e Liquidação de Diferenças Contratuais.....	48
3.7	O Modelo Institucional do Setor Elétrico proposto pela Lei 10848/04.....	51
3.7.1	Ambientes de contratação do Setor Elétrico	52
3.8	O Papel de cada Agente no Modelo de Comercialização Brasileiro	58
3.8.1	Geradores.....	58
3.8.2	Consumidores Livres.....	59
3.8.3	Comercializadores.....	60
3.8.4	Distribuidores.....	60
3.9	O Papel da Geração Distribuída no Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	65
3.10	O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia .	68
Capítulo 4 PROGRAMAÇÃO LINEAR FUZZY		71
4.1	Introdução	71

4.2	Programação Linear (PL)	72
	4.2.1 O Problema de Programação Linear	74
4.3	Conjuntos Fuzzy	75
4.4	Otimização Fuzzy	77
4.5	Programação Linear Fuzzy (FLP)	79
	4.5.1 Modelo Simétrico [49].....	79
Capítulo 5 DESCRIÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO.....		85
5.1	Introdução	85
5.2	Contextualização do Problema.....	86
5.3	Formulação Matemática	90
5.4	Definição da Função Objetivo	91
5.5	Adequação da Função Objetivo ao Processo de Otimização	93
5.6	Restrições	94
	5.6.1 Restrições Técnicas	94
	5.6.2 Restrições Impostas pela Legislação	94
5.7	Caracterização da Metodologia.....	95
5.8	Introdução das Componentes Fuzzy no Processo de Otimização.....	97
5.9	Modelagem Fuzzy do Objetivo	98
5.10	Modelagem Fuzzy do Consumo Mensal da Distribuidora	99
5.11	Modelagem Fuzzy de Centrais Eólicas	101
5.12	Função Objetivo com Otimização Fuzzy.....	102
5.13	Restrições Fuzzy	103
Capítulo 6 RESULTADOS.....		106
6.1	Introdução	106
6.2	Dados de Entrada.....	106
6.3	CASO BASE	111

6.4	CASO 1	113
6.5	CASO 2	114
6.6	CASO 3	115
6.7	CASO 4	116
6.8	Resultados com Modelagem de Programação Linear Convencional (sem fuzzy).....	116
	6.8.1 CASO BASE	116
	6.8.2 CASO 1	121
	6.8.3 CASO 2	124
	6.8.4 CASO 3	127
	6.8.5 CASO 4	130
6.9	Resultados com Modelagem de Programação Linear Fuzzy	133
	6.9.1 CASO BASE FUZZY	133
	6.9.2 CASO 1 FUZZY	137
	6.9.3 CASO 2 FUZZY	141
	6.9.4 CASO 3 FUZZY	144
	6.9.5 CASO 4 FUZZY	147
6.10	Comparação entre Resultados.....	150
6.11	Simulação da PL Fuzzy desconsiderando a Geração Eólica Distribuída .	151
6.12	Análise de Sensibilidade.....	155
Capítulo 7	CONCLUSÕES	158
7.1	Conclusões Gerais.....	158
7.2	Principais Contribuições do Trabalho.....	164
7.3	Tópicos para Desenvolvimentos Futuros	165
	BIBLIOGRAFIA.....	166

LISTAS DE SÍMBOLOS E SIGLAS

Símbolos Matemáticos

\in	pertence a
\mathfrak{R}	conjunto dos números reais
\mathfrak{R}^n	espaço vetorial de n dimensões no campo dos reais
λ	pertinência do conjunto <i>fuzzy</i> (risco associado de violações de restrições)
\lesssim	símbolo de menor ou igual <i>fuzzy</i> (substancialmente \leq)
\gtrsim	símbolo de maior ou igual <i>fuzzy</i> (substancialmente \geq)
max	maximizar a
min	minimizar a
s.a.	sujeito a
\forall	tal que
*	operador de agregação <i>fuzzy</i>

Abreviaturas e Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GN	Gás Natural
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério das Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica

PIE	Produtor Independente de Energia
PL	Programação Linear
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
VR	Valor Anual de Referência
WADE	World Alliance for Decentralized Energy
WEA	World Energy Assessment

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação do Trabalho

A energia é um bem básico para a integração do ser humano ao desenvolvimento. Isso porque a energia proporciona oportunidades e maior variedade de alternativas tanto para a comunidade como para o indivíduo, impulsionando o crescimento econômico e a melhoria da qualidade de vida e do bem-estar coletivos.

A geração predominante no setor elétrico brasileiro é a geração centralizada, GC, que representa grandes blocos de geração interconectados por linhas de transmissão e despacho centralizado.

Em contrapartida, a geração distribuída, GD, se caracteriza pela geração de pequeno porte, localizada na rede da distribuidora local de energia elétrica.

A geração distribuída de energia oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico já que a disposição da unidade de geração próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, como ocorre no caso da geração centralizada. Além disso, permite uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e, desta maneira, sua escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais. O mercado a ser ocupado pela geração distribuída está em expansão devido a políticas institucionais de incentivo e desenvolvimento e o aprimoramento de tecnologias. Em um estudo realizado pelo *Electric Power Research Institute* – EPRI indica-se que, por volta do ano 2010, 25% da nova capacidade de geração será distribuída [1]. Dessa forma, vários países têm fomentado e incentivado a GD com políticas públicas específicas. Essas medidas visam à criação de arcabouço legal e regulatório para a inserção e participação de novas tecnologias energéticas – e das renováveis em particular – em um mercado competitivo.

Em função da sua baixa densidade energética, as fontes renováveis de energia, como a eólica, adaptam-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada, evidenciando um claro espaço a ser ocupado por ela. Porém, características de produção intermitente, inerentes a essas tecnologias, bem como seus ainda elevados custos

unitários de capital podem constituir barreiras para sua inserção na matriz energética mundial. No entanto, a consideração dos seus benefícios ambientais e sociais fez com que governos de vários países – em geral os mais desenvolvidos – tenham traçado suas políticas energéticas visando sua maior participação.

A GD pode trazer benefícios, tais como: diminuição do fluxo de corrente nos condutores, diminuição das perdas técnicas, postergação de investimentos, entre outros.

No processo de planejamento e reestruturação realizado em 2004 foi instituído um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, no qual as bases da comercialização e contratação de energia elétrica foram modificadas com a Lei 10848/04 e o Decreto 5163/04.

A proposta do MME com esse novo modelo foi no sentido de propiciar contratos de longo prazo com o objetivo de diminuir os riscos de não atendimento a demanda e assim criar um ambiente favorável a novos investimentos no setor. Nesse sentido, as concessionárias de distribuição e outros agentes de consumo ficaram obrigados a contratar 100% de suas necessidades de carga sob risco de penalidades. Assim, o planejamento setorial de energia elétrica pode viabilizar os meios de oferta de energia para atendimento aos 100% da necessidade de consumo do país. Esse sistema, sólido do ponto de vista do planejador, impõe à distribuidora de energia a necessidade de um altíssimo nível de assertividade de sua previsão de consumo, que tem por sua vez, incertezas iníquas ao processo.

No processo de regulamentação desse novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, a geração distribuída é incentivada uma vez que a mesma poderá ser contratada diretamente pela distribuidora até o limite de 10% de sua carga a partir somente de chamada pública. A geração centralizada, por outro lado, deverá se submeter às licitações inerentes ao processo de leilões regulados por órgãos do governo. A geração distribuída, por sua vez, também poderá participar dessa modalidade de contratação.

Nesse cenário de necessidade de distribuidoras estarem 100% contratadas, surge a GD como uma alternativa concreta de contratação pela mesma. Poderão ser celebrados contratos de prazos variados em função da necessidade da concessionária de distribuição. As restrições para essa possibilidade se resumem ao ponto de conexão uma vez que a geração distribuída deve estar essencialmente conectada à rede da distribuidora e ao limite de contratação de GD pela distribuidora de no máximo 10% de sua carga. Essa ênfase à participação de geração distribuída no rol de compra de energia pelas distribuidoras é a contribuição deste trabalho. Dessa forma, pode-se aumentar o

percentual de GD na matriz energética brasileira, o que embute ganhos sistêmicos, e a distribuidora poderá se isentar de penalidades pelo não cumprimento de seu consumo contratado na integralidade.

O problema vislumbrado com a exposição acima se apresenta no sentido de inserir a GD mais amplamente na matriz energética brasileira, minimizar os custos de compra de energia elétrica pela distribuidora e gerenciar as incertezas pertinentes ao processo como previsão de carga e baixa provisão de algumas fontes de geração distribuída como é o caso da geração eólica.

Urge, então, a necessidade de uma modelagem que caracterize o ambiente de comercialização para as concessionárias de distribuição do Brasil. O objetivo será minimizar, dentro de limitações impostas pela legislação e técnicas, a despesa com compra de energia elétrica pela distribuidora, o que acarreta um ganho imediato ao consumidor final cuja tarifa de energia elétrica reflete um impacto volumoso do custo da referida compra de energia.

O presente trabalho almeja, dessa forma, identificar as incertezas inerentes à nova regulamentação para a distribuidora no curto prazo e tratá-las num processo de otimização com a inserção de unidades de geração distribuída como alternativa de compra de energia pela distribuidora, a mínimo custo de modo a reduzir impactos indesejáveis no balanço financeiro da distribuidora.

Será avaliada a possibilidade de redução de custos com compra de energia pela concessionária de distribuição de energia elétrica a partir das opções de contratação estipuladas na regulamentação vigente.

O problema da otimização do planejamento de contratação de energia elétrica pela distribuidora, que tradicionalmente já não era um problema trivial na sua resolução, agrega agora vários fatores que contribuem para aumentar a sua complexidade: dependência da regulamentação, grande quantidade de informações, incertezas e um grande número de objetivos a serem considerados/otimizados.

Todos os fatores acima motivaram a realização do presente trabalho de pesquisa, o qual busca apresentar uma metodologia que contemple o processo de otimização do planejamento de atendimento ao mercado pelas distribuidoras em toda sua complexidade clássica, mas que ao mesmo tempo contemple as características competitivas do mercado brasileiro de energia elétrica, propondo a inserção de unidades de geração distribuída como possibilidade adicional visando melhores desempenhos econômicos a empresas distribuidoras de energia elétrica.

1.2 Objetivos

Através do modelo de comercialização competitivo e restritivo sugerido pela legislação brasileira vigente, faz-se necessário que, ao planejar o atendimento do mercado de um dado sistema de distribuição de energia elétrica, o planejador considere diferentes cenários mercadológicos, diversas alternativas de suprimento da demanda, a legislação vigente relativa ao setor elétrico e ainda todas as restrições técnicas aplicadas no processo de otimização do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Por essas razões entende-se ser necessário desenvolver uma metodologia que contemple ao mesmo tempo as restrições próprias do processo de otimização do planejamento de um sistema de distribuição, as novas características e nuances mercadológicas e ainda a legislação que rege a modicidade tarifária, inserida no Brasil em 2004.

Com base em todas as considerações acima apresentadas, os objetivos desta dissertação são os seguintes:

- Apresentação e análise de diferentes tecnologias empregadas para Geração Distribuída e sua inserção no planejamento de compra de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica;
- Descrição do Modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, inserido em 2004 com o objetivo de proporcionar segurança ao sistema no que diz respeito ao atendimento do mercado e modicidade tarifária, e o papel da Geração Distribuída nesse modelo do Setor Elétrico;
- Desenvolvimento de um modelo para otimização do planejamento no curto/curtíssimo prazo de distribuidoras de modo a se obter o menor gasto com compra de energia para atendimento de seu mercado, nos moldes da legislação vigente;
- Aplicação de programação linear *fuzzy* para o tratamento das incertezas associadas aos dados de carga e de geração por unidades de Geração Distribuída, especialmente a baseada em energia eólica;
- Aplicação da metodologia proposta em exemplos de uma distribuidora pertencente ao Sistema Interligado Nacional.

1.3 Organização do Trabalho

Intenta-se, ao longo dos 7 capítulos que compõem o documento, explorar os objetivos apresentados no item anterior.

No capítulo 2 são abordadas questões relativas ao tema da Geração Distribuída. O capítulo é iniciado com a apresentação de alguns trabalhos sobre Geração Distribuída. Algumas definições são apresentadas de modo a conceituar a GD. São enfocadas as fontes e tecnologias de GD, assim como benefícios e barreiras à implantação da GD.

O capítulo 3 apresenta um panorama geral do mercado brasileiro de energia e a legislação vigente para a comercialização de energia elétrica no Brasil, implantada recentemente em 2004.

No capítulo 4 são apresentadas as teorias de programação linear convencional e programação linear *fuzzy*. A última é apontada como uma ferramenta adequada para o tratamento das incertezas ao problema de otimização de planejamento de atendimento ao mercado de sistemas de distribuição considerando unidades de Geração Distribuída.

No capítulo 5 é proposto um modelo matemático para otimização dos custos com compra de energia para as concessionárias de distribuição, de acordo com o modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Uma função objetivo é proposta a qual engloba os custos da distribuidora na compra de energia a partir de: compras em leilões regulados, compras em leilões de ajuste, compras no curto prazo e pagamento de penalidade e compras de unidades de geração distribuída. As restrições impostas pela Legislação com relação aos limites máximos e mínimos de contratação são apresentadas e contempladas no modelo.

No capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados obtidos com a metodologia proposta aplicada a uma concessionária de distribuição do SIN, utilizando montantes de energia e valores financeiros (VR, PLD, entre outros) reais. São apresentados modelos de funções de pertinência *fuzzy* adequadas para a utilização na metodologia proposta.

Finalmente, no capítulo 7 são tecidas as conclusões finais do trabalho, estabelecidas as principais contribuições e apresentados tópicos para trabalhos futuros.

2.1 Introdução

A concepção e instalação do primeiro sistema elétrico de potência data do ano de 1880, quando Thomas Alva Edison projetou e construiu a estação de *Pearl Street Power* na cidade de Nova Iorque. O sistema era muito pequeno, fornecendo energia elétrica a aproximadamente, 400 lâmpadas incandescentes de 83 W de potência cada uma. A idéia teve enorme aceitação, sendo instalados sistemas similares nas maiores cidades dos continentes. No entanto, essas pequenas centrais possuíam uma característica comum: sua disposição era próxima das cargas [2].

Dessa forma, em um contexto histórico, deveria ser reconhecido que Geração Distribuída – GD não é um fenômeno novo. A indústria da eletricidade nasceu e foi formada em GD. Porém, na maioria dos países, em um curto espaço de tempo ela foi transformada em geração centralizada, com linhas de transmissão, transformadores e todos os componentes de um sistema de potência.

Isso ocorreu devido ao desenvolvimento dos transformadores, onde a corrente alternada passou a ser tecnologia dominante e possibilitou a conexão de centrais de potência com cargas situadas longe delas. Em 1920, cada centro de carga da Europa Ocidental possuía seu próprio sistema de potência e, com a introdução das linhas de transmissão de alta tensão, possibilitou-se a interconexão das diferentes centrais de geração. Tal foi a maneira organizacional que o sistema elétrico adotou e tem oferecido ao longo de quase toda a sua história: grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, o que se conhece como geração centralizada de energia. Assim, a resposta a um aumento na demanda foi um aumento na eletricidade gerada, e, no caso quando o crescimento da demanda excede o limite de capacidade do sistema, a solução tradicional foi a construção de novas unidades de geração, em geral de grande porte, e o aumento da capacidade de transporte e distribuição desta maior quantidade de energia comercializada, conforme Figura 2.1 que se segue.

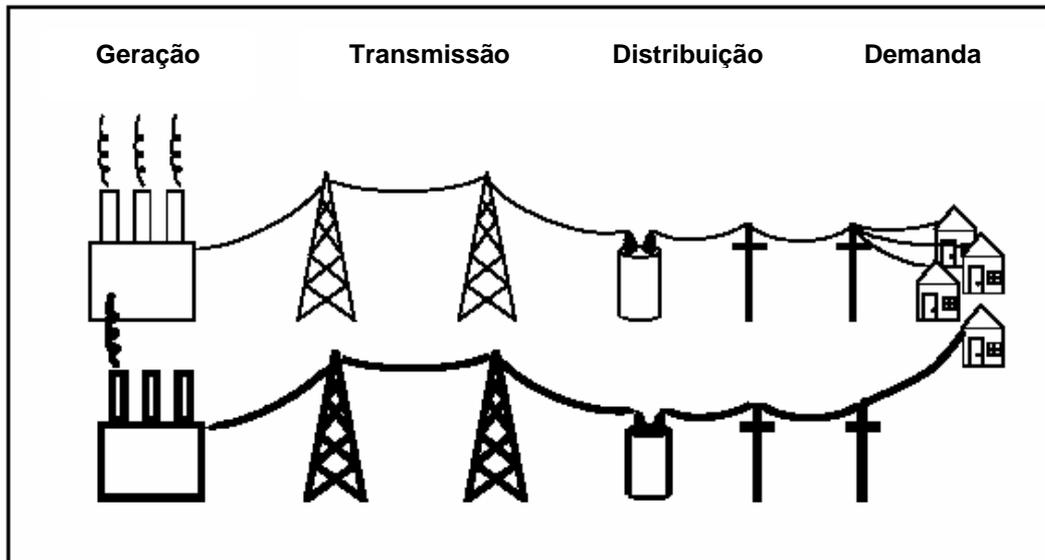


Figura 2.1 – Energia a partir de geração centralizada
Fonte: [3]

A figura 2.2 que se segue contrasta com a figura 2.1 uma vez que, ao acrescentar a geração distribuída num ambiente de geração centralizada, essas fontes poderão se complementar de modo a otimizar e diminuir custos do sistema global.

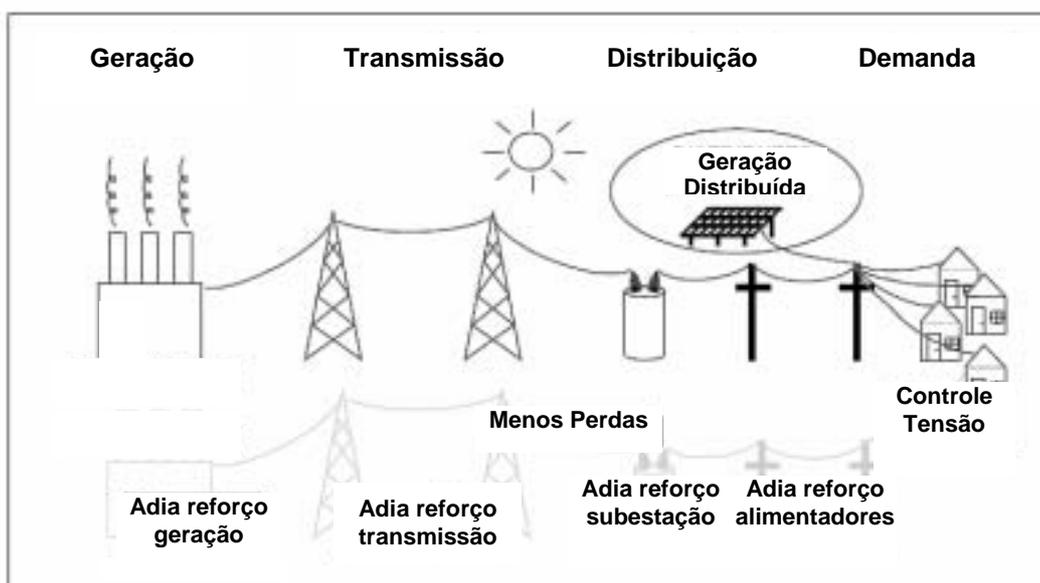


Figura 2.2 – Energia a partir de geração distribuída
Fonte: [3]

As razões para tal maneira de organização são identificadas, segundo [4]:

- na contínua busca de economias de escala e conseqüente redução dos custos unitários de capital;
- na conveniente minimização dos impactos e dos riscos ambientais nos centros mais densamente povoados;
- no poder que tinham os empreendedores de grandes obras, fossem eles empresas ou governos, dando suporte às soluções então propostas, e
- na alta confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão.

A reestruturação mundial da indústria de energia e a evolução de novas tecnologias de geração resultaram em um ressurgimento do interesse pela GD, o que fez com que concessionárias, governos (através de suas respectivas legislações) e consumidores de todo o mundo passassem a considerar a possibilidade de inserção de geração distribuída em seus sistemas e propriedades privadas.

Muitos são os enfoques que se pode dar a esse assunto, indo desde o enfoque técnico, institucional, social, político até econômico. Vários fatores podem influir na discussão relativa à instalação de uma unidade de geração distribuída, tais como: a natureza da atividade do cliente, sua localização, disponibilidade de recursos, políticas de incentivos, regulamentação ambiental e ainda estrutura de mercado de energia.

O presente capítulo explora o que é a GD, as suas características, tecnologia empregada para sua prática, os benefícios potenciais que acarreta para os agentes do mercado, suas desvantagens e identifica algumas das principais barreiras que dificultam sua maior participação, sendo que grande parte delas é decorrente da prática do atual modelo centralizado de planejamento da expansão do setor elétrico.

2.2 Conceito de Geração Distribuída

Segundo [5], não existe ainda um consenso quanto à definição de GD, embora características inerentes a este tipo de geração possam ser identificadas como essenciais ao que a GD representa. Vale a pena destacar alguns conceitos encontrados na literatura:

- “GD é uma planta de 20 MW ou menos, situada no centro de carga ou próximo a ele, ou situada ao lado do consumidor, e que produz eletricidade no nível de voltagem do sistema de distribuição. São quatro as tecnologias apropriadas para a

GD: turbinas de combustão, motores recíprocos, células a combustível e módulos fotovoltaicos” [6];

- “GD indica um sistema isolado ou um sistema integrado de geração de eletricidade em plantas modulares pequenas – na faixa de poucos kW até os 100 MW – seja de concessionárias, consumidores ou terceiros” [1];
- “Geração Distribuída é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próxima do consumidor(es), com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, aerogeradores, módulos fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas – PCH's” [7];
- “GD são tecnologias de geração de pequeno porte, tipicamente inferior a 30MW, estrategicamente localizadas próximas dos consumidores ou centros de carga, proporcionando benefícios aos consumidores e suporte para a operação econômica das redes de distribuição existentes” [2].

De acordo com [8], existe um amplo número de definições que dizem respeito ao tamanho da unidade empregada para GD. Isso se deve às peculiaridades da regulação que cada país possui. Portanto, esse aspecto é irrelevante ao conceito de GD, uma vez que o porte da unidade a ser interconectada depende da capacidade do sistema de distribuição, cujo *layout* é único. Logo, o máximo de capacidade a ser interconectada não pode ser definido de uma maneira geral.

Apesar das diferentes definições apresentarem uma falta de consenso no que diz respeito ao tipo e tamanho da tecnologia elegível para GD, existem aspectos comuns ao conceito de GD como a identificação da GD como recurso flexível de energia em comparação aos sistemas convencionais de geração e transmissão centralizados de grandes blocos de energia.

Abaixo, a partir da Figura 2.3 e da Tabela 2.1 pode-se observar o crescimento e a importância da geração distribuída no mundo.

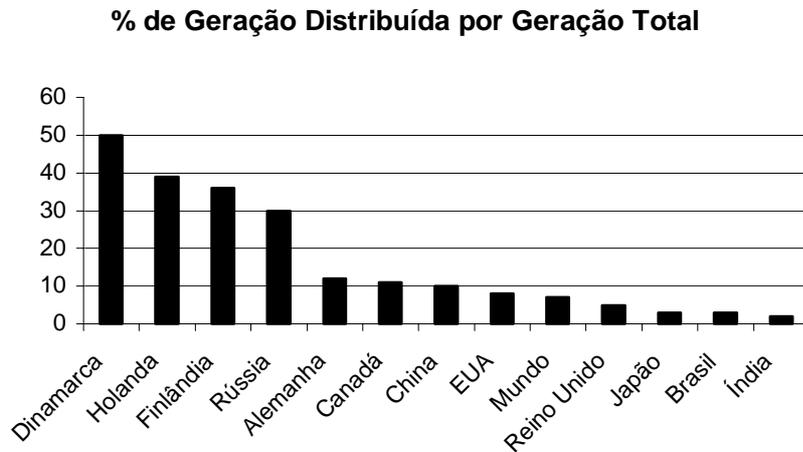


Figura 2.3 - % de Geração Distribuída em relação à Geração Total de alguns países em 2004. Fonte : [9]

Tabela 2.1 - Redes de Eletricidade Renovável – Baseada na Capacidade Instalada de Geração em 2000 (em MW) [10]

Tecnologia	Todos Países	Países em Desenvolvimento
Energia Eólica	18000	1700
Pequenas Hidrelétricas	36000	19000
Energia de biomassa	38000	30000
Energia geotérmica	8500	3900
Energia térmica solar	350	0
Capacidade total de energia renovável	100000	55000
Grandes hidrelétricas	680000	260000
Capacidade mundial total de energia elétrica	3400000	1500000

Durante o estabelecimento do estado da arte sobre Geração Distribuída, foi observado que existe uma série de conceitos mal entendidos. Confunde-se GD com fontes renováveis de energia, que por sua vez é confundida com fontes alternativa de energia, etc. Por isso, se faz necessário estabelecer alguns conceitos afins ao presente trabalho.

Fontes Alternativas de Energia: são fontes de energia relativamente novas (no que se refere á exploração como fontes de energia elétrica), não utilizadas tradicionalmente e que não produzem energia em grande escala, tais como solar, eólica, células de combustível, biomassa, etc.

Fontes Renováveis de Energia: são aquelas que não queimam combustível fóssil para produção de energia elétrica, não causando assim, um grande dano ambiental, tais como: hídrica (produção de energia em hidrelétricas), solar e eólica.

Agora, podem-se destacar abaixo as principais características da Geração Distribuída:

- Deriva de diversas fontes primárias de energia, tanto renováveis (biomassa, lixo, etc.) quanto não renováveis (sobretudo gás natural);
- Não se vincula a uma tecnologia específica: há muitas possibilidades técnicas em operação e várias em desenvolvimento;
- Não implica em propriedade: o(s) equipamentos(s) gerador(es) junto ao consumidor pode(m) ser, ou não de sua propriedade; a sua gestão e a sua operação podem correr ao encargo dele próprio ou de terceiros;
- Não implica em dimensões de geração máxima ou mínima, pode ser formada por unidades de:
 - Menos de 1 KW formado em placas fotovoltaicas, por exemplo;
 - Dezenas de KW a alguns MW em unidades de PCH's e sistema de co-geração; ou
 - Centenas de MW (usinas co-geradoras a base de queima de resíduos combustíveis industriais ou agro-industriais).

2.3 Alguns Trabalhos Relativos à Geração Distribuída

Em 1996, em [11] fez-se uma comparação entre Geração Distribuída e centrais elétricas convencionais. O trabalho apresenta um enfoque econômico e analisa a eficiência de diferentes tipos de centrais e de GD.

Apresentaram as principais vantagens de recursos distribuídos como sendo:

- a possibilidade de produzir energia térmica juntamente com energia elétrica no caso de co-geração;
- a possibilidade oferecida às concessionárias de postergar investimentos;
- a possibilidade de suprir alguns consumidores com GD, quando estes se tornam muito 'caros', se forem supridos com energia centralmente despachada;
- e ainda a melhora da confiabilidade dos sistemas existentes.

Após análise dos mercados criados pela desregulamentação e pela postergação de investimentos, chegaram à conclusão de que “apesar do progresso tecnológico dos recursos distribuídos, é provável que a base de carga e a carga intermediária permaneçam dominadas por unidades de geração centralmente despacháveis”, devido:

- ao fato de que a redução dos custos e a melhoria de eficiência das tecnologias de unidade de geração centralmente despacháveis tenham sido preservados enquanto os recursos distribuídos evoluíam;
- as unidades de geração centralmente despacháveis desfrutaram de importantes vantagens tais como: combustível de baixo custo, efeito de escala na produção de energia, economias de balanço, habilidade de tirar proveito da diversidade de carga, novas tecnologias modulares, etc.

Em 1997, em [12] fez-se uma revisão da literatura e chegou-se à conclusão de que é errôneo não considerar incertezas na formulação do problema do planejamento de recursos distribuídos. Deve-se considerar as incertezas como parte fundamental do problema.

Defendem que a incerteza pode diferir em dependência do tamanho (capacidade ou custo inicial) do investimento. Quanto maior o investimento, maior a incerteza agregada.

Consideram importante determinar se investimentos menores, mais modulares e mais flexíveis podem permitir ao planejador postergar investimentos maiores até que as necessidades futuras fiquem mais claras.

Em 1997, em [13] desenvolveu-se uma metodologia de ajuda ao planejador de recursos distribuídos na avaliação de políticas de investimento estratégico. O problema é formulado com um problema de otimização dinâmico, considerando incertezas.

Em 1999, em [14] analisou-se a aplicação de GD na otimização do planejamento e operação de redes elétricas rurais e concluiu que GD é tecnicamente mais efetiva, melhorando o desempenho global da rede, inclusive com o aumento de carga. Ressaltou-se a possibilidade de regular níveis de tensão sem qualquer alteração física da configuração da rede.

Em 1999, em [15] analisou-se a influência da incorporação da geração distribuída no desempenho de sistemas elétricos. São discutidos os aspectos relacionados com o aumento deste tipo de produção de energia em relação ao total de geração no suprimento a um dado sistema. São abordadas as particularidades relacionadas à geração distribuída via parque eólico.

Em 2000, [16] apresentou um trabalho bastante abrangente no sentido de identificar os tipos de geração distribuída, sua conceituação e aspectos relacionados a sua operação.

Em 2003, em [17] foi proposto um trabalho que almeja definir a Geração Distribuída e seus aspectos técnicos de conexão à rede de distribuição.

Em 2003, em [18] analisou-se o impacto técnico, principalmente no tocante à regulação de tensão para a conexão da GD na rede de distribuição.

Em 2003, em [19] identificou-se a GD como tendência para o setor eletro-energético mundial e foram citados os fatores como o aumento da oferta de gás natural, questões ambientais, a evolução das tecnologias, incentivos às fontes alternativas de energia e a universalização do acesso à energia como grandes impulsionadores à GD em mercados onde a demanda por formas de geração de energia mais eficientes, de menor porte e com menor impacto ambiental se fazem necessárias.

Em 2004, em [20] foi apresentado um modelo de programação dinâmica a múltiplos estágios para o custo ótimo da geração para um sistema elétrico brasileiro formado por fontes hidro, termo e eólica. O impacto da implementação de unidades de GD de origem eólica é analisado para o Nordeste do Brasil considerando correlações entre os períodos de regularidade de ventos e de baixas afluições nos reservatórios.

2.4 Tecnologias Disponíveis de Geração Distribuída

A GD não está associada a uma fonte de energia primária ou a uma tecnologia específica; da mesma forma, sequer se relaciona exclusivamente a equipamentos geradores.

Após a crise do petróleo, houve uma explosão de criatividade para aumentar a eficiência no lado da oferta de energia e para incorporar fontes renováveis. Estas tendências foram reforçadas, nos anos 90, com a maior conscientização sobre os efeitos negativos sobre o meio ambiente, provenientes tanto do uso ineficiente de qualquer forma de energia quanto do uso das energias fósseis, em particular.

Geralmente o termo GD é usado em combinação com uma certa categoria de tecnologia, principalmente aquelas que utilizam recursos renováveis como fonte de energia primária.

Hoje, as tecnologias encontram-se em variados estágios de evolução, algumas já perfeitamente viabilizadas no momento e outras ainda com perspectivas de custos decrescentes.

As unidades de GD podem ser classificadas em três categorias: tecnologia, fonte de combustível e interface com a rede, conforme a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Tecnologias para Geração Distribuída Fonte: [21]

Tecnologia	Fonte de combustível	Interface	Pequeno < 100 kW	Intermediário 100 kW – 1 MW	Grande > 1 MW
Pequenas Turbinas a gás	Combustível fóssil e Biogás	Conexão direta			x
Motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução	Combustível fóssil e Biogás	Conexão direta	x	x	x
Geotérmico	Renovável	Conexão direta		x	x
PCH's	Renovável	Conexão direta		x	x
Eólica	Renovável	Inversor	x	x	x
Fotovoltaico	Renovável	Inversor	x	x	
Células a Combustível	Combustível fóssil e Renovável	Inversor	x	x	x
Solar térmico	Renovável	Conexão direta	x	x	x
Armazenamento em baterias	Rede elétrica	Inversor	x	x	x
Armazenamento em capacitores	Rede elétrica	Inversor	x	x	
Armazenamento em volantes	Rede elétrica	Inversor		x	x
Micro Turbinas	Combustível fóssil	Inversor	x	x	

A localização das unidades de geração distribuída se situa no sistema de distribuição.

Em relação à tensão de conexão da GD com o sistema de distribuição, a interligação da GD à concessionária de distribuição sob o ponto de vista da distribuidora, deve ser feita numa das tensões que ela disponha em seu sistema, enquanto, do ponto de vista da GD, deve ser de preferência na tensão - dentre aquelas permitidas pela legislação brasileira - que resulte no menor custo de investimento para ela. Para conciliar os interesses, o gerador de GD pode compartilhar uma subestação de conexão com a concessionária de distribuição, com transformação da tensão do gerador de GD para a tensão preferida pela distribuidora para suas linhas de interligação. Exemplificando, se a concessionária só tiver as tensões de 13,8 e 138 kV na região, e a tensão mais vantajosa para o gerador de GD, em função das potências a serem transferidas e das distâncias entre suas instalações e a subestação, for 34,5 ou 69 kV, seria feita a transformação, de 34,5 ou 69kV, para 138 kV na subestação compartilhada, rateando-se os custos entre o gerador de GD e a concessionária, após avaliação de benefícios e ônus para cada uma das partes. É possível que no futuro, com a elevação das tensões de geração e distribuição este ponto de conflito desapareça [7].

2.5 Fontes de Geração Distribuída e seus Segmentos

2.5.1 A Energia Eólica

A energia eólica é energia obtida pelo movimento do ar, pela força dos ventos.

A energia do vento foi empregada desde a Antiguidade para mover navios à vela e moinhos. Ultimamente, após mais de um século de consumo fácil, quase nos tínhamos esquecido dela. Hoje com o fim da abundância do petróleo e carvão, volta-se a falar nessa forma de energia, só que de uma maneira diferente, voltada à eletricidade.

O vento é o ar em movimento devido ao aquecimento desigual da superfície terrestre pelo sol. A Terra e seu envelope de ar, a atmosfera, recebe mais calor solar próximo ao Equador do que nas regiões polares. Mesmo assim, as regiões equatoriais não ficam mais quentes a cada ano, nem as polares ficam mais frias. É o movimento do ar ao redor da Terra que ameniza a temperatura extrema e produz ventos na superfície tão úteis para a geração de energia.

A topografia, ou características físicas do solo, podem influenciar fortemente as características do vento. As montanhas impedem a passagem uniforme dos ventos, o ar canalizado ao redor ou através das aberturas freqüentemente aumenta os ventos fortes locais, ideais para geradores de energia eólica.

Atualmente existem no mundo 30.000 mil geradores que produzem eletricidade a partir da força eólica [22]. Na Dinamarca, a contribuição da energia eólica é de 12% da energia elétrica total produzida; no norte da Alemanha a contribuição eólica já passou de 16%; e a União Européia tem como meta gerar 10% de toda eletricidade a partir do vento até 2030. No Brasil, medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado. O potencial eólico brasileiro é bastante elevado, da ordem de 143,5 GW [10].

Grande atenção tem sido dirigida para o estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemógrafos computadorizados.

Uma turbina eólica é formada essencialmente por um conjunto de pás (2 ou 3 pás em turbinas modernas), que sob a ação do vento são sujeitas a forças aerodinâmicas que as impulsionam em movimento rotativo. Duas componentes de forças caracterizam o funcionamento de uma turbina eólica: a força de arrasto, que ocorre na direção do vento, e a força de sustentação, perpendicular à ação do vento [10].

Existem diversas concepções de turbinas eólicas, mas as turbinas de última geração são turbinas de eixo horizontal, de baixo número de pás com perfis aerodinâmicos eficientes, impulsionadas por forças predominantemente de sustentação, acionando geradores elétricos que operam a velocidade variável. A operação em velocidade variável, única forma de garantir alta eficiência da conversão para ampla faixa de variação da velocidade de vento, agrega um aspecto inovador ao processo de geração de eletricidade que é a geração em frequência variável.

A capacidade instalada no Brasil é de 20,3 MW [10], com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas à rede elétricas. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas: bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural.

A operação dos sistemas de energia eólica é muito dependente da aplicação pretendida para a energia elétrica gerada. Como não se possui um meio de armazenar a energia cinética dos ventos, os sistemas eólicos agregam formas de estocagem da energia na sua forma de eletricidade, utilizando baterias de acumuladores (em sistemas de pequeno e médio porte) ou interligando-se com o sistema de energia elétrica convencional, em sistemas de grande porte.

Apesar de ser uma fonte relativamente barata a energia eólica apresenta algumas características que dificultam seu uso como fonte regular de energia, além de sua ocorrência ser irregular para pequenos períodos, a quantidade de energia diária disponível, pode variar em muitas vezes de uma estação do ano para outra, em um mesmo local.

A potência disponível varia com o cubo da velocidade do vento, o que dificulta muito a questão do dimensionamento e a escolha do local para instalação, limitando seu uso apenas em regiões de ventos fortes e relativamente constantes.

Atualmente os sistemas mais comuns de fornecimento de energia utilizando sistemas eólicos são [10]:

- Sistemas eólicos de grande porte interligados a rede pública de distribuição - por dispensarem sistemas de armazenamento são bastante viáveis representando atualmente a maior evolução em sistemas eólicos, já apresentam custos comparativos ao das hidrelétricas. Nesta configuração os sistemas eólicos podem ter uma participação na ordem de 15% do fornecimento total de energia, envolvendo a definição deste percentual estudos específicos de vários fatores que

garantam fornecimento regular e a qualidade de energia do sistema interligado como um todo.

- Sistemas híbridos diesel-eólico de médio porte - nestes os geradores eólicos podem representar fator de economia de combustível com custos bem atraentes para locais onde não se dispõe da rede de distribuição interligada e dependam de geradores a diesel para fornecimento de energia elétrica. Como o motor diesel garante a regularidade e estabilidade no fornecimento de energia, dispensando sistemas de armazenamento, e o transporte do diesel representa um custo adicional, a implementação de aerogeradores é neste caso bastante compensadora e recomendada.
- Sistemas eólicos autônomos/armazenamento - sistemas de energia eólica autônomos para fornecimento regular de eletricidade, tornam-se bastante dispendiosos devido às complicações dos sistemas de armazenamento, que devem compensar não só as variações instantâneas e diárias, mas também compensar a variação da disponibilidade nos períodos do ano, sendo sua aplicação limitada a pequenos sistemas para recarga de baterias, em regiões remotas, principalmente para fornecimento de eletricidade para equipamentos de comunicação e eletrodomésticos, onde o benefício e conforto compensam o alto custo por watt obtido.

O desenvolvimento de tecnologias de obtenção, aplicação e estocagem do hidrogênio, pode vir a representar uma nova opção para um sistema de armazenamento compatível com a energia eólica, possibilitando sistemas eólicos ou eólicos-solares autônomos economicamente viáveis.

2.5.2 Energia Solar Fotovoltaica

A Energia Solar Fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico). O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

As primeiras células foram produzidas com o custo de US\$ 600/W para o programa espacial. Com a ampliação dos mercados e várias empresas voltadas para a produção de

células fotovoltaicas, o preço tem reduzido ao longo dos anos podendo ser encontrado hoje, para grandes escalas, o custo médio de US\$ 8,00/W [10].

Os sistemas fotovoltaicos são comumente conhecidos como painéis solares. Os custos desta modalidade acham-se em franco decréscimo e conseqüentemente, a sua participação como GD tende a aumentar, especialmente em regiões de alta insolação.

Seu uso exige a presença de um suporte, normalmente baterias, a fim de manter a oferta de energia em períodos de baixa ou nenhuma insolação.

Alguns sistemas fotovoltaicos não utilizam armazenamento de energia pois toda a geração é entregue diretamente na rede. Este sistema representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual esta conectada. Todo o arranjo é conectado em inversores e logo em seguida guiados diretamente na rede. Estes inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada.

Atualmente, muitos sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas possibilitando vários projetos sociais, agropastoris, de irrigação e comunicações. As facilidades de um sistema fotovoltaico tais como modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa, fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica.

2.5.3 Cogeração

A tecnologia do processo de cogeração se encontra amplamente dominada e compete, com vantagens, com a geração central de gás natural em razão de sua elevada eficiência. Esta elevada eficiência advém do fato de ser possível aproveitar, em praticamente de 80 a 90%, o calor compulsoriamente presente na produção da eletricidade e, assim, utilizá-lo no processo industrial ou na produção de frio [22].

Observe-se que a cogeração é insuperável nas situações em que a energia primária deriva-se de resíduos do processo industrial, uma vez que, aditivamente à sua elevada eficiência, fornece um fim econômico a um estorvo normalmente agressivo ao meio ambiente.

2.5.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's

A PCH, como necessita ser implementada onde se localiza o aproveitamento hidrelétrico, só não é uma GD quando este local não se situa nas proximidades de um centro de

consumo. Quando se localiza, e é esta a situação mais comum, é uma GD, absorvendo todas as qualidades e condições próprias de qualquer fonte descentralizada.

A regulamentação brasileira define a PCH como geração distribuída se a mesma possuir uma potência instalada de até o máximo 30 MW.

A localização da PCH pode adquirir uma posição estratégica para o sistema elétrico da distribuidora, contribuindo, para a melhoria do sistema elétrico local; e ainda, ela pode ser operada de forma a atender as necessidades da concessionária, na medida em que, ao possuir reservatório, poderá contribuir com sua capacidade para exercer uma modulação diária.

Quanto à sazonalidade, dependendo da bacia ou da região onde se insira, ela acompanha o mesmo comportamento das grandes hidrelétricas também inseridas na mesma bacia ou região, isto é, sofre os efeitos dos períodos de seca e de chuvas nas mesmas épocas. Contudo, caso se situe em bacias ou em regiões distintas, com sazonalidade diferenciada, este aspecto desaparece, pois adiciona um *back up* que lhe recompõe, neste período, a oferta de energia.

O país domina inteiramente a respectiva tecnologia e os preços da fabricação de seus equipamentos e da sua implementação apresentam-se plenamente factíveis [10].

Desprezada no passado (poucas foram construídas e várias desativadas nos anos 80), podem ter um papel importante, como GD, se integradas a outras unidades de GD que complementem a sua sazonalidade.

De modo a se ter uma idéia da participação das PCH's no parque de geração elétrica no Brasil, segundo os dados disponibilizados pela ANEEL em 2001, o país possui um total de 1.469 usinas, onde 1.110 estão em operação, gerando 77.221 MW de potência. Deste total, 349 usinas são PCH's, que correspondem a 1.498 MW, ou seja, 19% do total instalado no país. Existem 91 usinas em construção, o que corresponde a 13041 MW de potência. Destas, 42 são PCH's, que representam 510,6 MW, 3,74% deste total. Das usinas outorgadas, porém com a construção não iniciada, existem 93 empreendimentos, totalizando 15.603,4 MW. Destas, 95 são PCH's, que correspondem a 1.240,4 MW, ou seja, 4,63% deste total. De acordo com a distribuição de PCH's no Brasil, a maior parte se encontra localizada na região sudeste [10].

2.5.5 Micro-turbinas a gás

As microturbinas são sistemas compactos de geração termelétrica (pequenas turbinas similares às utilizadas em aviões), integrados a sistemas de eletrônica de potência que

permitem sua operação isolada ou em paralelo à rede elétrica. Essas microturbinas apresentam uma série de vantagens quando comparadas com turbinas a gás convencionais ou motores de combustão interna.

As microturbinas a gás natural foram desenvolvidas a partir de 1996-7, e desde o início pareceram oferecer grandes atrativos para aplicações em geração distribuída, pois podem ser empregadas tanto como meras geradoras quanto em ciclos de cogeração.

Além de emissões de NOx relativamente pequenas, baixa manutenção, tamanho reduzido e operação silenciosa, as micro-turbinas possibilitam aplicação em pequenos sistemas de cogeração, tendo em vista a temperatura de seus gases de escape, entre 230 e 350°C [22].

Nas microturbinas, o compressor e o gerador elétrico são montados em um único eixo, constituindo um sistema sem caixa de engrenagem e com apenas uma parte móvel, trazendo vantagens como maior confiabilidade, operação mais silenciosa, menores vibrações e menor número de paradas para manutenção.

Entretanto, do ponto de vista técnico ainda há alguns pontos que poderão ser melhorados para a evolução do mercado de microturbinas a gás, a eficiência elétrica sendo um deles pois ainda há limitações na faixa de 34-35%, quando o ideal seria chegar a 46% [22].

As microturbinas a gás, têm uma capacidade de geração entre 30 e 200 KW e podem utilizar gás natural, GLP, hidrogênio, diesel ou biogás de aterro. Se distinguem das turbinas a gás por suportarem rotações mais elevadas, de aproximadamente 100 mil rpm (rotações por minuto) e têm um sistema que converte a corrente alternada em corrente contínua, mas o custo ainda é elevado, o que não possibilita a produção maciça de microturbinas.

Atualmente as microturbinas já são relativamente competitivas (preços variando de US\$ 1.000,00 a 800,00 por kW) para condições especiais de GD [22].

Estudos recentes têm mostrado que esses equipamentos devem evoluir tecnologicamente, a médio prazo, com aumento de eficiência e da potência específica, seguido de significativas reduções de custo.

2.5.6 Células Combustíveis

As células a combustíveis – CaCs - apresentam-se como uma alternativa para geração de eletricidade e calor livres dos inconvenientes associados à queima de combustíveis. Produzem energia elétrica através de uma reação eletroquímica e, como subproduto,

produzem calor e têm como resíduo a água. Entre os combustíveis mais utilizados, o hidrogênio tem sido o preferido, uma vez que pode ser produzido a partir de diversas fontes, tais como: biomassa, eólica, fotovoltaica, hidráulica, geotérmica; além de recursos fósseis, tais como: carvão, petróleo, e gás natural; e, também, alternativas energéticas, tais como: nuclear e a eletrólise da água. As principais células em desenvolvimento no mundo são: de polímero condutor iônico, alcalinas, de ácido fosfórico, de carbonato fundido e de óxido sólido. As três primeiras são também designadas como células de baixa temperatura, e as demais, como células de alta temperatura. Estas últimas, além de fornecerem energia elétrica, podem ser utilizadas em processos que necessitem de energia térmica (frio e/ou calor), aumentando sua aplicabilidade e eficiência.

No Brasil já há alguns projetos de desenvolvimento e experimentação dessa tecnologia, principalmente na área de células de polímero condutor iônico e de óxido sólido, além de alguns projetos de demonstração utilizando células de ácido fosfórico.

As principais aplicações dos sistemas a células combustíveis são na geração estacionária de energia elétrica, uso residencial, comercial e industrial, em sistemas de cogeração, com aproveitamento inclusive do calor gerado pelo próprio sistema, na geração de energia para os meios de transporte e sistemas auxiliares, na alimentação de equipamentos eletro-eletrônicos, em particular na substituição de baterias em telefones celulares, computadores, calculadoras, entre outros.

Enquanto os benefícios da geração distribuída ainda são discutidos, os benefícios ambientais das CaCs têm estimulado o seu uso em locais com alta concentração de poluentes e, assim, ajudar a minimizar os problemas ambientais e melhorar as condições sociais.

Pelo fato de produzirem energia sem combustão e sem partes móveis, as CaCs são, em média, até 25% mais eficientes que os motores a combustão interna, reduzindo a emissão de poluentes e também de dióxido de carbono na atmosfera.

Mesmo quando o hidrogênio é obtido a partir de fontes fósseis como o petróleo e o gás natural, a emissão de dióxido de carbono (CO₂) cai de 25 a 50%, e a fumaça produzida quando comparada com equipamentos tradicionais como os geradores a diesel, diminui em 99% [10].

Na busca de um melhor aproveitamento dos benefícios proporcionados pelas CaCs, as fontes de energia renováveis são um ponto crucial para aproveitar integralmente os benefícios desta tecnologia, pois durante o crescimento destas, como a cana-de-açúcar,

ocorre o seqüestro de carbono presente na atmosfera (CO₂), além de liberarem o oxigênio.

As CaCs têm suas eficiências variando desde 40% até 85% [10].

A tecnologia a células combustíveis já é comercializada embora ainda tenha custos elevados.

2.5.7 Gás Natural

O Gás Natural - GN é uma mistura de gases extremamente leve, com aproximadamente 90% de metano. O gás natural é uma fonte de energia pura, embora possa estar associado ou não ao petróleo. Basicamente ele é composto por metano, etano, propano e hidrocarbonetos de maior peso molecular. O GN apresenta baixos teores de contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

É o combustível fóssil menos agressivo ao meio ambiente, principalmente por sua pureza e pela facilidade do controle de sua combustão.

Por ser composto de gás metano, o GN é uma fonte de energia mais limpa que o petróleo, isso porque não produz resíduos em sua queima. A utilização do gás natural nas grandes cidades reduz drasticamente a emissão de compostos de enxofre e particulados, evitando a produção de cinzas ou detritos poluentes provenientes da utilização de outros combustíveis.

Em combinações com outros combustíveis, o GN aumenta sua performance ambiental e diminui a poluição. Algumas vezes ele é extraído em conjunto com o óleo, através de perfurações na crosta terrestre. Após a remoção de impurezas o gás natural é transportado através de gasodutos. Grandes consumidores podem obter o GN diretamente do gasoduto, através de acordos comerciais junto aos fornecedores.

Até 2020 estima-se um crescimento de 2,1% ao ano do uso do gás natural nos países industrializados [10].

Os investimentos em todo setor do gás natural estão crescendo com rapidez, desde as empresas de tubulações, até rede de postos de GNV (Gás Natural Veicular).

A utilização do gás natural como fonte primária de energia oferece um custo de geração mais baixo e uma emissão menor de poluentes.

Talvez um dos problemas que o Gás Natural enfrenta ainda é a falta de uma infraestrutura mais sólida e uma maior interação dos atores do setor.

A Argentina já utiliza o gás natural há 15 anos e sua frota de veículos bicomustíveis é de 615 mil veículos [22].

O suprimento de gás natural no Sul/Sudeste do Brasil, no momento, vem ocorrendo a partir dos campos da Bacia de Campos, onde o gás acompanha o petróleo extraído e a partir de campos da Bolívia, na Região pré-andina, através do Gasoduto Bolívia-Brasil. Este gasoduto estende-se desde a região produtora, alcança São Paulo e deriva-se para o Sul, até Porto Alegre, conectando-se, em São Paulo, com o gasoduto que transporta o gás oriundo de Campos. Em cada Estado, desenvolve-se uma ainda incipiente rede doméstica, administrada por empresas privadas e por empresas mistas, de capitais público e privados, no Paraná, em Santa Catarina, em Minas Gerais e no Rio Grande do Sul.

No Nordeste, o gás localiza-se na sua maioria na Plataforma Submarina, notadamente no Rio Grande do Norte e em Sergipe, e, como no Sul – Sudeste, cada Estado administra sua rede, cuja extensão ainda é, também, incipiente.

A descoberta do Campo de Santos, localizado na Plataforma Submarina contígua aos litorais paulista e fluminense, introduziu uma outra dimensão ao mercado ofertante de gás; e, estimam-se, ainda preliminarmente, as reservas em um valor da ordem de 60 bilhões de m³, reservas estas situadas extremamente próximas da maior concentração de demanda deste energético.

O preço do gás natural, ainda apresenta uma barreira para o crescimento da cogeração. Até recentemente, o uso do gás limitava-se à cocção de alimentos, com uma irrelevante participação dos segmentos comercial e industrial.

O maior entrave ao desenvolvimento do uso intensivo do gás é a ainda pequena extensão dos gasodutos de distribuição; o que envolve a disponibilização de recursos financeiros para fins de investimento na expansão da rede e provoca uma significativa intervenção nos espaços urbanos das cidades.

No sentido de dar um maior impulso no emprego do gás, evitando que se aguarde o crescimento dos gasodutos de distribuição para, só depois, iniciar um processo de venda maciça, a PETROBRAS intenta massificar o seu uso através da liquefação do gás e de seu transporte até próximo às cargas; a unidade de gás liquefeito se instala, assim, na própria “casa” do consumidor.

2.5.8 Biomassa

Através da fotossíntese, as plantas capturam energia do sol e transformam em energia química. Esta energia pode ser convertida em eletricidade, combustível ou calor. As fontes orgânicas que são usadas para produzir energias usando este processo são chamadas de biomassa.

Os combustíveis mais comuns da biomassa são os resíduos agrícolas, madeira e plantas como a cana-de-açúcar, que são colhidos com o objetivo de produzir energia. O lixo municipal pode ser convertido em combustível para o transporte, indústrias e mesmo residências.

Em condições favoráveis a biomassa pode contribuir de maneira significativa para com a produção de energia elétrica. Estima-se que com a recuperação de um terço dos resíduos disponíveis seria possível o atendimento de 10% do consumo elétrico mundial e que com um programa de plantio de 100 milhões de hectares de culturas especialmente para esta atividade seria possível atender 30% do consumo [10].

A produção de energia elétrica a partir da biomassa, atualmente, é muito defendida como uma alternativa importante para países em desenvolvimento e também outros países. Programas nacionais começaram a ser desenvolvidos visando o incremento da eficiência de sistemas para a combustão, gaseificação e pirólise da biomassa.

O bagaço de cana e outros resíduos combustíveis são utilizados para geração de vapor para produzir eletricidade, para as usinas de açúcar e álcool e ainda sobra bagaço para a indústria de celulose.

O ciclo da cana é o inverso do ciclo pluviométrico do parque hídrico brasileiro: o setor sucro-alcooleiro, conseqüentemente, pode produzir energia elétrica exatamente na época de escassez de chuvas nos reservatórios.

E ainda, o cultivo da cana no Brasil realiza-se em locais próximos aos principais centros urbanos de consumo elétrico, como ocorre em praticamente todas as áreas de cultivo da cana de açúcar, tanto no Sudeste quanto no Nordeste.

Os resíduos de madeira, constituídos por aparas, serragem e pedaços inservíveis de madeira, dependendo do segmento correspondente, também compõem um combustível utilizável como fonte de geração distribuída.

O uso da madeira para a geração de energia apresenta algumas vantagens e desvantagens, quando relacionadas com combustíveis à base de petróleo.

As vantagens são:

- Baixo custo de aquisição;
- Não emite dióxido de enxofre;
- As cinzas são menos agressivas ao meio ambiente que as provenientes de combustíveis fósseis;
- Menor corrosão dos equipamentos (caldeiras, fornos);
- Menor risco ambiental;
- Recurso renovável;
- Emissões não contribuem para o efeito estufa.

As desvantagens, por sua vez, são:

- Menor poder calorífico;
- Maior possibilidade de geração de material particulado para a atmosfera. Isto significa maior custo de investimento para a caldeira e os equipamentos para remoção de material particulado;
- Dificuldades no estoque e armazenamento.

Vários outros segmentos agro-industriais produzem resíduos combustíveis capazes de permitir a geração elétrica acompanhada de geração térmica. O mais significativo, pela sua grandeza e pelos males ambientais que ocasionam, é o segmento arroseiro cuja palha vem sendo utilizada para a formação de aterro.

Em alguns casos de uso da biomassa o que importa, de modo a caracterizar a viabilidade do empreendimento, não é, necessariamente, o custo da produção propriamente dita da eletricidade e, sim, o custo evitado da disposição final dos respectivos resíduos; em outras palavras, interessa muito mais evitar o custo para minimizar o impacto ambiental, dando ao resíduo um valor antes computado negativamente.

2.5.9 Biogás

Toda a matéria viva, após a morte é decomposta por bactérias microscópicas. Durante esse processo, as bactérias retiram da biomassa parte das substâncias de que necessitam para continuarem vivas, e lançam na atmosfera gases e calor. Este é o chamado biogás, fonte abundante, não poluidora e barata de energia. O biogás pode ser obtido de resíduos agrícolas, ou mesmo de excrementos de animais e dos homens. Ao

contrário do álcool da cana de açúcar e de óleos extraídos de outras culturas, não compete com a produção de alimentos.

O biogás é uma mistura de gás metano, de gás carbônico e de outros gases em menor quantidade. O poder calorífico do biogás, que varia de 5 000 a 7 000 Kcal/metro cúbico é devido à porcentagem do metano. Esta variação é decorrente da maior ou menor pureza (maior ou menor quantidade de metano). O biogás altamente purificado pode alcançar até 12 000 Kcal/metro cúbico [10].

Um metro cúbico de biogás equivale a [10]:

- 0,613 litros de gasolina;
- 0,579 litros de querosene;
- 0,553 litros de óleo diesel;
- 0,454 litros de gás de cozinha;
- 1,536 quilos de lenha;
- 0,790 litros de álcool hidratado;
- 1,428 kW de eletricidade.

O biogás pode ser utilizado de várias formas. São elas:

- Funcionamento de motores, geradores, moto picadeiras, resfriadores de leite, aquecedor de água, geladeira, fogão, lampião, lança-chamas;
- Substituição do gás liquefeito de petróleo na cozinha;
- Nas propriedades agrícolas, o biogás pode ser produzido em aparelhos simples chamados biodigestores. Os resíduos que sobram em um biodigestor agrícola podem ser utilizados como fertilizante.

Aplica-se, nestes casos, a questão descrita anteriormente referente ao custo evitado, principalmente no caso do saneamento onde o aproveitamento energético do lodo de esgoto evita, se não totalmente, o custo de estações de tratamento ou de emissários submarinos; o mesmo acontece com o lixo urbano: a produção elétrica fornece aos chamados "lixões" uma utilização rendosa, minimizando o custo da disposição final e, em alguns casos, também, embora parcialmente, o custo da coleta.

2.6 Histórico do Desenvolvimento da Geração Distribuída no Brasil

No passado, as unidades de GD, embora repercutissem no *grid* brasileiro porque evitavam a geração de uma mesma quantidade de energia a ser produzida centralmente, mantinham-se de certa forma ignoradas pelo sistema público. Os modelos em voga, na época, consideravam-nas como unidades “auto-produtoras” e, como tal, marginais em relação ao planejamento setorial e, conseqüentemente, ao próprio Sistema Interligado, mesmo que exportasse energia excedente, em quantidades irrelevantes.

Com o progresso das técnicas digitais e de controle, atualmente, estas unidades de GD podem ser sincronizadas e, assim, operarem em paralelo com o sistema, sem problemas técnicos de maior monta. Logo, as mesmas podem co-participar do abastecimento público, seja reduzindo a necessidade correspondente de geração centralizada, seja colocando, se possível, excedentes significativos na rede pública.

A potência elétrica a ser instalada na GD pode ser maior ou menor que as necessidades do consumidor, ou seja, a GD tanto pode atender a carga própria e/ou a localizada nas proximidades como pode - até o limite de sua capacidade – apoiar o sistema; isto porque o seu uso, em bases regulares, ocorre quando há oportunidade de produzir a energia localmente com qualidade e a um custo compatíveis aos da energia centralizada ou, então, quando se exige uma qualidade superior àquela oferecida pela rede pública.

Como a GD localiza-se, por definição, próxima das cargas elétricas na rede da distribuidora, suas unidades geradoras, além de suprir a energia localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante para o conjunto do Sistema Interligado, até mesmo quando paradas, pois aumentam as reservas de potência junto a essas cargas.

Na medida em que somente alguns segmentos da economia detêm a capacidade de produzir energia elétrica de forma competitiva, parte significativa dos consumidores continuará dependendo da geração centralizada. Portanto, pode-se afirmar que a GD não compete e sim complementa e melhora o Sistema baseado na geração centralizada, tanto o existente quanto o futuro.

Em um sistema no qual participa a GD, há uma importante troca de benefícios entre ela e a geração centralizada: cada uma pode dar *back up* a outra. Adicionalmente, como já citado, a GD tem condições para injetar, quando possível e/ou desejável pelo sistema, energia excedente na rede de distribuição.

Embora a geração centralizada tenha dominado a produção elétrica em razão das economias de escala, economias estas que compensavam a construção de complexos sistemas de interligação, a GD sempre foi usada para aumentar tanto a eficiência de certos processos produtivos quanto a sua segurança e/ou para atender a sistemas isolados.

As tecnologias advindas e incorporadas à GD e a possibilidade de sua utilização integrada ao Sistema aperfeiçoaram-se após as crises do petróleo, viabilizando formas eficientes de geração, desde as PCH's até as de emprego dos resíduos dos processos industriais; estas tecnologias, hoje, acham-se disponíveis em quantidades apreciáveis e detentoras de preços decrescentes. Este fato deve aumentar com o aparecimento e o desenvolvimento da oferta de gás canalizado ou distribuído por liquefação.

A GD no Brasil poderá ter um crescimento gradativo, como resposta natural à correção das estruturas tarifárias, à maior capilaridade da distribuição do gás e, no caso específico do segmento sucro-alcooleiro, necessidade de modernização dos sistemas de vapor das usinas produtoras de açúcar e de álcool. Após a crise que levou ao racionamento de energia no Brasil em 2001, os consumidores passaram a ter uma consciência mais aguda e estão mais informados sobre as suas necessidades de energia e, como resultado, adquiriram uma atitude pró-ativa na questão energética, com clara focalização na GD. Deve-se ter em mente que o potencial brasileiro de GD é elevado e a rapidez de seu desenvolvimento pode vir a se tornar capaz de desempenhar um papel transiente extremamente importante.

Um cenário composto de geração centralizada e GD parece ser a forma mais eficaz para atender a nova demanda de energia elétrica, em bases atraentes para a iniciativa privada. Nele a equação financeira alavanca-se pela entrada maciça de novos atores, atendendo-se esta demanda de maneira mais ajustada ao seu crescimento e reduzindo-se os investimentos ociosos. Some-se o fato de que a redução de perdas nos sistemas de transmissão e de distribuição adiciona, de 10 a 15%, o valor da nova energia, devido proximidade da GD em relação à carga em comparação com a geração centralizada onde está inserido o custo da transmissão [23].

Ao contrário de alguns países, onde a GD adquiriu participação importante, nos quais parte da geração pertence, igualmente, à distribuidora, no Brasil, esta se encontra desabilitada em relação aos investimentos em geração. Este contexto provoca restrição ao interesse da distribuidora, levando-a a aproveitar, basicamente, apenas as

possibilidades de redução nos investimentos na sua rede de distribuição (expansão de subestações e de redes de distribuição).

2.7 Benefícios da Geração Distribuída

As vantagens atribuídas à GD, em relação às opções convencionais de geração de grande porte, são as seguintes:

- Economias de escopo (produção conjunta de energia) – em alguns processos produtivos torna-se possível produzir eletricidade de forma integrada ao processo, reduzindo, concomitantemente, o custo do produto final e o da energia. Nesses casos, a pequena escala de produção é compensada pelos ganhos. Como exemplo, há geração a partir de resíduos combustíveis e co-geração.
- Melhoria da qualidade de energia – quanto mais centralizada for a geração, maior será a influência das longas distâncias e mais elevados os custos para garantir a qualidade de energia fornecida aos consumidores. Assim, uma vocação natural da GD reside no aumento da confiabilidade local e/ou regional.
- Utilização energética dos resíduos - a GD permite dar, aos resíduos, uma utilização energética permitindo, ao mesmo tempo, co-gerar ou, simplesmente, gerar eletricidade e reduzir ou mesmo anular o custo da sua disposição final;
- Custos marginais decrescentes - As grandes termelétricas, hoje, se ainda não atingiram os limites teóricos de eficiência, estão perto de atingi-los. Por sua vez, no Brasil, as hidrelétricas de menor custo e próximas dos locais de consumo já foram desenvolvidas; as dificuldades para ampliar os sistemas de transmissão e para atender as grandes cidades também vêm aumentando significativamente; e a componente ambiental que, no passado, não era computada hoje adquiriu um valor importante no país e, internacionalmente já se faz presente em todas as concessões de empréstimos. Todos estes fatores convergem e insinuam uma tendência de custo de investimento crescente na margem. Em oposição, a GD, com o aperfeiçoamento de muitas de suas tecnologias, encontra-se justamente na curva descendente de custos.
- Créditos de carbono - Vários projetos de GD reduzem emissões de gás carbônico e, assim, posicionam-se no sentido de auferir recursos internacionais capazes de

alavancar o investimento correspondente; de fato, monetizam-se estas emissões através das operações internacionais de créditos de carbono.

A tabela 2.3 apresenta uma comparação entre GD e geração centralizada no tocante ao serviço de energia:

Tabela 2.3 – GD versus Geração Centralizada no Serviço de Energia

Serviço de Energia	Geração centralizada	Geração Distribuída
Energia	Economia de Escala	Economia de Escopo
Ponta	Atendida Remotamente	Equaliza a Curva de Carga
Qualidade Elétrica e Continuidade	Padronizada e Fixa	Adaptada às Exigências

Uma característica do sistema elétrico brasileiro é a sua dependência de poucas unidades centrais de grande porte, construídas para aproveitar os recursos hídricos, com alta capacidade e com baixo custo de desenvolvimento.

Um sistema assim configurado detém alguns inconvenientes, tais como perdas de energia, basicamente na transmissão, e dificuldades para garantir a estabilidade, dificuldades estas inerentes aos sistemas muito extensos. Dessa forma, torna-se necessário investir em redundâncias para garantir a continuidade do serviço junto aos consumidores finais.

Nesse contexto, de um ponto de vista energético, a GD possui virtudes complementares: aumenta a qualidade da energia suprida junto aos consumidores finais e constitui uma “reserva” que permite eliminar as redundâncias próprias de um sistema totalmente baseado na geração centralizada. Desta forma, a GD não compete diretamente com a geração centralizada, mas a complementa. A GD poderá vir a atender, através da ação de PIE's, a produção de excedentes ou a liberação de ociosidades provocadas por unidades não exportadoras.

2.7.1 Benefícios para o Setor Elétrico da complementação da Geração Distribuída

Os benefícios da GD, para o setor elétrico, são, entre outros [7]:

(i) Rapidez de desenvolvimento

Pelas escalas envolvidas, as soluções poderão ser muito rápidas, principalmente em face da pequena maturação dos investimentos, se comprados com aquelas próprias da construção de grandes centrais, sejam hidrelétricas ou termelétricas.

(ii) Menores dificuldades ambientais

As dificuldades ambientais, na GD, diluem-se principalmente em face:

- da reduzida intervenção que uma PCH provoca no meio ambiente, se comparada com as grandes centrais hidrelétricas;
- da alta eficiência energética, inerente a cogeração, capaz de gerar um impacto redutor nas emissões poluentes;

(iii) Menores Descontinuidades de Carga

Na GD, o crescimento da oferta nasce razoavelmente casado com o aumento da carga, pois cada consumidor buscará a sua solução própria acompanhando a elevação de sua carga.

(iv) Menores reservas centrais

No sistema brasileiro, as reservas convencionais situam-se muito longe das cargas, fato que envolve complexos sistemas de transmissão. Assim, a GD disponibilizará uma maior estabilidade no sistema elétrico brasileiro, com menores investimentos.

(v) Uso racional do gás natural

Um maior impulso à GD redundará em outro, de mesma proporção, ao uso do gás natural distribuído. Com efeito, os principais clientes que se utilizam desta fonte necessitam de calor nos seus processos industriais e, por isto, são naturais candidatos a desenvolver a co-geração nos casos onde mais de 80% da energia do gás natural é, obrigatoriamente, usada.

(vi) Diminuição da Quantidade de Perdas no Sistema

Com a GD, do ponto de vista do sistema como um todo, é possível instalar, localmente, uma potência entre 10 e 15% menor do que aquela que seria necessária caso o atendimento do respectivo consumo efetivasse-se através da GC; isto porque haveria uma perda desta ordem de grandeza, nas redes de transmissão e de distribuição, em face da distância que existiria entre o local de consumo e a localização da unidade central geradora. Observe-se que estes ganhos são compartilhados por todos os consumidores na medida em que a GD anula estas perdas fatalmente presentes em sistemas de GC [23].

(vii) Prestação de Serviços Ancilares

As unidades de GD interligadas ao sistema (operando em paralelo) acham-se aptas a apoiá-lo através da realização dos chamados “serviços ancilares” estabelecidos na legislação atual, efetivando-os com baixo custo. Estes serviços, típicos de uma reserva descentralizada, podem vir a ser remunerados por este apoio. Assim, os ganhos em se utilizar a GD são: melhora do fator de potencia, regularização local da voltagem, *black start*, atendimento de surtos de demanda, cobertura de defeitos localizados e melhoria do sinal elétrico (diminuição de harmônicos).

(viii) Unidades de menor capacidade ajustam-se melhor a taxas variáveis de crescimento da demanda, reduzindo o risco associado a erro de planejamento que podem resultar em sobre capacidade, e, também, podem proporcionar uma boa dose de flexibilidade a oscilações de pico ao sistema elétrico [3].

(ix) Nas regiões onde o potencial de expansão dos sistemas de transmissão ou distribuição é limitado, por exemplo, por razões políticas ou ambientais.

2.7.2 Benefícios Específicos da Geração Distribuída na Distribuição

Seguem alguns dos benefícios específicos para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. A utilização de GD poderá [7]:

- estabilizar a curva de carga diária;
- fornecer “ancoragem” à sua rede, pois gera uma reserva descentralizada “quente” em condições de melhorar a qualidade do serviço;
- reduzir a incerteza do planejamento na medida em que o novo Marco Regulatório estabelece que caberá à distribuidora a previsão da totalidade de seu mercado de seu mercado a fim de reduzir a influência de erros desestabilizadores no planejamento da oferta de energia;
- reduzir as aquisições de energia no curto prazo, aquisições estas portadoras de custos crescentes e penalidades;
- reduzir investimentos em sua rede de distribuição, estabelecendo, inclusive, *back ups* entre unidades de geração descentralizada localizadas próximas uma da outra.

2.7.3 Benefícios Específicos da Geração Distribuída na Geração

Embora portadores de visibilidade, estes efeitos, igualmente, somente admitem a realização de uma avaliação quantitativa se encarados a partir de uma perspectiva futura na qual se analisará a evolução da GD na rede brasileira. Com efeito, os efeitos da GD para os geradores são:

- reduzir a potência centralizada, na mesma proporção em que ocorrem as reduções das perdas locais, na distribuição e na transmissão;
- reduzir as redundâncias, função da diminuição da necessidade de manter reservas girantes a fim de garantir a qualidade do serviço no conjunto das redes de distribuição;
- deslocar as curvas de risco hidrológico, fornecendo energia sazonal nos momentos de ausência de chuvas. Quanto ao deslocamento das curvas de risco hidrológico, a sua mitigação poderá ocorrer a partir de duas formulações, como injeção de energia no período seco, como se tivesse uma origem hidrelétrica; para tanto, basta adaptar mecanismos e procedimentos existentes para transformá-la em um produto de uma geração hidrelétrica virtual. Sendo uma termelétrica, a GD pode ser projetada para cumprir a função de uma reserva do sistema no período úmido, usando um combustível alternativo.

2.7.4 Benefícios Específicos da GD na Comercialização

A GD abre perspectivas novas de negócio para os comercializadores, perspectivas estas não passíveis de uma avaliação quantitativa global mesmo se perfunctoriamente feitas. Admite-se a materialização de:

- um aumento das alternativas de intermediação para a colocação de excedentes exportáveis junto a consumidores livres e junto às distribuidoras e, também, para a contratação de *back up*;

A tabela 2.4 a seguir sintetiza os benefícios da GD em cada componente do setor elétrico em seus diversos segmentos.

Tabela 2.4 – Benefícios da GD para o Setor Elétrico em seus diversos segmentos

SEGMENTO	EFEITO	CARACTERÍSTICAS
Geração	Redução da potência central	Diminuição da potência requerida para atender as necessidades do mercado consumidor em razão do ganho provocado pela redução das perdas locais.
	Redução das redundâncias	Diminuição da necessidade de reservas girantes para manter a qualidade do serviço.
	Deslocamento das curvas de risco hidrológico	Mitigação do risco hidrológico através da utilização de formas de GD com sazonalidade complementar aos períodos de chuva.
Transmissão	Redução das perdas técnicas	Inexistência de perdas no sistema de transmissão.
	Inserção da GD na rede de transmissão	Sinalização tarifária indicativa dos locais mais adequados para a inserção da GD: vantagens para as regiões de maior concentração de carga.
	Tarifação horo-sazonal	A GD estabiliza a curva diária de carga, diminuindo os efeitos das diferenças de preço entre os horários de ponta e fora de ponta.
Distribuição	Redução das perdas	Diminuição de perdas na rede de distribuição e na malha de transmissão.
	Prestação de serviços ancilares	Possibilidade de iniciar a prestação destes serviços hoje previstos na legislação, porém ainda inexistentes.
	Prestação de serviços especiais	Possibilidade de atender consumidores portadores de exigências específicas ligadas à qualidade da energia fornecida.
SIN	Redução do custo da incerteza do planejamento	O novo Marco Regulatório imputa, à distribuidora, o risco do erro de previsão de carga.
Comercialização	Abertura de novas oportunidades de negócio para os comercializadores	Aumento das alternativas de intermediação, controle da reserva descentralizada e possibilidade de oferta de novos serviços.

2.7.5 Benefícios da Geração Distribuída para a Sociedade

A utilização de GD:

- Contribui para aumentar o *mix* na geração, levando a uma maior segurança do suprimento energético;
- Permite a promoção do desenvolvimento local através do uso de recursos próprios da região em que a instalação é inserida, além da dinamização das atividades econômicas e geração de empregos em função da maior produção industrial e do maior volume de serviços.

- A minimização dos impactos ambientais associados à GD, seja pelo porte da instalação ou menor impacto quanto às emissões líquidas de dióxido de carbono, no caso do uso de fontes renováveis, conforme tabela abaixo.

Tabela 2.5 - Emissões de algumas tecnologias de geração de energia.

Fonte: [8]

Tecnologia	SO ₂ (Kg/GWh)	NO ₂ (Kg/GWh)	CO ₂ (t/GWh)	CO ₂ equivalente para Metano (t/GWh)
UTE a carvão mineral	630-1370	630-1560	830-920	1240
Nuclear	N.D.	N.D.	N.D.	28-54
Ciclos Combinados	45-140	650-810	370-420	450
Tecnologias de GD baseadas em fontes renováveis				
PCH's	24-29	46-56	10-12	2
Eólica				
4,5 m/s	18-32	26-43	19-34	N.D.
5,5 m/s	13-20	18-27	13-22	N.D.
6,5 m/s	10-16	14-22	10-17	11
Fotovoltaica				
Monocristalino	230-295	270-340	200-260	N.D.
Policristalino	260-330	250-310	190-250	228
Amorfo	135-175	160-200	170-220	N.D.

Notas: (1) inclui tanto emissões diretas, relativas à produção de eletricidade, como emissões indiretas (manufatura, exploração e transporte dos insumos energéticos, etc.)

(2) N.D. – Informação não disponível

2.8 Desvantagens da Geração Distribuída

A utilização de GD não só produz vantagens. As dificuldades da inserção da GD estão, sobretudo, relacionadas aos problemas de compatibilidade com as redes de distribuição.

Como desvantagens, o uso da GD apresenta:

- Maior complexidade, inclusive técnica, no nível de operação do despacho central;
- Impactos importantes nos procedimentos de operação, controle etc. da rede de distribuição;
- Necessidade de integração e gerenciamento da GD junto às redes de distribuição existentes;
- Impacto nos sistemas de proteção das atuais redes de distribuição na presença da GD;
- Necessidade de monitoração constante da qualidade da energia;

- Necessidade de novas configurações da rede de distribuição a fim de incorporar e explorar a GD já no seu planejamento;
- Dificuldades de se especificar normas claras e abrangentes face às especificidades de cada rede e da própria GD.
- Custos marginais de operação – CMO's, apesar de decrescentes com o desenvolvimento das tecnologias de GD, notadamente mais elevados que os CMO's da maioria da geração centralizada.

A profundidade do impacto da inserção da GD na rede de distribuição depende muito da rede e da própria GD que se pretende instalar – o que deve ser verificado caso a caso.

Para solucionar os problemas ocasionados na rede de distribuição pela inserção da GD uma das alternativas é utilizar recursos supervisão e controle do sistema como um todo formado pela rede de distribuição e pela GD, o que impõe um custo adicional.

2.9 Barreiras à Geração Distribuída

No momento, ainda existem barreiras técnicas, econômicas e regulatórias à GD. Do ponto de vista técnico, várias tecnologias ainda estão em desenvolvimento e, por conseguinte, não estão sendo comercializadas e/ou ainda não apresentam um bom nível de confiabilidade. Sob o aspecto econômico, o estágio prematuro de várias tecnologias implica elevados custos iniciais, limitando a sua viabilidade. Para contornar as barreiras técnicas e econômicas, os fabricantes têm trabalhado no desenvolvimento de sistemas mais eficientes e têm apostado na padronização, além de contar com o apoio de políticas de incentivo que garantem a formação de mercados de dimensões mínimas e a remuneração por tarifas diferenciadas. Finalmente, do ponto de vista regulatório, as questões mais importantes são os padrões técnicos a serem atendidos, as tarifas de interconexão aos sistemas de distribuição, e a regulação relativa à demanda suplementar de reserva.

Algumas barreiras podem ser identificadas principalmente nos seguintes pontos [22]:

- Estrutura tarifária da concessionária: as tarifas de energia elétrica raramente refletem de maneira correta a diferenciação dos custos de abastecimento nos

diferentes períodos do dia e do ano. Na medida em que as tarifas adquirirem uma estrutura mais atomizada, sinalizará melhor os custos reais do abastecimento, o consumidor estará mais motivado a investir em GD.

- Interconexão com a rede elétrica: problemas técnicos provenientes da interface de conexão com o sistema elétrico e problemas de ordem operacional, que, no caso de fontes renováveis (solar e eólica, por exemplo), refere-se também a característica de intermitência na produção de energia elétrica. Os usuários que desejam instalar essas tecnologias devem pagar por estudos de engenharia para a pré-conexão, o qual adiciona um custo significativo ao sistema.
- Modelos atuais de negócios e práticas: os benefícios das fontes renováveis de energia podem ser melhor identificados em um horizonte a longo prazo, enquanto o foco de atenção dos agentes do setor elétrico está cada vez mais voltado ao curto prazo. Assim, uma maior participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica deve depender de fatores tais como espaço a ser ocupado pela geração distribuída e de como serão tomadas as decisões relativas à expansão do setor elétrico e, nesse contexto, quão importante serão os aspectos ambientais e sociais para os tomadores de decisão.
- Informação de custos: os investimentos em GD devem ter uma adequada consideração da condição de contorno espacial para não ter sua viabilidade econômica prejudicada. Assim, uma questão essencial para a concessionária é identificar as áreas de alto custo marginal nas quais a GD é mais justificável. Essa é uma barreira importante no setor elétrico brasileiro, pois poucas são as concessionárias que têm dados para essa avaliação [22].

REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Introdução

Para que se possa melhor compreender a metodologia proposta no presente trabalho, este capítulo apresenta um panorama geral do mercado brasileiro de energia e apresenta, sucintamente, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro, inserido em 2004.

Inicia-se por um histórico que relata as diversas mudanças que vêm ocorrendo no setor elétrico brasileiro.

São apresentados os agentes institucionais e definidos termos usuais para a comercialização de energia elétrica.

Os dois ambientes de contratação para comercialização de energia elétrica no Brasil são caracterizados.

São apresentadas as possibilidades de comercialização para a geração distribuída.

É discutido o processo de contratação das distribuidoras que infere aplicação de penalidade e que apresenta um nicho de abertura de mercado para a geração distribuída.

No final do capítulo, é apresentado o PROINFA, que representa um programa setorial do Governo e que visa promover a penetração das energias alternativas renováveis no parque gerador energético brasileiro.

3.2 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A energia é um insumo indispensável ao desenvolvimento econômico. Desde a primeira revolução industrial, quando o carvão mineral substituiu a lenha como fonte dominante, as energias fósseis se tornaram vetores centrais da industrialização, tanto como combustível das máquinas a vapor, assim como insumo central para a fabricação de ferro. A energia das máquinas foi gradativamente substituindo o trabalho humano, dos animais e daquele obtido a partir das energias renováveis como a biomassa e a eólica. As matérias-primas obtidas a partir de energias fósseis substituíram progressivamente as naturais,

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

principalmente a madeira. Esse processo de uso das energias fósseis se intensificou consideravelmente com o advento da segunda revolução industrial, iniciada na segunda metade do século XIX, que trouxe, em seu bojo, o uso de novas fontes de energia tais como o petróleo, o gás natural e a hidroeletricidade; o uso de novas formas de energia tais como a energia elétrica; o uso de novos conversores de energia entre os quais se destacam o motor a explosão interna e o motor elétrico; assim como de novos materiais, principalmente os produtos químicos, o aço e o cimento.

O mundo atual depende, para seu funcionamento, muito fortemente do abastecimento de vetores energéticos modernos que são o petróleo, o gás natural, o carvão, a energia nuclear, a hidroeletricidade e as fontes alternativas. As quatro primeiras são as principais fontes energéticas primárias, porém não são renováveis e dispõem de reservas limitadas, sendo que as maiores reservas são de carvão mineral. A quinta e sexta, que são renováveis, se concentram em alguns países [23].

Embora a energia seja crucial para o funcionamento das sociedades modernas, sua importância relativa varia de acordo com o estágio e o modelo de desenvolvimento de cada país. É reconhecido que o papel da energia tende a ser mais importante nas primeiras etapas do desenvolvimento, quando a infra-estrutura econômica ainda está em formação, do que nas etapas posteriores. Nos estágios mais avançados do desenvolvimento, o consumo de energia aumenta abaixo do crescimento do produto interno, porque as atividades econômicas que mais crescem são as industriais de alta tecnologia e os serviços, as quais consomem menos intensivamente energia.

O progresso técnico tem forte influência tanto sobre o consumo de energia como sobre a sua oferta. Pelo lado da demanda, o progresso técnico reduz progressivamente as necessidades de consumo de energia por unidade produzida, ao melhorar a eficiência das máquinas e dos processos industriais. O progresso técnico também altera a estrutura do produto em benefício das atividades que utilizam menos intensivamente energia como as industriais de alta tecnologia e os serviços. Nesse contexto, deve-se esperar que os países que se industrializam mais tardiamente utilizem menos quantidade de energia do que os pioneiros. Pelo lado da oferta, o avanço tecnológico também contribui para baixar os custos de produção da energia e aumentar o escopo de recursos exploráveis a um determinado custo. Porém, o progresso técnico nem sempre consegue contrabalançar as tendências negativas de depleção das energias não renováveis (fósseis principalmente) e do acúmulo de poluição no meio ambiente [10].

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os desafios colocados pelas necessidades de abastecimento energético das sociedades modernas são muito mais complexos. Tendo em vista a importância central da energia para o processo de desenvolvimento econômico, o Estado interferiu desde muito cedo na oferta para que ela se expandisse de acordo com as necessidades de consumo. Também o Estado foi decisivo para determinar que o preço cobrado pela energia não fosse desfavorável ao consumidor. Nessa atividade, onde a economia de escala tende a impor grandes monopólios como forma de organização econômica mais eficiente, o Estado interferiu para que o preço cobrado pela energia não fosse prejudicial ao consumidor. Senão os grandes grupos econômicos se aproveitariam do fato que a energia é um bem essencial a qualquer atividade econômica e social para fixar preços muito acima dos custos.

Esse papel preponderante do Estado tendeu a reduzir-se desde o final da década de 70, quando os países desenvolvidos tomaram uma série de iniciativas para abrir seus mercados de energia à concorrência de novos produtores. Tal mudança é relativamente compreensível para esses países dado o estágio de desenvolvimento de suas economias, nas quais o consumo de energia cresce abaixo do produto e porque o progresso técnico, visível, sobretudo no setor de geração elétrica, abre a possibilidade para entrada de novos produtores. Ainda assim, mais recentemente as reformas de abertura do mercado e de privatizações do setor elétrico mostraram suas limitações em vários desses países desenvolvidos devido à incapacidade do setor privado em realizar os investimentos necessários para a expansão da oferta. Com efeito, embora o consumo de energia primária cresça relativamente pouco nesses países, aproximadamente 1,4% a.a., o mesmo não acontece com o de energia elétrica, que tem crescimento superior de 2,1% a.a. [24].

Houve, também, a adoção dessas reformas por países em desenvolvimento. De maneira geral, as privatizações foram guiadas por necessidades alheias ao setor energético, a principal sendo a de atrair investimentos estrangeiros diretos para fechar as contas do Balanço de Pagamentos. O capital estrangeiro que adquiriu a maior parte das empresas estatais buscava, sobretudo, a valorização de ativos financeiros. Os problemas de instabilidade de taxa de câmbio, enfrentados pelas moedas desses países, logo tornou demasiadamente arriscado esse tipo de aplicação. Em decorrência, os ganhos, para os países em desenvolvimento, em termos de ampliação da capacidade de investimento e da oferta foram muito limitados e insuficientes para fazer frente às necessidades de expansão da demanda. Como foi visto, as necessidades de expansão da oferta são muito

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

mais amplas nesses países, em termos relativos, do que nos países desenvolvidos. Ademais, os governos dos países em desenvolvimento perderam, em função das privatizações realizadas na década passada, o controle sobre importantes instrumentos de política energética, industrial e social. A tentativa de substituir a coordenação direta do Estado, realizada através das empresas estatais, pela indireta, da regulação e dos contratos foi mal sucedida.

No Brasil, com as privatizações e a assinatura de novos contratos de concessão o poder de barganha das empresas energéticas privadas aumentou, conduzindo à fixação de tarifas mais elevadas e tolhendo o Estado de um importante instrumento de indução de outras atividades econômicas. As estatais exerciam, também, um importante papel de induzir, através do seu poder de compras, o desenvolvimento da indústria local de equipamentos e de serviços de engenharia. A tentativa foi de substituir a política industrial direta das estatais, realizada através do seu poder de compra, por mecanismos regulatórios.

As transformações que sofreu o Setor elétrico brasileiro na década de 90 motivaram o surgimento de teorias e técnicas de planejamento que buscaram equacionar riscos e incertezas. Antes, com o setor dominado por empresas estatais, partia-se do pressuposto de que o risco não era grande problema porque os eventuais prejuízos eram socializados. Diante do novo cenário, os empresários, para simular a reação de seus competidores, investiram pesado em técnicas para equacionar riscos e incertezas [25].

Hoje, o Estado busca retomar o papel central das decisões no setor elétrico. Não se trata de uma volta ao passado, mas a busca da melhor forma de intervenção do Estado no setor por meio de políticas energéticas adequadas, regulação e planejamento.

Os ganhos do novo modelo advêm sobretudo da maior flexibilidade que ele proporciona à gestão das estatais, inclusive para se associar com o setor privado. Essa parceria pode ocorrer desde o nível produtivo, passando pelo financeiro e chegando ao tecnológico. A associação entre empresas em diferentes tipos de arranjos é uma característica distintiva da atual fase do capitalismo porque permite aumentar o potencial de inovação das empresas e a sua capacidade de adaptação a contextos instáveis. No caso do setor público, essa maior flexibilidade permitiu aumentar a capacidade de investimento das empresas estatais quando estas enfrentavam grandes limitações orçamentárias internas impostas pelo governo federal.

O desafio consiste em encontrar para o setor energético um equilíbrio saudável entre a flexibilidade do mercado e a capacidade de coordenação do Estado na consecução dos

objetivos de consolidação do processo de desenvolvimento. O setor privado tanto nacional quanto estrangeiro não apresenta uma grande capacidade de mobilização de investimentos produtivos, uma das razões principais sendo a sua inerente expectativa de rápido retorno financeiro. O setor energético, principalmente na condição brasileira de petróleos difíceis e predomínio hidroelétrico, requer horizontes de investimento mais amplos e taxas de retorno inicialmente mais baixas. Além de que o repasse do custo ao consumidor não se configura em uma estratégia adequada para o país por dificultar o desenvolvimento de outros setores. Essas observações mostram que o novo arranjo entre Estado e mercado deve de qualquer forma, num país com a demanda energética em forte expansão, prever uma presença importante do primeiro.

3.3 A Reestruturação Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O processo novíssimo de reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro iniciado em 2004 procurou assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta e assegurar que o setor fosse economicamente eficiente. Para tanto, foram adotados dois princípios básicos [23]:

- O estabelecimento da competição nos segmentos de geração e comercialização para consumidores livres;
- E o estabelecimento de monopólios regulados nas atividades de transmissão, distribuição e comercialização para consumidores regulados.

Em suma, toda a legislação que hoje norteia o Sistema brasileiro configura uma tendência à competição na medida em que o separou em quatro partes (geração, transmissão, distribuição e comercialização), definindo, claramente, que a primeira (geração) e a última (comercialização) estão abertas à concorrência enquanto as intermediárias (transmissão e distribuição) possuem preços regulados pelo regulador, ou seja, um “aluguel” da rede, para o “deslocamento” da energia de um gerador para um consumidor.

A legislação, igualmente, obriga aos proprietários das redes de transmissão e de distribuição a permitirem que novos entrantes as utilizem, ao preço dos respectivos “aluguéis”. Assim, qualquer produtor de excedentes injetáveis na rede poderá introduzi-los na rede seja para atender um consumidor próximo, seja para vendê-los à própria

concessionária. Essa característica é importante para a GD uma vez que pode “alugar” a rede da distribuidora e vender para ela ou a um consumidor livre.

Um dos principais desafios enfrentados na implementação de reformas no setor elétrico tem sido a coexistência de setores regulados e competitivos, a qual requer a adoção de algumas medidas, dentre as quais se destacam: a regulação por incentivos dos segmentos de monopólio natural através de ações que estimulem a eficiência e modicidade dos preços dos segmentos regulados; e a defesa da concorrência através de regulação de conduta e da estrutura. A primeira visa coibir o exercício de poder de mercado e a segunda promover o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, de forma a permitir efetivamente a competição na geração e comercialização. O livre acesso é garantido pela separação entre as atividades de geração, transmissão e comercialização.

3.4 Alguns Agentes Institucionais do Setor Elétrico e suas Funções

Para se estabelecerem as bases do Modelo do Setor Elétrico necessárias ao desenvolvimento deste trabalho, primeiramente se faz necessário definir o papel de cada agente institucional no modelo, como a seguir:

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – criada pela Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, a qual foi regulamentada pelo Decreto nº 2335, de 06 de outubro de 1997, e posteriormente alterada pelas Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998 e Lei nº 10848, de 15 de março de 2004. É o órgão regulador e fiscalizador do Setor Elétrico, ao qual lhe foi atribuído por delegação da União, o papel de Poder Concedente. Suas principais atribuições são [26]:

- Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do Sistema Elétrico;
- Realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e,
- Licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – criada pela Lei 10848, de 15 de março de 2004, em sucessão ao Mercado Atacadista de Energia. As responsabilidades da CCEE são [27]:

- implantação e divulgação das Regras de Comercialização e dos Procedimentos de Comercialização;
- administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- medição e registro da energia verificada;
- registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE;
- apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia;
- realização de leilões para compra de energia para os distribuidores, desde que autorizados pela ANEEL e,
- exercer as funções de contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo, nos dois ambientes de contratação.

A CCEE é constituída de uma Assembléia Geral, de um Conselho de Administração cujo presidente é indicado pelo MME e uma Superintendência. A CCEE é regida por um conjunto de Regras e Procedimentos comerciais, que devem ser cumpridos por todos os Agentes pertencentes à CCEE.

Operador Nacional do Sistema – ONS – criado pela Lei nº 9648 de 27 de maio de 1998, a qual foi regulamentada pelo Decreto nº 2655, de 02 de julho de 1998 e alterado pelo Decreto nº 5081, de 14 de maio de 2004. O ONS foi instituído como personalidade jurídica de direito privado, e sua principal atribuição é de [28]:

- coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, visando à otimização energética ao menor custo operacional com garantia dos padrões de segurança e qualidade, respeitando também, os condicionantes impostos pelo uso múltiplo da água e pelas limitações associadas às instalações de geração e transmissão do SIN.

A função desempenhada pelo ONS é parte integrante e necessária à prestação do serviço público de energia elétrica. Assim sendo, compete ao Poder Concedente regulamentar sua estrutura organizacional, bem como suas atividades operacionais, de forma a garantir que o desenvolvimento das ações do ONS seja efetuado com neutralidade, transparência, integridade, representatividade, flexibilidade e razoabilidade.

O ONS é regido por uma Assembléia Geral, por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva. O Conselho de Administração, é composto de representantes das categorias Produção, Transmissão e Consumo. O ONS é dirigido por um Diretor-Geral e 4 Diretores em regime de colegiado, sendo três indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor-Geral, e dois pelos agentes.

3.5 Algumas Definições

São necessárias algumas definições, para o completo entendimento da regulamentação que trata da comercialização do setor elétrico brasileiro, apresentadas a seguir.

VR – Valor Anual de Referência

O VR, descrito no Artigo 34 do Decreto 5163/04 [29], representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores nos processos de licitação na modalidade de leilão. O VR serve como base para repasse dos distribuidores às tarifas de fornecimento e é publicado anualmente pela ANEEL. O VR indica, uma vez que é baseado nas contratações reguladas de compra de energia dos distribuidores, o nível de modicidade que as contratações e comercializações que margeiam todo o setor elétrico devem ser realizadas. Por conseguinte, o VR representa a base para o cálculo de limites de contrato de geração distribuída, leilões de ajuste e valores de penalidades, uma vez que o repasse da distribuidora para o consumidor final é limitado ao valor de VR.

A metodologia que caracteriza a formulação do VR se baseia nas seguintes condições:

- Para os anos de 2005 e 2006, o VR corresponderá ao valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004, para início de entrega naqueles anos; e
- Para os anos a partir de 2007 inclusive, o VR será uma média ponderada do custo de aquisição de leilões de energia nova para cinco e três anos, conforme (3.1) que se segue.

$$VR = \frac{VL5XQ5 + VL3XQ3}{Q5 + Q3} \quad (3.1)$$

Onde:

VL5 e VL3 - valores médios, em R\$/MWh, de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados com cinco e três anos respectivamente de antecedência, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 e Q3 – quantidades totais, expressas em MWh por ano adquiridas nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados com cinco e três anos respectivamente de antecedência.

Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais são instrumentos financeiros que definem que um ativo será entregue num dado momento no futuro por um preço acordado e num local determinado, protegendo assim geradores e demandas contra flutuações de preço no curto prazo. Os contratos bilaterais podem ser de curto prazo (períodos menores de atendimento – no máximo um ou dois anos) ou de longo prazo (períodos maiores de atendimento como dez, vinte ou trinta anos).

Energia Assegurada

A Energia Assegurada do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma. O valor da Energia Assegurada do Sistema é obtido por meio de simulações da operação.

A Energia Assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Energia Assegurada do Sistema, e constitui a quantidade de energia que a usina pode comercializar em contratos de longo prazo.

Consumidores Livres e Cativos (ou Regulados)

No modelo de comercialização atualmente adotado no Brasil, existem dois tipos de consumidores: os 'livres', e os 'cativos' ou regulados .

Inicialmente foram considerados livres os consumidores acima de 10 MW, em tensão igual ou superior a 69 kV, e os novos consumidores (instalados após julho de 1995) acima

de 3 MW. Em julho de 2000, todos os consumidores com potência instalada acima de 3 MW, em tensão igual ou superior a 69 KV, passaram a ter opção de se declararem livres. Consumidores livres podem optar entre:

- continuar sendo atendidos pelo distribuidor local;
- comprar energia diretamente de um produtor independente; ou
- comprar energia por meio de um comercializador.

Os consumidores livres devem pagar, se for o caso, uma tarifa à distribuidora local pelo uso do sistema de distribuição.

Os consumidores regulados são obrigados a adquirir energia da concessionária local de distribuição.

3.6 O Processo de Contabilização e Comercialização de Energia realizado pela CCEE

3.6.1 Contabilização e Liquidação de Diferenças Contratuais

O processamento da contabilização e liquidação da energia elétrica produzida e consumida no Brasil ocorre na CCEE.

Basicamente, a contabilização da CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes de mercado e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

As empresas geradoras, onde estão incluídos geradores de GD, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram na CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada na CCEE, ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e para cada patamar de carga (leve, médio e pesado), mensalmente. É o chamado mercado de curto prazo ou "spot" [27].

Pode-se dizer então que a contabilização da CCEE é baseada nas diferenças entre o contratado e o consumido. Essa diferença de energia é liquidada no mercado de curto prazo ou *spot*, como pode ser observado na Figura 3.1.

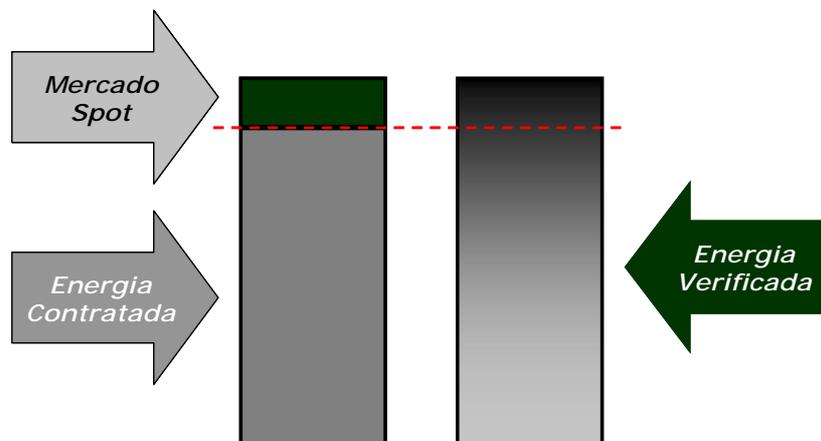


Figura 3.1 - Caracterização do Mercado de Curto Prazo da CCEE

Para que o cálculo do PLD represente mais adequadamente as especificidades de cada região do Brasil e horário de consumo, foram instituídos os termos a seguir:

- Submercados

Os submercados são divididos em Sudeste e Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte e representam as regiões geoeletricas interligadas do Brasil. As divisões dos quatro submercados foram estabelecidas a partir de limitações do sistema de transmissão de uma região a outra.

- Patamares de Carga

Os patamares de carga representam um período de tempo com determinado número de horas, caracterizado por valores similares de carga. Para o SIN as horas do dia são agregadas em 3 patamares de carga: Leve, Média e Pesada.

Dessa forma, o PLD é calculado em R\$/MWh em base *ex-ante* (considerando informações previstas de disponibilidade de geração, vazões afluentes e carga, ou seja, é calculado antes da semana de operação se verificar) para os três níveis de patamares de carga, para cada um dos quatro submercados e para as semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta-feira, podendo conter dias de dois meses adjacentes. O preço servirá para a liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes, ou seja, a diferença entre a energia contratada dos agentes e a energia verificada (de categoria geração ou consumo) é comprada ou vendida no curto prazo ao PLD

O PLD tem como base o CMO - Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo. A base de dados e premissas para a formação do PLD são similares às do

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

CMO, à exceção de que no cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas à cada submercado e a energia de teste das unidades geradoras, com o objetivo de que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo

O CMO representa o custo, em R\$/MWh para produzir 1 MW de energia a mais para o sistema. São utilizados atualmente, dois modelos matemáticos para calcular o CMO [27]:

(i) Modelo Newave – Modelo utilizado para otimizar a política de operação num horizonte de médio prazo (5 anos), discretizado mensalmente. Tem como objetivo definir a proporção ótima de geração hidráulica, térmica e intercâmbio entre submercados e avalia o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios versus o custo do combustível das usinas termelétricas. O Newave cria a Função de Custo Futuro que relaciona o valor esperado dos custos futuros, volume dos reservatórios e tendência hidrológica.

(ii) Modelo Decomp – Modelo de otimização utilizado para horizontes de curto prazo (12 meses) e utiliza a Função de Custo Futuro do Modelo Newave como um dado de entrada. O primeiro mês é representado em base semanal e, através de uma árvore de possibilidades de vazões aleatórias e do parque gerador (usinas hidrelétricas e térmicas), determina o despacho por usina de forma a minimizar o custo esperado de operação para a primeira semana do período considerado.

O valor máximo do PLD (“teto”) é definido com base no custo variável de operação da geração térmica mais cara disponível participante do despacho centralizado.

O valor mínimo do PLD (“piso”) é estabelecido pela ANEEL, contemplando os custos da operação e a manutenção das usinas hidrelétricas e as compensações financeiras pelo uso dos recursos hídricos.

A liquidação ocorre *ex-post* (considerando informações verificadas de geração e consumo, ou seja, é calculado após o término do mês de operação se verificar), no máximo em base mensal, sempre ao preço de liquidação de diferenças – PLD. Na Figura 3.2, pode-se observar o histórico dos preços da CCEE, e observar como eles variam em funções de condições do sistema como níveis de armazenamento, etc.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

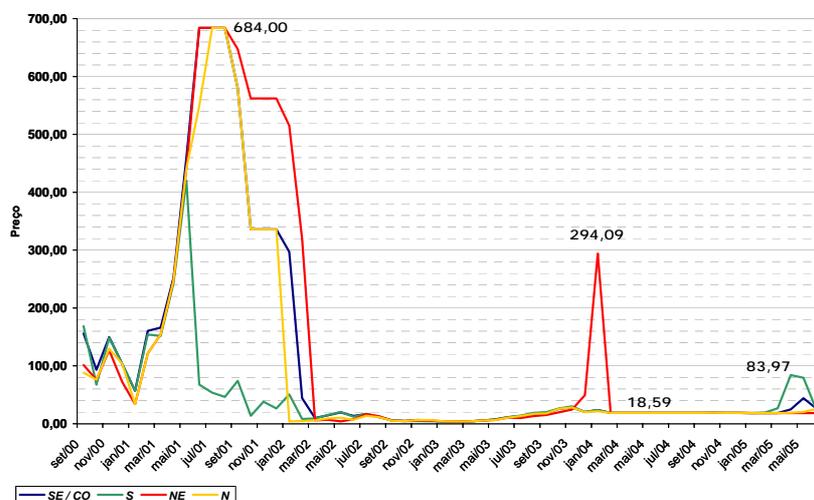


Figura 3.2 - Histórico de Preços da CCEE
Fonte: [27]

3.7 O Modelo Institucional do Setor Elétrico proposto pela Lei 10848/04

O Novo Modelo Institucional para o setor elétrico foi proposto pelo MME – Ministério das Minas e Energia – e institucionalizado através da Lei 10848, de 15 de março de 2004 [30]. O Modelo tem como objetivos principais [31]:

- promover a modicidade tarifária, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A base da modicidade tarifária é a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. As principais ações para promover essa eficiência são:

- proceder a compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”;
- contratar energia por licitação conjunta dos distribuidores (*pool*), visando obter economia de escala na contratação de energia de novos empreendimentos, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento; e
- contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação.

O conceito de *pool* exige que todos os distribuidores venham a ter, em conjunto, um *portfólio* de contratos de geração igual, para que todos os consumidores regulados do país tenham acesso ao mesmo conjunto de geradores de energia em benefício da modicidade tarifária, com exceção apenas dos sistemas isolados.

Com esse novo modelo do setor elétrico nacional, o Ministério de Minas e Energia - MME passou a ser o poder concedente e centralizador das decisões do setor. O governo tem a responsabilidade pela escolha dos dirigentes dos órgãos responsáveis pela operação do sistema elétrico, assim como pelas licitações de compra de energia das geradoras pelas distribuidoras.

Desde então, as empresas de distribuição só podem comprar energia por meio de licitações pelo menor preço. O objetivo é oferecer, no futuro, menores tarifas ao consumidor. Nesse novo modelo, todos os esforços estão voltados para a modicidade tarifária e a estabilidade regulatória, para atrair investimentos. A geração distribuída, junto com outros geradores de energia elétrica do país poderá ofertar energia ao *pool* desde que aceite tarifas módicas de venda.

3.7.1 Ambientes de contratação do Setor Elétrico

Com a Lei 10848/04 [30], foram criados dois ambientes de contratação:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR [32] - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores de tarifas reguladas (consumo dos

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária, e

- Ambiente de Contratação Livre – ACL [32] - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

Em termos comerciais, o ACR pode ser visualizado como uma “cooperativa” que agrega as demandas de vários distribuidores e tem contratos com um conjunto de geradores. A contabilização e a liquidação dos contratos desta “cooperativa” são idênticas às dos agentes do ACL e seguem basicamente as regras de mercado atuais, publicadas pela CCEE. Em particular, as diferenças entre valores contratados e efetivamente consumidos do ACR são contabilizadas e liquidadas no curto prazo ao PLD.

No ACR, a modalidade de contratação entre geradores e distribuidores será sempre por licitações a tarifas reguladas e estipuladas pelo governo no intuito de se obter sempre a modicidade tarifária. As opções de licitações serão as que se seguem:

(a) Licitações de Contratos Bilaterais de Longo Prazo

Nessas licitações será ofertada separadamente a energia existente (usinas já em operação comercial) e a energia nova (usinas a serem construídas). Os prazos de duração de contrato serão em média de 8 anos e 15 a 30 anos para licitações de energia existente e energia nova respectivamente.

(b) Licitações de Contratos Bilaterais de Ajuste

Os contratos de ajuste serão contratos de curto prazo com no máximo 2 anos de vigência. Os mesmos são necessários para ajustar a contratação das distribuidoras, uma vez que as mesmas devem realizar sua previsão de carga para as contratações de longo prazo de (a). Em outras palavras, caso no decorrer de 8 ou 15/30 anos que se encontram contratadas a partir de (a) as distribuidoras sintam necessidade de reverem sua previsão de carga, os contratos de ajuste servirão para esse fechamento entre a nova previsão de carga e o montante previamente contratado em licitações de contratos de longo prazo.

A participação dos agentes nos ambientes de contratação se dá da seguinte forma:

- *Geradores*

Todos os geradores, sejam concessionários de serviço público de geração, sejam produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes,

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

podem comercializar energia em ambos os ambientes, caracterizando-se a geração como um segmento competitivo.

A GD, assim como os demais geradores, poderá ofertar sua energia nos dois ambientes. Ressaltam-se algumas diferenças para mercado da GD nos dois ambientes de contratação de energia:

(i) No ambiente de contratação regulada, a GD deverá ofertar sua energia nas licitações de menor tarifa propiciadas pelo governo. Para tanto a GD deverá estar disposta a vender sua energia pelas tarifas módicas indicadas nas licitações competindo assim com a geração centralizada, que geralmente admite tarifas inferiores às aceitas pela GD. Outro fato importante para a venda de energia pela GD para licitações no *pool* é que para a energia transacionada no ACR, o gerador deverá se conectar à rede básica (rede de transmissão) e pagar um “pedágio” pelo uso da mesma. A GD, que deverá estar localizada na rede de distribuição por definição, deverá requerer a conexão e acesso à rede básica e imputar esse custo em sua tarifa de venda.

(ii) No ambiente de contratação livre, os contratos são livremente negociados inclusive a tarifa. Nesse ambiente, a GD obterá mais oportunidades de mercado por poder negociar a tarifa que a melhor equilibra financeiramente e, caso forneça sua energia para um consumidor livre localizado na rede de distribuição que faz parte, a GD não incorrerá em custos de conexão ao sistema de transmissão. Caso contrário, a explanação relativa a custos de conexão no sistema de transmissão realizada no item anterior é igualmente pertinente para esse item.

(iii) A GD é a única modalidade de geração que possui, como incentivo, ademais das possibilidades de contratação dos itens (i) e (ii), a facilidade de contratação direta com a distribuidora localizada na mesma rede de distribuição a qual ela pertence até o limite de 10% da carga da distribuidora. Essa contratação poderá ocorrer sem necessidade de licitação regulada pelo governo, somente a partir de chamada pública da distribuidora e terá tarifas livremente negociadas entre as partes. Notadamente, observa-se um incentivo, por parte da legislação vigente a maior utilização da geração distribuída na matriz energética brasileira.

(iv) A GD também poderá se caracterizar como autoprodutora e fornecer energia para consumo próprio. Essa possibilidade é bem explorada por grandes consumidores da indústria, siderurgia e metalurgia.

(v) A GD poderá também vender energia a comercializadores que representem consumidoras livres. Se os referidos consumidores livres se localizarem na mesma rede

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

de distribuição que se localiza a GD, não será necessária a conexão de ambos à rede de transmissão. Caso contrário, a GD e o consumidor livre deverão se conectar à rede de transmissão vindo a ser despachados centralizadamente pelo operador do sistema.

(vi) Assim como para todos os geradores de energia elétrica do Brasil, a GD obterá, através de resolução do regulador – ANEEL, um nível de energia assegurada, que caracteriza a energia disponível da GD para contratação. Essa energia poderá ser contratada via itens (i), (ii), (iii), (iv) e (v), conforme opção do proprietário da GD. Caso, no período de contabilização, a totalidade dessa energia assegurada não se encontrar contratada, a diferença será vendida ao mercado de curto prazo e valorada ao PLD e a GD incorrerá em penalidades por insuficiência de lastro de geração.

- **Distribuidores**

Os distribuidores só podem participar do ambiente regulado. No ambiente regulado, os distribuidores deverão participar de leilões de energia existente e nova e leilões de ajuste de carga. A exceção para contratação dos distribuidores ao ambiente regulado é a possibilidade de contratação direta com a GD desde que a mesma esteja localizada na rede do distribuidor e no teto de 10% de sua carga.

- **Consumidores Livres ou Comercializadores**

Os consumidores livres e os comercializadores só podem participar do ambiente livre.

Uma vez que os consumidores livres participam do ACL onde os contratos, incluindo tarifas, são livremente negociados, observou-se um acréscimo na quantidade de consumidores que, antes representados pelas distribuidoras, optaram por tornar-se livres de modo e conseguir opções de mercado melhores. Pode-se observar, na Figura 3.3, o crescimento do número de consumidores livres na CCEE.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA



Figura 3.3 - Evolução do Número de Consumidores Livres no Setor Elétrico
Fonte: [27]

Uma visão geral do Modelo de Contratação de Energia e das relações entre os ambientes de contratação são apresentadas nas Figuras 3.4 e 3.5 respectivamente, com indicação da coexistência dos dois ambientes de contratação, da caracterização da geração como atividade competitiva e regimes possíveis de contratos nos dois ambientes.

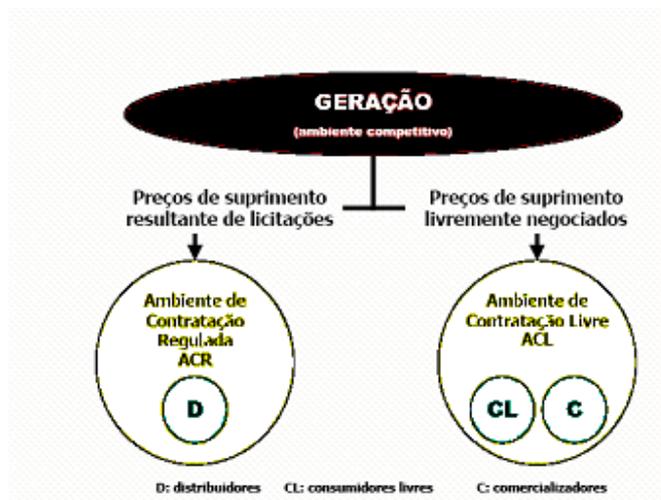


Figura 3.4 – Caracterização dos Ambientes de Contratação do Setor Elétrico
Fonte:[27]

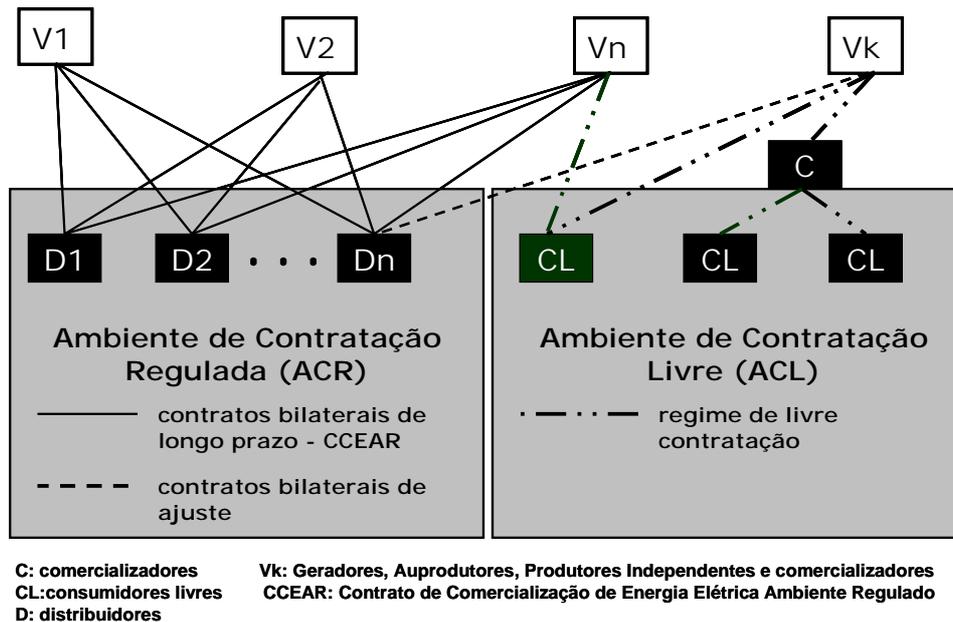


Figura 3.5 – Relações dos Ambientes de Contratação do Setor Elétrico
 Fonte:[27]

3.7.1.1 Contratação de energia no ACR

A característica básica da contratação de energia no ACR é a realização de contratos bilaterais de cada gerador com todos os distribuidores e desse modo, incentivos aos distribuidores para contratação eficiente.

A contratação de usinas hidrelétricas ou termelétricas por meio de licitações é sempre realizada em ordem crescente das respectivas tarifas. São contratadas as usinas nesta ordem, mantida a proporção hidro-térmica, até a última que faça a energia acumulada igualar à demanda licitada.

Cada gerador contratado na licitação deve assinar contratos bilaterais separados com cada distribuidora. A soma das energias contratadas pelas licitações do ACR com os distribuidores é igual à energia licitada do gerador. O objetivo desse tipo de contratação é propiciar economia de escala na licitação para a nova energia, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equalizar as tarifas de suprimento dos distribuidores.

3.7.1.2 Contratação de energia no ACL

No ACL, os contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes, etc. a critérios dos próprios interessados.

3.8 O Papel de cada Agente no Modelo de Comercialização Brasileiro

3.8.1 Geradores

A atividade de geração é competitiva. Todos os geradores podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL.

Podem ser geradores [32]:

- Concessionários de Serviço Público de Geração;
- Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIE's;
- Autoprodutores;
- Geradores distribuídos – GD, que podem também ser classificados como PIE's ou autoprodutores.

Os geradores, inclusive a GD, podem vender energia para:

- conjunto de distribuidores, no ACR, mediante licitação, por meio da CCEE, com o objetivo contratação regular de longo prazo;
- comprador individual, por intermédio de leilão público de compra operacionalizado pela CCEE, com vistas à contratação regular de curto prazo (ajuste);
- constituição de reserva;
- consumidores livres;
- comercializadores, para atendimento a consumidores livres;
- consumidores regulados (atendidos por concessionárias de distribuição), desde que integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o gerador também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

- exportação, dependendo de autorização do Poder Concedente e de registro das operações na CCEE.

Os geradores podem ser classificados em:

- Hidrelétricos – geração despachada de forma centralizada;
- Termelétricos – geração despachada de forma centralizada;
- Hidrelétricos ou Termelétricos – Geração Distribuída. A contratação de geração distribuída, por não ser despachada centralizadamente, poderá ser feita diretamente por distribuidores, quando conectadas na sua rede de distribuição, comercializadores ou consumidores livres e por distribuidores no ACR, através de leilões regulados da CCEE, como explicitado anteriormente.

3.8.2 Consumidores Livres

Os consumidores livres são aqueles definidos em 3.5. Os prazos para consumidores que podem se caracterizar como livres de acordo com a legislação vigente, caso estejam considerados pela distribuidora como consumidores cativos, migrarem para o ACL são os seguintes [31]:

- demanda máxima de 3 a 5 MW: 1 ano;
- demanda máxima de 5 a 10 MW: 2 anos;
- demanda máxima acima de 10 MW: 3 anos.

Esses prazos representam o período necessário para comunicação desses consumidores à distribuidora de que se tornarão livres, de modo que a mesma refaça sua previsão de carga desconsiderando o atendimento a esses consumidores.

O caso inverso, ou seja, o retorno de um consumidor livre à condição de consumidor com contrato regulado (cativo) com o distribuidor deverá ser solicitado com antecedência mínima de 5 anos.

A condição de consumidor livre não desobrigará o consumidor dos encargos considerados para os distribuidores como compra da parcela do PROINFA.

Ao consumidor livre também é aplicada penalização prevista por subcontratação, como ocorre aos distribuidores.

3.8.3 Comercializadores

Os comercializadores podem desempenhar as seguintes atividades:

- comprar e vender energia de geradores;
- comercializar energia com consumidores livres;
- comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando dos leilões promovidos pela CCEE (contratação de curto prazo de ajuste);
- representar geradores nos leilões de mercado do *pool*.

3.8.4 Distribuidores

A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia somente a consumidores com tarifas e demais condições de fornecimento reguladas pela ANEEL [32].

A estratégia de suprimento para a concessionária de distribuição deve envolver questões legais, como a elaboração de cenários de expansão do mercado consumidor regulado, cenários de oferta de energia, hidrologia, preços do curto prazo, índices macroeconômicos, etc.

De acordo com o Artigo 2º do Decreto 5163/04 [29], que regulamenta a Lei 10848/04 [30], os distribuidores devem garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na CCEE.

Para isso, de acordo com o Artigo 13 do referido Decreto [29], para o atendimento da totalidade do mercado dos distribuidores, será contabilizada a energia elétrica:

- contratada anteriormente à data de publicação da Lei 10848/04 [30];
- contratada nos leilões de compra de energia elétrica de empreendimentos existentes ou novos promovidos pela CCEE;
- contratada nos leilões de ajuste promovidos pela CCEE;
- proveniente de Itaipu Binacional (para as distribuidoras do Sul e Sudeste);
- proveniente da primeira etapa do PROINFA;
- proveniente de geração distribuída.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Ressalva-se o fato de que o montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição e que o montante total de energia contratado proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do distribuidor.

Caso a distribuidora não contrate cem por cento de seu mercado de acordo com os itens acima, deverá comprar (caso esteja subcontratada) ou vender energia (caso esteja sobrecontratada) no mercado de curto prazo (*spot*) e estará sujeita a aplicação de penalidades pelo não cumprimento do Artigo 2º do Decreto 5163/04 [29].

Essas características para a contratação de distribuidoras colocam a GD no rol da opção mais flexível de contratação com a distribuidora uma vez as contratações em leilões regulados (longo prazo ou ajuste) são somente viabilizadas pela CCEE, que estipula a data do início e o período de suprimento desses contratos oriundos de leilões. Como a contratação pela distribuidora com a GD é livre de licitação e poderá abranger início e período de suprimento livremente negociados pelas partes, essa possibilidade poderá incorrer para a distribuidora uma melhor condição de alocação de seus erros de previsão de carga que podem ser revistos periodicamente.

Os distribuidores não podem comercializar energia para consumidores livres, a não ser em condições totalmente reguladas.

As atividades de geração e distribuição devem ser segregadas, devendo os distribuidores constituir empresas próprias para abrigar essas unidades, estabelecendo contratos bilaterais que cubram o período hoje abrangido pelo contrato para atendimento próprio vigente. O mesmo deve ocorrer para as distribuidoras que possuíam geração distribuída.

Ao fim desses contratos, não será mais admitido que distribuidores detenham geração para atendimento próprio, permitindo-se contratos de compra e venda de energia entre partes relacionadas, apenas quando decorrentes de processo de contratação via CCEE.

3.8.4.1 Condições para Suprimento do Mercado de uma Concessionária de Distribuição

A partir do modelo institucional criado pela Lei 10848/04 [30] e regulamentado pelo Decreto 5163/04 [29], as concessionárias de serviço público de distribuição não podem exercer atividades atípicas ao setor elétrico e também não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres. A exceção a essa regra

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

será atividade de geração por meio de geração distribuída para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

Os distribuidores dispõem ainda de instrumentos de gestão de riscos e incertezas, tais como a contratação de ajustes com um ou dois anos de antecedência, a recontração de energia existente nos leilões anuais e o recebimento, ou a transferência, sem custos, de excedentes de contratos de energia de outros distribuidores, denominado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, que é definido no item abaixo.

Os riscos mencionados se referem à exposição em que a distribuidora poderá incorrer quando da liquidação. Esse risco está associado às incertezas na previsão da demanda referente ao consumo regulado, de responsabilidade dos distribuidores.

3.8.4.1.1 MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits representa uma possibilidade, realizada anualmente, de rateio de parcela de contratos regulados entre distribuidoras caso se verifique a situação de uma distribuidora apresentar um déficit e outra apresentar um sobra no mesmo montante de energia. Esse rateio poderá ocorrer somente no âmbito do *pool*, ou seja, somente contratos regulados de licitações do ACR poderão ser rateados. Essa transação não incorrerá em ônus financeiro.

A necessidade de rateio dos contratos poderá ocorrer devido ao:

- exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor; e
- outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores.

A compensação total para cada agente de distribuição significa o cálculo do total de sobra do agente de distribuição que poderá ser transferida para agentes de distribuição que apresentem déficit.

3.8.4.2 Desvios na contratação dos distribuidores e aplicação de penalidades

Para efeito de contabilização e liquidação, as diferenças contratuais para os distribuidores são valoradas ao PLD e liquidadas mensalmente.

A despeito da contabilização e da liquidação serem realizadas em base mensal, os ganhos, as perdas e as penalidades decorrentes dos desvios contratuais dos distribuidores serão objeto de conciliação anual, de modo a levar em conta os efeitos da sazonalidade do consumo, bem como as variações intra-anuais atípicas que possam se compensar [27].

Para efeito de aplicação de penalidades, os distribuidores deverão comprovar contratação de 100% de seu mercado medido, em base anual.

Quando a distribuidora estiver sobrecontratada, a liquidação das diferenças produzirá ganhos ou perdas de receita, caso o PLD mensal seja maior ou menor que o preço de aquisição no *pool* (contratos), respectivamente. A apropriação desses ganhos e perdas observa:

- até 3% de sobrecontratação:
 - ganhos serão apropriados pela distribuidora e
 - perdas serão repassadas ao consumidor (tarifa) no ano seguinte;
- além de 3% de sobrecontratação:
 - ganhos serão apropriados pela distribuidora, mas
 - perdas também serão absorvidas pela distribuidora.

Para efeito de conciliação anual, deve-se considerar, que quando a distribuidora estiver subcontratada (exposição no curto prazo), será permitido repasse à tarifa no ano seguinte do menor valor o entre PLD (custo da aquisição no curto prazo em base anual) e o VR. Nesse caso, adicionalmente, a distribuidora pagará penalidade. A penalidade para o mês de apuração é calculada multiplicando-se o Nível de Insuficiência de Contratação da Distribuidora no mês de apuração pelo maior valor entre a média dos PLD's do mês de apuração e o Valor Anual de Referência – VR, conforme expressão abaixo [27]:

$$P = \text{Max} (VR, \text{PLD}) * \text{NIC} \tag{3.2}$$

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

onde

P - penalidade no mês de apuração (em R\$);

VR – Valor Anual de Referência (em R\$/MWh);

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças em base anual por submercado (em R\$/MWh);

NIC – Nível de Insuficiência de Contratação da Distribuidora no mês de apuração (em MWh/mês).

O Nível de Insuficiência de Contratação da Distribuidora para o mês de apuração é calculado a partir das equações (3.2) e (3.3).

A priori é calculado o Nível de Cobertura de Consumo da Distribuidora na equação (3.3). Esse valor será necessário para o cálculo do Nível de Insuficiência de Contratação da Distribuidora apresentado em 3.3.

$$NCC = \frac{E_{\text{contratada}}}{E_{\text{consumida}}} \quad (3.3)$$

onde

NCC – Nível de Cobertura de Consumo da Distribuidora;

$E_{\text{contratada}}$ – Energia Contratada pela distribuidora nos últimos 12 meses (em MWh);

$E_{\text{consumida}}$ – Energia Consumida pela distribuidora nos últimos 12 meses. (em MWh).

O Nível de Insuficiência de Contratação da Distribuidora é calculado da seguinte forma:

$$NIC = (1 - NCC) \frac{E_{\text{consumida}}}{12} \quad (3.4)$$

onde

NIC – Nível de Insuficiência de Contratação da Distribuidora (em MWh/mês).

A fração $\frac{E_{\text{consumida}}}{12}$ representa o consumo médio dos últimos 12 meses.

Dessa forma, a verificação para a aplicação de penalidades é feita mensalmente, com base nos resultados dos últimos doze meses (média móvel).

Os resultados da aplicação de penalidades serão revertidos para a modicidade tarifária no ACR.

3.9 O Papel da Geração Distribuída no Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

As incertezas associadas à afluência dos reservatórios, competição entre os agentes, preocupações ambientais, etc., evidenciam a importância da adoção de estratégias criativas para aliviar condições críticas de suprimento de energia elétrica.

Merecem especial atenção, pela flexibilidade de operação que proporcionam, por seu custo relativamente baixo e pela factibilidade de implementação, as estratégias que buscam atingir tais objetivos mediante a suplementação das fontes convencionais de energia via geração local de pequeno porte.

Com a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) no novo modelo competitivo do setor de energia elétrica, vários consumidores se sentem estimulados em suprir parcial ou totalmente sua carga com geração própria, podendo inclusive vender o eventual excesso de energia à empresa concessionária de distribuição.

No Brasil, vários fatores contribuem para tornar a GD um caminho importante a curto prazo, como a elevação das tarifas de transmissão e a descoberta de novas reservas de gás natural. Além disso o país terá em breve uma política para o gás natural onde a co-geração ganhará importância por ser o uso mais eficiente deste nobre combustível.

A legislação brasileira através da Lei 10848/04 [30], do Decreto 5163/04 [29] em seu artigo 14 e da Resolução Normativa ANEEL Nº 167/05 [33] enquadra como geração distribuída a produção de energia elétrica para o empreendimento que estiver necessariamente conectado diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto:

- PCH's, que representam geração por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas, com potência instalada superior a 30MW; e
- Usinas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Para as usinas a biomassa e aquelas que utilizam resíduos de processo como combustível não é exigida a eficiência mínima de 75%.

Para a geração distribuída, ademais das PCH's, dispõem-se de diversas tecnologias de geração de pequeno porte, como o convencional grupo moto-gerador Diesel, as inovadoras microturbinas a gás, células de combustível e as fontes renováveis como as fotovoltaicas, eólicas, as movidas a biomassa e as que utilizam resíduos.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

É admitida por força da legislação vigente, a aquisição de geração descentralizada de pequeno porte (pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração) diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada à sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores de até 300 GWh) ou pertencente a terceiros.

A compra de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora e estas podem adquirir energia da GD até o limite de 10% de sua carga. Essa aquisição de geração distribuída poderá ocorrer à margem dos leilões, a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deve ser somente precedida de chamada pública e o preço da aquisição de energia através de GD poderá ser repassado à tarifa integralmente até o limite do Valor Anual de Referência – VR.

Uma das principais novidades introduzidas pelo novo marco regulatório do setor elétrico é o reconhecimento formal da GD e de sua participação efetiva no suprimento de energia às concessionárias.

Frise-se, outrossim, que este novo instrumento legal já demonstra, claramente, a intenção de incentivar a GD na medida em que abre uma exceção, na própria Lei, isentando-a do processo de licitação para aquisição da energia, por ela gerada, pelas distribuidoras; permite-se, assim, que a GD, quando inserida na rede de distribuição de uma dada concessionária, possa vender diretamente, a esta concessionária, a energia por ela produzida até o limite de 10% da carga da distribuidora.

Pode-se dizer que, a partir do Novo Marco Regulatório criaram-se as condições para a geração de um mercado prospectivo para a GD.

A geração distribuída poderá participar do mercado de energia elétrica no Brasil em diversas seguintes formas de contratação e os agentes de distribuição e consumidores livres. Em suma, a GD:

- poderá comercializar energia a partir de chamadas públicas diretamente com as concessionárias de distribuição no limite de contratação de 10% de suas cargas;
- poderá participar como gerador dos leilões regulados de energia nova e leilões de ajustes, ambos regulados e promovidos pela CCEE, com a autorização da ANEEL;
- poderá negociar contratos diretamente com consumidores livres ou comercializadores.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em consequência ao exposto acima, prevê-se que GD deverá participar do mercado de ajustes das distribuidoras, que terão de prever o seu mercado cinco anos a frente, uma vez que os projetos de GD têm um prazo de implantação mais curto que os grandes projetos, o que proporcionará as distribuidoras de optar pela geração distribuída por atenderem melhor ao seu planejamento de mercado.

A Figura 3.6 apresenta o nicho de comercialização para a geração distribuída no modelo do setor elétrico brasileiro, denotando a flexibilidade da mesma em alternativas de comercialização de modo a alavancar a maior participação da GD no mercado brasileiro.

A figura mostra claramente as etapas da geração central particionadas necessariamente pela cadeia de agentes de geração, transmissão e distribuição sendo esse segmento destinado ao atendimento dos consumidores cativos. A GD, por sua vez pode atender diretamente aos consumidores cativos e livres, caracterizando-o como uma maior simplicidade e flexibilidade nas alternativas de contratação.

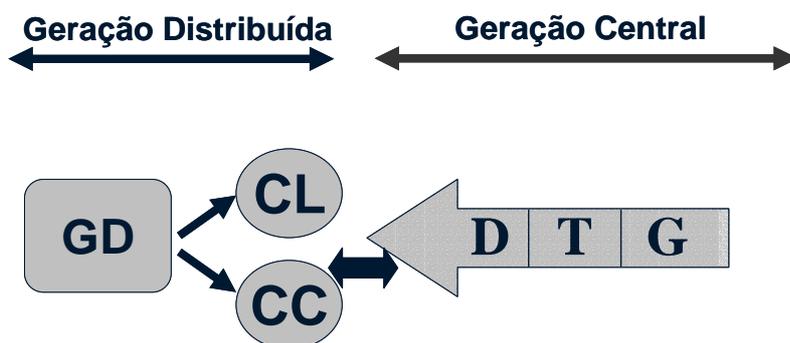


Figura 3.6 – Nichos de mercado para a GD no modelo do setor elétrico brasileiro

Onde:

GD – geração distribuída;

CL – consumidores livres;

CC – consumidores cativos;

D – agentes de distribuição;

T – agentes de transmissão;

G – agentes de geração.

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os custos evitados na transmissão e na distribuição, incluindo redução de perdas, deverão ser suficientes para compensar eventuais diferenças na tarifa do distribuidor ao consumidor cativo final, tomando como referência para repasse a tarifa da última licitação de geração novos empreendimentos ocorrida no âmbito do ACR.

Conforme explicitado acima, a entrada da GD cria um cenário propício ao desenvolvimento de uma nova cadeia de negócios na economia que propiciará inúmeras vantagens.

Como a oferta de energia elétrica no país se baseou na geração central e nos longos sistemas de transmissão, a incorporação da GD altera um paradigma e seu desenvolvimento precisa do concurso de novos atores e exige novas atitudes dos antigos. Assim, potenciais geradores distribuídos podem criar uma atitude pró-ativa para suprir suas necessidades de energia. Por outro lado, ao definir como tarefa central das distribuidoras a gestão do transporte da energia até os consumidores finais (atividade fio), a regulamentação retira resistências históricas à GD.

No novo contexto, o suprimento da GD complementa, com vantagem, o sistema atual. Os órgãos de regulação e planejamento tendem a adaptar suas normas e conceitos e o setor financeiro encontrará fórmulas para financiar este segmento.

No Brasil, existem algumas áreas bastante favoráveis a utilização de geração distribuída: a região Nordeste é uma forte candidata no que se refere à utilização da geração eólica e o Rio de Janeiro, em função da disponibilidade de gás natural. Sem dúvida, a facilidade de uso e disponibilidade de gás natural tem provocado grande interesse por tal tipo de geração. Em diversas localidades a presença de pequenas quedas d'água próximas à comunidades rurais enseja o aproveitamento energético através de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e o uso da biomassa e células solares também constituem opções a serem consideradas para GD.

3.10 O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

O consumo crescente e o impacto ambiental e social causados pelas fontes de energias tradicionais levaram governo e sociedade a pensar em novas alternativas para geração de energia elétrica. Segundo dados do Balanço Energético Nacional, mais de 40% da matriz energética do Brasil é renovável, enquanto a média mundial não chega a 14%. No

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

entanto, 90% da energia elétrica do país é gerada em grandes usinas hidrelétricas, o que provoca grande impacto ambiental, tais como o alagamento dessas áreas e a conseqüente perda da biodiversidade local [34]. Diante desse cenário, as fontes alternativas de energia como eólica, solar e biomassa são vistas com bons olhos. Além de causarem impactos menores, ainda evitam a emissão de toneladas de gás carbônico na atmosfera. O debate sobre os impactos causados pela dependência de combustíveis fósseis contribui para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio da geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis.

Para incentivar a utilização de fontes alternativas de energia, foi criada a Lei 10762 de 11 de novembro de 2003 [35], que criou o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA. O PROINFA é um programa de governo criado com o objetivo de alavancar a participação de fontes alternativas na matriz energética brasileira.

O objetivo principal do Programa é financiar, com suporte do BNDES, projetos de geração de energias a partir dos ventos (eólica), pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e bagaço da cana, casca de arroz, cavaco de madeira e biogás de lixo (biomassa).

O desenvolvimento dessas fontes inicia uma nova etapa no país. A iniciativa de caráter estrutural deverá promover ganhos de escala, aprendizagem tecnológica e competitividade industrial.

A proposta governamental assegura ao PROINFA a participação de um maior número de estados no Programa, incentivando a indústria nacional.

Uma das exigências da legislação é a obrigatoriedade de um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de construção dos projetos. Os critérios de regionalização estabelecem um limite de contratação por estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCH's. Caso não venha a ser contratada a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não contratado será distribuído entre os estados.

A contratação é para geração de 3.300 MW de energia, sendo 1.100 MW de cada fonte, com previsão de investimentos na ordem de R\$ 8,6 bilhões. A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo, assegura ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo.

O programa é destinado às fontes que podem ser integradas ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

CAPÍTULO 3. REGULAMENTAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PAPEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O potencial de energia eólica no Brasil, é duas vezes maior que o de hidrelétricas e equivale a 143 GW. No setor de biomassa que se iniciou com o setor agrícola, O Brasil tem boas perspectivas de geração de energia. Com relação às PCH's, existem impactos ambientais, entretanto a descentralização da geração de energia tem suas vantagens uma vez que as pequenas centrais têm um potencial razoável e perdas de transmissão menores.

A criação recente do PROINFA, é um progresso na política energética nacional, pois essas fontes teriam dificuldade em entrar espontaneamente no mercado. O PROINFA alavancará a maior produção de GD, uma vez que viabilizará a tecnologia e a produção de energia a partir de fontes alternativas.

A produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólica, biomassa e PCH, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2006, podem chegar a 6%. Após a primeira fase do PROINFA, que foi descrita acima, o montante de energia renovável a ser contratado será definido pelo MME, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não poderá exceder 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, quando comparados com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os acréscimos tarifários acumulados também não poderão superar 5%.

PROGRAMAÇÃO LINEAR FUZZY

4.1 Introdução

Seres humanos são capazes de lidar com processos bastante complexos, baseados em informações imprecisas ou aproximadas. A estratégia adotada pelos operadores humanos é também de natureza imprecisa e geralmente possível de ser expressa em termos lingüísticos.

Os modelos matemáticos convencionais são *crisp*, isto é, ambivalentes, determinísticos, precisos por hipótese e não-ambíguos.

Entretanto, algumas situações no mundo real apresentam incertezas, informações vagas e ambigüidades.

As características acima podem ser tratadas por vários métodos, alguns dos quais são resumidos a seguir [36]:

- Modelos Probabilísticos ou Estocásticos: quando existem informações passadas que podem ser modeladas por métodos freqüenciais;
- Análise de Intervalos: avaliação de como os dados representados por intervalos se propagam em operações aritméticas, cálculo diferencial e integral, etc.;
- Teoria dos Erros: avaliação de como erros são propagados ao longo de um processo experimental;
- Modelos *Fuzzy* (ou modelos baseados em Lógica *Fuzzy*): quando a incerteza deriva da imprecisão ou ambigüidade da informação ou conhecimento existente sobre o problema.

Os modelos *fuzzy* são utilizados em:

- Métodos de representação de conhecimento em linguagem natural;
- Modelagem de incertezas para as quais não são disponíveis dados estatísticos;
- Modelagem de conhecimento subjetivo;
- Medida da qualidade de conhecimento subjetivo;
- Integração de métodos lógicos e numéricos;
- Modelagem de restrições e objetivos não-rígidos (*soft constraints*).

A Teoria de Conjuntos *Fuzzy* e os Conceitos de Lógica *Fuzzy* podem ser utilizados para traduzir em termos matemáticos informações imprecisas expressas por um conjunto de regras lingüísticas. O resultado é um sistema de inferência baseado em regras, no qual a Teoria de Conjuntos *Fuzzy* e Lógica *Fuzzy* fornecem o ferramental matemático para se lidar com as tais regras lingüísticas.

A inclusão de incertezas no problema de otimização de sistemas requer a análise dos riscos associados, conjuntamente com o desenvolvimento de métodos de ajuda à decisão, sendo que estas soluções devem também satisfazer as restrições, para posteriormente serem analisadas pelo 'tomador de decisão'.

A introdução do tratamento de incertezas no planejamento originou dois novos conceitos: risco e robustez. A robustez é uma qualidade atribuída a um plano que se adapte a todas as incertezas, cumprindo todas as restrições.

A otimização *fuzzy* tem por objetivo contemplar características de flexibilidade e incertezas nas restrições, geralmente não encontradas nos modelos tradicionais.

A inclusão de incertezas no processo de otimização não depende somente de dados estatísticos. Algumas tecnologias aplicadas em Geração Distribuída utilizam recursos naturais, muitas delas com pouca garantia de provisão. Por isso, a utilização da teoria de conjuntos *fuzzy* surge como uma alternativa para a modelagem proposta neste trabalho.

4.2 Programação Linear (PL)

A Programação Linear (PL) se insere dentro dos métodos de Programação Matemática. Os métodos de Programação Matemática fornecem modelos, na sua maioria determinísticos, normativos (e otimizantes), visando problemas de decisão, bem estruturados, onde o grande desafio é a natureza combinatória das soluções. Por isso a programação linear é uma das técnicas de otimização mais utilizadas na solução de problemas de alocação de recursos, otimização de estratégias, etc.

A natureza repetitiva de PL e a necessidade de estruturar um problema em "forma padrão" para sua solução, tornam a identificação dos elementos particularmente importantes [37]:

- a) As variáveis de decisão ou atividades - X_j (geralmente não negativas);

- b) Os recursos escassos ou elementos restritivos (ou RHS – “Right Hand Side”) - B_i ;
- c) Os coeficientes tecnológicos ou utilização de recursos por unidade de atividade - a_{ij} ;
- d) As equações das restrições;
- e) Os benefícios (ou prejuízos) unitários - c_j - a serem utilizados na função objetivo;
- f) O critério para selecionar a solução ótima, chamado de Função Objetivo, a ser maximizada ou a ser minimizada;
- g) As variáveis de *folga* (slack): como X_{f1} , ou de *excesso* (*surplus*): como X_{f2} , sempre não negativas, a serem adicionadas (ou subtraídas) às restrições, para alterar as desigualdades para igualdades. As variáveis de folga representam o desperdício acarretado pela parte do sistema modelada pela restrição. Analogamente, para uma restrição linear, pode-se obter uma igualdade através da utilização de variáveis de excesso.

A solução ótima (quando ela existe) sempre será um ponto de “*quina*” ou um *ponto extremo* do conjunto convexo definido pelas restrições. De modo que a busca da solução ótima é um problema combinatório para encontrar a combinação de restrições que define o ponto ótimo. O método simplex (e suas variantes) geralmente é o utilizado pelos programas de computador para a solução de problemas de PL. Esse método de busca, que foi introduzido por G.B. Dantzig na década de quarenta, consiste em encontrar os vértices (que correspondem a soluções iniciais) na direção de aumento da função objetivo, até a obtenção do vértice ótimo (solução ótima).

O conjunto de pontos que satisfazem as restrições é denominado de conjunto viável, no qual está contida a solução do problema.

Para a definição de todo ponto extremo, ou “de quina”, cada restrição contribui com uma atividade (não negativa) X_j ou com uma variável de folga (ou de excesso) X_f . Este conjunto de variáveis de decisão-atividades, de variáveis de folga e de excesso forma uma base ou uma solução (não obrigatoriamente ótima) de “quina”. Estas variáveis que definem a base são chamadas de variáveis básicas; as outras são chamadas de variáveis não-básicas. Para que o ponto seja um ponto extremo (e só um ponto extremo interessa), as variáveis não-básicas devem ser igualadas a zero [38].

Onde:

$$c = [c_1 \ c_2 \ \dots \ c_n]^T;$$

$$x = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T;$$

$$b = [b_1 \ b_2 \ \dots \ b_m]^T;$$

$A =$ matriz $m \times n$ com elementos a_{ij} .

A análise de sensibilidade indica o valor da função objetivo z , obtida na solução de um problema de PL, varia quando existem variações pequenas no vetor de custos – c – ou no termo independente das restrições – b . A exigência de variações pequenas é para garantir que a solução ótima continue localizada no mesmo ponto extremo do conjunto viável.

4.3 Conjuntos Fuzzy

A teoria de conjuntos *fuzzy* foi introduzida em 1965 [42], como uma teoria matemática com o objetivo de fornecer um ferramental matemático para o tratamento de informações de caráter impreciso ou vago. Desde então, a pesquisa e aplicação desta teoria em sistemas de informação têm crescido. Uma área de aplicação da teoria *fuzzy* é a chamada raciocínio aproximado, pois não é totalmente certo nem totalmente errado. Este tipo de lógica se aproxima da forma do pensamento humano.

Na teoria clássica, os conjuntos são denominados *crisp* e um dado elemento do universo em discurso (domínio) pertence ou não pertence ao referido conjunto [43].

Os conjuntos *fuzzy*, uma generalização de um conjunto ordinário, permitem a definição de um grau de pertinência para cada elemento, isto é, um número real no intervalo $[0,1]$. Neste caso, se o grau é zero, o elemento não pertence ao conjunto e, se é 1, o elemento pertence totalmente ao conjunto [44].

Por exemplo, consideremos os conjuntos abaixo:

- Conjunto das pessoas com alta renda, e
- Conjunto das pessoas altas.

Podemos verificar que não existe uma fronteira bem definida para decidirmos quando um elemento pertence ou não ao respectivo conjunto nos exemplos acima.

Com os conjuntos *fuzzy* podemos definir critérios e graus de pertinência para tais situações.

A função característica (*crisp sets*) pode ser generalizada de modo que os valores designados aos elementos do conjunto universo U pertençam ao intervalo de números reais de 0 a 1 inclusive, isto é $[0,1]$, como se segue em (4.3)

$$\mu_A: U \mapsto [0,1]. \quad (4.3)$$

Estes valores indicam o grau de pertinência dos elementos do conjunto U em relação ao conjunto A , isto é, quanto é possível para um elemento x de U pertencer ao conjunto A .

Tal função é chamada de função de pertinência e o conjunto A é definido como conjunto *fuzzy*.

As funções de pertinência podem ser definidas a partir da experiência e da perspectiva do usuário mas é comum fazer-se uso de funções de pertinência padrão, como, por exemplo, as de forma triangular, trapezoidal, gaussiana, sigmoidal, etc. Em aplicações práticas, as formas escolhidas inicialmente podem sofrer ajustes em função dos resultados observados. [45]

A definição das funções de pertinência utilizadas em uma aplicação de sistemas *fuzzy* é uma etapa fundamental e difícil no desenvolvimento desses sistemas. Não existem regras e sim o conhecimento de um especialista no assunto em questão ou informações extraídas num banco de dados.

Um bom método para a obtenção de adequadas funções de pertinência é através de um processo de otimização a partir de dados experimentais e/ou obtidos por simulação.

Funções de pertinência contínuas podem ser definidas por intermédio de funções analíticas.

Funções de pertinência usadas na modelagem *fuzzy* são compostas de segmentos contínuos lineares, resultando em formas triangulares ou trapezoidais. Funções de pertinência discretizadas consistem de conjuntos de valores discretos correspondendo a elementos discretos do universo.

Nesse sentido, a introdução dos conhecimentos da teoria dos conjuntos *fuzzy* mostra-se inovadora.

Dentre os vários tipos de conjuntos *fuzzy*, aqueles definidos no conjunto dos números reais têm um significado especial. Funções de pertinência destes conjuntos têm um significado claramente quantitativo e podem, sob certas condições, ser vistos como

números *fuzzy*. Operações com números *fuzzy* deram origem à aritmética *fuzzy*, que se constitui numa ferramenta básica em raciocínio aproximado. Números *fuzzy* são também utilizados na formulação de problemas de programação linear *fuzzy*, de previsão e planeamento.

4.4 Otimização Fuzzy

Otimização *fuzzy* é o nome dado a um conjunto de técnicas utilizadas em problemas de otimização com incerteza nas restrições e objetivos através do uso de conjuntos *fuzzy* [44]. A maioria dos modelos convencionais de otimização (programação linear ou não linear) não contempla certas características encontradas em problemas práticos [46]:

- Incertezas nos dados;
- Restrições flexíveis (soft constraints);
- Múltiplos objetivos.

A introdução de conceitos da teoria de conjuntos *fuzzy* oferece uma opção para melhorar o desempenho dos modelos de otimização em relação aos aspectos acima referidos [47]. No tratamento de incertezas, a abordagem *fuzzy* representa uma formulação generalizada de intervalos que são manipulados segundo algumas regras. O aspecto *fuzzy* representa o grau de satisfação das restrições ou o nível de aspiração das metas, que apesar de serem essencialmente *crisp*, possuem incertezas no processo de otimização.

Sugere-se relembrar a equação (4.2) que é considerada a forma geral do problema de programação linear.

$$\begin{aligned}
 & \text{Max } z = c^T x \\
 & \text{s.a } \quad Ax \leq b \\
 & \quad \quad x \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

Onde c e x são vetores de n elementos, b é um vetor de m elementos e A é uma matriz $m \times n$.

Diferentes partes da equação (4.4) podem ser consideradas *fuzzy* e a mesma pode também ser expressa em várias formas. Os elementos da matriz A, b ou c podem ser *fuzzy* ao invés de *crisp*, as restrições podem ser *fuzzy* ao invés de desigualdades *crisp* e a função objetivo pode também ser representada por uma modelagem *fuzzy*.

A base de do modelo descrito a seguir, proposta por Bellman e Zadeh propõe que se assuma uma abordagem *fuzzy* tanto para a função objetivo quanto para as restrições. A decisão é então definida por:

Definição 1 – Sejam

$$\tilde{\mu}_{C_i}(x), \quad i = 1, \dots, m, x \in X \tag{4.5}$$

as funções de pertinência para as restrições definindo o espaço de decisão e

$$\tilde{\mu}_{G_j}(x), \quad j = 1, \dots, n, x \in X \tag{4.6}$$

as funções de pertinência da função objetivo.

Considerando um problema de tomada de decisão onde as alternativas são todos os valores de $x \in X$, a função objetivo $\tilde{\mu}_{G_j}(x)$, onde $j = 1, 2, \dots, n$ é um subconjunto de X.

Para cada elemento $\tilde{\mu}_{G_j}(x)$, $x \in X$, existe um grau de satisfação da função objetivo dada

pela solução alternativa $x \in X$, de forma que $\tilde{\mu}_{G_j}(x), X \rightarrow [0,1]$. Da mesma forma, um

número de restrições *fuzzy* $\tilde{\mu}_{C_i}(x)$, $i = 1, 2, \dots, m$ pode ser definido como um subconjunto de

X. Seus elementos de funções $\tilde{\mu}_{C_i}(x)$, $x \in X$ denotam o grau de satisfação da restrição

fuzzy $\tilde{\mu}_{C_i}(x)$ pela decisão alternativa $x \in X$. De acordo com o modelo de tomada de

decisão [48], a decisão *fuzzy* $\tilde{\mu}_D(x)$ é definida como a conjunção das metas e restrições.

A decisão é então definida pela função:

$$\tilde{\mu}_D(x) = \tilde{\mu}_{C_i}(x) * \tilde{\mu}_{G_j}(x), \quad i = 1, \dots, m, j = 1, \dots, n, \tag{4.7}$$

O símbolo * denota um operador de agregação *fuzzy*. Uma vez que metas e restrições devem ser satisfeitas simultaneamente, propôs-se utilizar um operador de interseção [48], uma norma-t para a agregação. A decisão alternativa ótima x_M é então o argumento que maximiza a decisão *fuzzy*, conforme mostrado abaixo:

$$x_M = \arg \max \tilde{\mu}_D(x)$$

$$x \in X$$

Seja M o conjunto de pontos no qual $x \in X$ para quando cada $\tilde{\mu}_D(x)$ atinge seu máximo, caso ele exista. Então M é considerada a decisão maximizadora. Se $\tilde{\mu}_D(x)$ possui um único máximo no ponto x_M , então a solução maximizadora é uma decisão *crisp* que pode ser interpretada como a decisão que pertence a todos os conjuntos *fuzzy* representando tanto as restrições como as funções objetivos nos maiores níveis de pertinência ou de aspiração à meta.

Deve-se assumir que de face para a situação descrita na **Definição 1**, isto é, que o objetivo da modelagem pode ser expresso por um conjunto *fuzzy* e o espaço de solução é também, definido pelas restrições que podem ser modeladas como conjuntos *fuzzy*.

4.5 Programação Linear Fuzzy (FLP)

4.5.1 Modelo Simétrico [49]

A programação linear *fuzzy* pode ser vista como um caso especial da forma geral de otimização *fuzzy*. Nesse caso, a função objetivo e restrições introduzidas em (4.2) são representadas no conjunto *fuzzy* como restrições *fuzzy*. Considere-se n variáveis de decisão.

Para esse caso, podemos substituir a equação (4.2) por:

Encontre x sujeito a

$$\begin{aligned} c^T x &\leq z, \\ Ax &\leq b, \\ x &\geq 0 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Onde \leq representa a versão fuzzificada do símbolo \leq e tem a interpretação lingüística de “*substancialmente menor/maior ou igual a*” e denota a incerteza contida nessas funções. A função objetivo de (4.2) deve ser reescrita como uma função minimizadora de modo a se considerar z como um limite superior.

Pode-se notar que tanto as metas quanto as restrições são agregadas. Conseqüentemente, os objetivos e as restrições são tratados de forma equivalente, isto é são representadas por conjuntos que são processados de forma similar, sendo tal modelo chamado de simétrico [50].

O problema geral para o modelo simétrico de programação linear *fuzzy* (FLP) é então formulado como:

$$\begin{aligned} & \text{Maximização fuzzy } f(x) = c^T x \\ & x \in X \\ & \text{sujeito a: } Ax \leq b, \\ & x \geq 0 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Onde

$$c, x \in \mathfrak{R}^n, b \in \mathfrak{R}^m, A \in \mathfrak{R}^{m \times n}$$

Com relação a formulação (4.9), considerou-se o problema de programação linear *fuzzy* como sendo simétrico [49]. Dentro desta formulação, os vetores c e b , bem como a matriz A possuem elementos *crisp*. As funções de pertinência representam o grau que $x \in \mathfrak{R}^n$ que satisfaz o objetivo *fuzzy* e as restrições 44.

Dessa forma, equação (4.8) é simétrica em relação à função objetivo e suas restrições. Assim, pode-se compor:

(4.10)

$$\begin{pmatrix} c \\ A \end{pmatrix} = B \quad \text{e} \quad \begin{pmatrix} z \\ b \end{pmatrix} = d$$

Assim, (4.8) se torna:

Encontre x sujeito a

$$\begin{aligned} Bx &\leq d, \\ x &\geq 0 \end{aligned} \tag{4.11}$$

Cada um das $m+1$ colunas de (4.10) serão representadas por um conjunto *fuzzy*, as funções de pertinência $\mu_i(x)$, podem ser interpretadas como o nível o qual x satisfaz a inequação *fuzzy* $(Bx)_i \leq d_i, i=1, \dots, m+1$, onde $(Bx)_i$ denota a i ésima coluna de (4.10). De acordo com a **Definição 1**, a função de pertinência do conjunto de decisão *fuzzy* da equação (4.10) é:

$$\mu_D(x) = \min_{i=1}^{m+1} \mu_i(x) \tag{4.12}$$

Assumindo que o tomador de decisões esteja interessado não num conjunto *fuzzy* mas numa solução ótima *crisp* x^0 , pode-se concluir que a solução maximizadora de (4.11) é a solução do problema de programação linear:

$$\max_{x>0} \min_{i=1}^{m+1} \mu_i(x) = \mu_M(x^0) \tag{4.13}$$

Resta então especificar as funções de pertinência $\mu_i(x)$. As mesmas devem ser 0 se as restrições, inclusive a função objetivo, são fortemente violadas, e 1 se as mesmas são plenamente satisfeitas, isto é, satisfeitas no modo *crisp*. As funções de pertinência devem aumentar monotonicamente de 0 a 1, isto é:

$$\mu_i(x) = \begin{cases} \neq 1 & \text{se } (Bx)_i \leq d_i \\ \in [0,1] & \text{se } d_i < (Bx)_i \leq d_i + p_i, i = 1, \dots, m+1 \\ \neq 0 & \text{se } (Bx)_i > d_i + p_i \end{cases} \tag{4.14}$$

Usando o tipo mais simples de função de pertinência, assume-se que as mesmas possuem crescimento linear em torno do intervalo de tolerância $[d_i, d_i + p_i]$. Dessa forma, (4.14) se torna:

$$\mu_i(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } (Bx)_i \leq d_i \\ 1 - \frac{(Bx)_i - d_i}{p_i} & \text{se } d_i < (Bx)_i \leq d_i + p_i, i = 1, \dots, m+1 \\ 0 & \text{se } (Bx)_i > d_i + p_i \end{cases} \quad (4.15)$$

O p_i é uma constante escolhida subjetivamente para admissão de violações das restrições e da função objetivo. Substituindo (4.14) em (4.12), tem-se com em (4.16):

$$\max_{x \geq 0} \min_{i=1}^{m+1} \left(1 - \frac{(Bx)_i - d_i}{p_i} \right) \quad (4.16)$$

A função de pertinência de (4.15) tem a forma mostrada na Figura 4.1, que se segue:

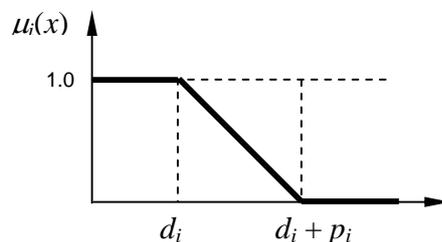


Figura 4.1 – Representação da Função de Pertinência de (4.15)

A solução do problema acima pode ser obtida através da aplicação do conceito de otimização *fuzzy* [49], o qual pode ser enunciado como a seguir:

“O Conjunto Decisão (no qual a solução está contida) é a interseção dos conjuntos fuzzy associados à função objetivo e às restrições. A solução do problema é o ponto com pertinência máxima ao Conjunto Decisão.”

Introduzindo a variável λ , que corresponde essencialmente a $\tilde{\mu}_D(x)$ em (4.11), se atinge:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Maximizar} & \lambda \\
 \text{Sujeito a} & \lambda p_i + (Bx)_i \leq d_i + p_i, \quad i=1, \dots, m+1, \\
 & 0 \leq \lambda \leq 1, \\
 & x \geq 0.
 \end{array} \tag{4.17}$$

Se a solução ótima para (4.16) é o vetor (λ^0, x^0) , então x^0 é a solução de máximo de (4.13) para o modelo de (4.8), assumindo funções de pertinência especificadas em (4.15).

Essa modelagem pode ser útil para solucionar um problema de PL convencional ou *crisp* com a adição de somente uma variável e uma restrição ao modelo proposto em (4.4). Esse fato coloca a abordagem muito eficiente computacionalmente.

Até o presente momento, as restrições têm sido consideradas como *fuzzy*. Porém se alguma restrição é *crisp*, como por exemplo, $Dx \leq b$, a mesma poderá ser facilmente adicionada ao modelo exposto em (4.17) como é apresentado em (4.18).

$$\begin{array}{ll}
 \text{Maximizar} & \lambda \\
 \text{Sujeito a} & \lambda p_i + (Bx)_i \leq d_i + p_i, \quad i=1, \dots, m+1, \\
 & Dx \leq b, \\
 & 0 \leq \lambda \leq 1, \\
 & x \geq 0.
 \end{array} \tag{4.18}$$

O fato notável do resultado da equação 4.18, como mencionado anteriormente, é que o problema de programação linear *fuzzy* pode ser resolvido como um problema de programação linear convencional mediante o acréscimo de apenas uma variável adicional (λ).

Sejam x^* e λ^* as componentes da solução obtida resolvendo-se o problema acima. Então, x^* pode ser considerada como uma solução de compromisso na satisfação da função objetivo e restrições, enquanto λ^* pode ser interpretado como o grau de compromisso alcançado pela solução. Note que o vetor x é a solução ótima (nesse contexto) enquanto λ dá uma idéia do risco associado, ou seja, se λ^* é próximo de zero, isto significa que não foi possível conciliar as funções objetivos e restrições. Por outro lado, se λ^* é próximo da unidade, a solução obtida satisfaz quase que plenamente a função objetivo e restrições.

O problema de otimização da equação (4.16) não pode ser reduzido ao problema da formulação (4.18) quando as funções de pertinência não são trapezoidais, ou quando a

norma-t utilizada para a agregação for diferente da norma mínima [50]. Neste caso, o problema de otimização deixa de ser linear.

DESCRIÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO

5.1 Introdução

O capítulo destina-se a apresentar o modelo matemático que combina e explora o espaço potencial para participação da GD na estratégia de investimento da distribuidora, utilizando-se do critério de otimização das despesas com compra de energia. Sinteticamente, este modelo analisa como contratar uma nova capacidade de geração baseada em previsões de crescimento da demanda realizadas com pouca antecedência (de um mês a um ano a frente), a partir dos custos de geração de cada fonte de produção de energia. Acrescente-se o fato de que a demanda é uma grandeza detentora de um alto grau de incerteza e portanto precisa de modelagem matemática específica.

A decisão de contratação é tomada com vistas a minimizar eventuais erros de previsão de demanda, caso no qual a distribuidora poderá ser penalizada por não possuir lastro contratual de 100% de seu consumo.

Neste contexto, quanto maior a incerteza do crescimento da demanda, maior a probabilidade da distribuidora exageradamente, se sobrecontratar ou se subcontratar: um sobrecontrato penaliza os consumidores com tarifas maiores; já num subcontrato, a distribuidora deverá adquirir energia no mercado de curto prazo e será penalizada, sem possibilidade de repasse da penalidade para a tarifa, por insuficiência de lastro de consumo. Logo, o grande desafio da distribuidora é decidir como garantir 100% de sua demanda contratada de maneira a minimizar os custos da incerteza.

Para formular a estratégia de investimento, o modelo segue o critério de minimizar as despesas com compra de energia pela distribuidora. O programa age então no sentido de minimizar o custo total da concessionária de distribuição com compra de energia para atendimento aos seus consumidores cativos, atendendo as restrições impostas tanto técnicas como comerciais, ou seja, atender aos contratos compulsórios e à variação não prevista da demanda a partir das formas de contratação de geração disponíveis com seus respectivos custos. A geração distribuída participa dessa otimização como viabilidade flexível de contratação de energia pela distribuidora, uma vez que a contratação da

mesma pode ser realizada diretamente com a distribuidora sem a necessidade de licitação regulada a montantes e tarifas acordados pelas partes.

5.2 Contextualização do Problema

Conforme apresentado no Capítulo 3, todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional Brasileiro – SIN devem contratar cem por cento de seus mercados.

As opções de contratação de uma distribuidora para contratar cem por cento de seu mercado são:

- (i) Contratos compulsórios, que a distribuidora deve contratar por força da legislação como é o caso da parcela da energia de Itaipu Binacional (somente para as distribuidoras do Sul e Sudeste) e a parcela do PROINFA, que são rateadas pelas distribuidoras na proporção de seus mercados;
- (ii) Contratos firmados antes da publicação da Lei 10848/04. Esses contratos serão honrados até os seus termos;
- (iii) Contratos no ACR, chamados de CCEAR's (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) que são realizados a partir dos leilões de menor preço;
- (iv) Contratos com Geração Distribuída na área de concessão da distribuidora. O montante de GD não poderá ultrapassar 10% da carga da distribuidora;
- (v) Leilões de Ajuste, feitos pela CCEE, para até dois anos de suprimento. O montante contratado nos leilões de ajuste não pode ultrapassar 1% do montante contratado da distribuidora.

A distribuidora tem a responsabilidade de informar a previsão de seu mercado na ocorrência dos leilões do ACR. Basicamente, isso ocorre da seguinte maneira:

- a distribuidora realiza a previsão de seu mercado de acordo com modelos específicos;
- desse mercado total previsto, a distribuidora abate o que já está contratado com Itaipu Binacional e o PROINFA (i) e os contratos já existentes (ii);
- o restante de energia, a distribuidora informa à CCEE para ser contratado nos leilões de energia nova e existente do ACR.

CAPÍTULO 5. DESCRIÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO

No processo de contabilização, realizado mensalmente, onde é verificada a diferença entre a energia consumida e a energia contratada, as diferenças são liquidadas no mercado de curto prazo de acordo com o seguinte procedimento:

- Se a energia consumida for maior que a energia contratada, a distribuidora estará subcontratada, e deverá comprar energia do curto prazo ao preço do PLD e pagar penalidade por não ter cem por cento de seu mercado contratado naquele mês. Apesar do valor comprado no curto prazo poder ser repassado para a tarifa do consumidor final, até o limite do VR, a distribuidora ainda terá que arcar com o pagamento da penalidade;
- Se a energia consumida for menor que a energia contratada, a distribuidora estará sobrecontratada e venderá essa diferença para o curto prazo ao preço PLD. Para esse caso, só é permitido o repasse para a tarifa do consumidor final de 3% de sobrecontratação. Valores superiores a 3% ficarão por conta e risco da distribuidora. Caso a tarifa de contrato no ACR para compra de energia seja maior que o PLD (como ocorre usualmente exceto em períodos de baixa hidrologia ou racionamento), a distribuidora terá déficit no seu balanço financeiro.

Conforme detalhado no capítulo 3, a volatilidade dos preços do curto prazo é enorme devido a incertezas hidrológicas e da composição do mercado em geral. Se expor a essa volatilidade do curto prazo seria um risco apreciável para a distribuidora.

De modo geral, mesmo quando a legislação permite o repasse para a tarifa do consumidor final das despesas incorridas na compra de energia pela distribuidora, a mesma deve objetivar prioritariamente a otimização dessas despesas de modo a minimizá-las para assim otimizar a tarifa do consumidor final. Possibilitando uma menor tarifa de equilíbrio para o consumidor final a distribuidora estará em acordo com o princípio da modicidade tarifária instituído pelo governo. Alie-se ao fato de que a principal preocupação da distribuidora em relação a tarifas maiores para o consumidor final é que as mesmas aumentam significativamente a inadimplência e as perdas comerciais da distribuidora, problemas esses que estas já vivenciam. Desta forma, a distribuidora procura ser eficiente na administração de suas despesas com compra de energia de modo a evitar prejuízos financeiros, uma vez que a compra de energia representa uma parcela significativa da composição da tarifa de fornecimento para o consumidor final (acima de 40% em média).

Como a carga de uma distribuidora é uma grandeza com um alto grau de incerteza pois depende de fatores sociais (a ocorrência de um evento atípico ou imprevisto), econômicos (quanto mais desenvolvida a região, maior será seu consumo de energia elétrica), naturais (em regiões quentes, um aumento da temperatura impõe um aumento no consumo de energia devido ao uso de sistemas de refrigeração e em regiões frias analogamente devido ao uso de sistemas de aquecimento), é de extrema importância que a distribuidora esteja cem por cento contratada para não estar exposta a pagar penalidades. Dessa forma, o modelo propõe uma otimização de todos os recursos de contrato da distribuidora e, no caso de erro de previsão, o modelo se utiliza das opções de contratação de curto prazo (contratação a partir de Geração Distribuída e leilões de ajuste), de modo a distribuidora não ficar exposta ao curto prazo e a penalidades por subcontratação.

Pode-se observar na Figura 5.1, a partir de dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema, que para o Sudeste/Centro-oeste do Brasil, que é a região de maior consumo de energia elétrica do país, há uma significativa variação na previsão de carga para o curto prazo (2005 a 2009), entre os cenários referência (prevê-se crescimento do consumo de energia elétrica em torno do PIB do ano de elaboração do estudo) e cenário alto (crescimento do consumo de energia elétrica superior ao PIB do ano de elaboração do estudo). O gráfico compara também a previsão do Plano Anual com a Revisão Quadrimestral do ano anterior. Pode-se dizer que a Figura 5.1 dá uma idéia clara de como a previsão de consumo varia.

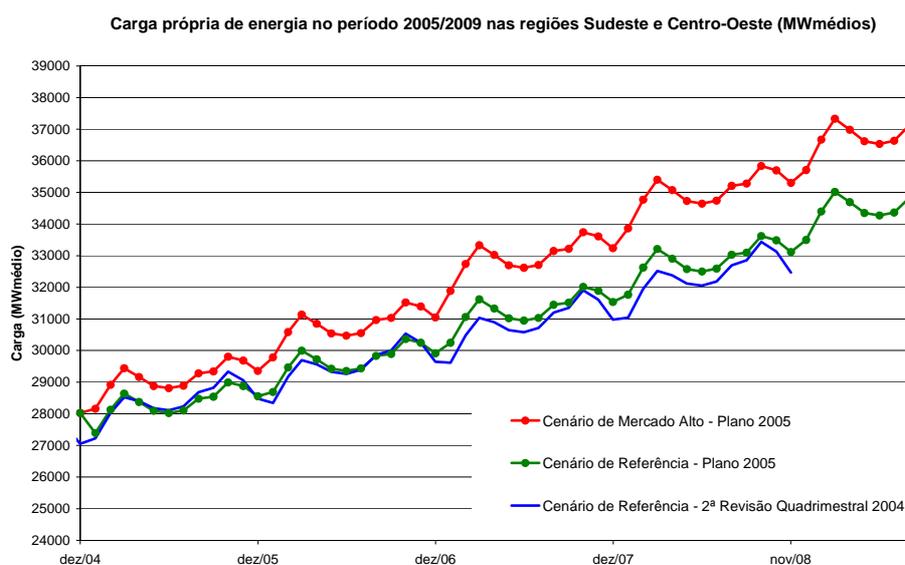


Figura 5.1 – Carga própria no período de 2005/2009 nas regiões Sudeste /Centro Oeste [28]

A Figura 5.2 a seguir apresenta uma estratégia dentre as opções de comercialização da distribuidora para a contratação da totalidade de seu mercado como impõe a legislação atual do setor elétrico, quais sejam: contratos em leilões de energia nova com tarifa regulada, contrato de parcela da energia gerada por Itaipu Binacional (para distribuidoras no Sul e Sudeste do Brasil), contrato de parcela da energia gerada pelo PROINFA no SIN, contratos em leilões de ajuste, contratos com Geração Distribuída e por fim, a liquidação no curto prazo do consumo de energia verificado, porém não contratado a priori.

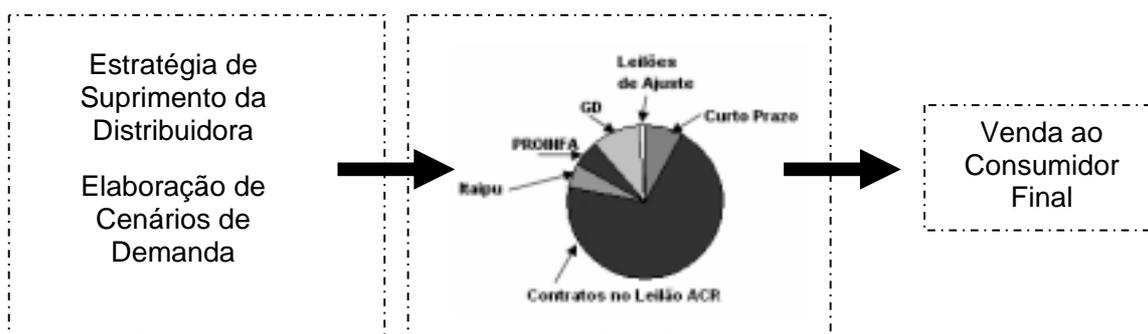


Figura 5.2 – Estratégia de Comercialização da Distribuidora

A distribuidora, no caso de necessidade de contratação extra para não se expor a volatilidade do curto prazo e ao pagamento de penalidade, poderá fazer contratos de curto prazo com Geração Distribuída. Dessa forma ocorrerá um incentivo à Geração Distribuída e a distribuidora não será penalizada por erros de previsão.

No modelo proposto, a carga será modelada como uma grandeza *fuzzy* devido à sua incerteza e para Geração Distribuída são propostos dois tipos de usinas: térmicas (a biomassa, por exemplo) e eólicas. Uma vez que a geração eólica também possui incerteza pois utiliza recursos naturais não estocáveis, às vezes com pouca garantia de provisão, o modelo também propõe para a geração eólica a modelagem *fuzzy*.

De acordo com o item 3.8.4.2, a contabilização e verificação de exposição ao curto prazo são feitas mensalmente, porém com base nos resultados dos últimos doze meses. Ou seja, é utilizada uma média móvel de modo a levar em conta os efeitos da sazonalidade do consumo, bem como as variações intra-anuais atípicas que possam se compensar.

Dessa forma, o modelo proposto é de discretização mensal para um horizonte de planejamento anual. Assim, o modelo poderá informar ao planejador da distribuidora quais contratos de suprimento realizar no horizonte de um ano de modo a obter a menor despesa na compra de energia.

5.3 Formulação Matemática

Uma das contribuições desta dissertação, que será descrita neste capítulo, consiste na proposição de modelo matemático, com base em programação linear *fuzzy* para propiciar a contratação pelo agente distribuidor, de 100% de seu mercado, como prediz a legislação, da forma mais econômica para a distribuidora e conseqüentemente para o consumidor final e fomentar um aumento, quando o mesmo for viável e econômico, da Geração Distribuída para fechamento de carga da distribuidora.

O modelo considera o mercado de energia brasileiro, com suas especificidades, conforme apresentado no Capítulo 3, procurando minimizar o custo em compra de energia da concessionária distribuidora, sem no entanto negligenciar as exigências impostas pela legislação e pelos ambientes de comercialização.

O modelo faz a otimização da contratação de energia para os próximos doze meses a fim de atender a previsão de demanda da distribuidora, de modo a balizar possíveis contratações de curto prazo necessárias em caso de erro na previsão e evitar a aplicação de penalidades.

O modelo considera as seguintes restrições:

- (i) Técnicas
 - capacidades máximas (limites de geração) das unidades de geração distribuída

- (ii) Legislação
 - As distribuidoras deverão contratar 100% da carga, sujeita ao curto prazo e a penalidades a partir de janeiro de 2006;
 - As distribuidoras poderão contratar 10% de sua carga em Geração Distribuída;
 - O repasse para a tarifa do contrato de Geração Distribuída, assim como da compra no curto prazo, será limitado ao VR;
 - No Leilão de Ajuste, as distribuidoras poderão comprar até no máximo 1% de seu mercado.

- (iii) Incertezas da Geração Eólica
 - Restrições da PL *Fuzzy*

(iv) Incertezas da Carga

- Restrições da Previsão de Consumo da Distribuidora

5.4 Definição da Função Objetivo

A função objetivo engloba vários aspectos do problema proposto, tais como: montantes de energia comprados através de contratos bilaterais, leilões de ajuste de carga e no mercado *spot* e montantes de geração passíveis de serem contratados por geração distribuída. Serão considerados os custos vigentes no setor de comercialização brasileiro para cada modalidade de contratação de geração proposta na função objetivo.

O modelo visa, basicamente, otimizar o processo de contratação de montantes de energia pela distribuidora. A formulação proposta avalia, para a concessionária distribuidora, os montantes de energia de contratos bilaterais já realizados e o nível de exposição ao mercado *spot*. Esse montante de exposição poderá ser comercializado por contratos de curto prazo com geradores distribuídos, respeitando-se as regras e os limites máximos para a comercialização da energia e instalação de unidades de Geração Distribuída ou então por leilões de ajuste, que são oferecidos regularmente pelo governo.

O desenvolvimento do modelo foi focado no curto/curtíssimo prazo, tendo em vista a possibilidade de utilização de geração distribuída para corrigir erros de previsão de demanda identificados neste horizonte. Uma vez que a contabilização e liquidação na CCEE são realizadas mensalmente, o período de estudo analisado será de 1 ano, discretizado mensalmente. Dessa forma, o modelo estabelece uma estratégia de contratação de energia para o horizonte anual baseado na otimização em base mensal.

Em termos gerais, a função objetivo da metodologia desenvolvida é descrita abaixo.

Objetivo *Crisp* : **Minimizar Custo com Compra de Energia de uma Distribuidora**
Estudo anual discretizado mensalmente

A formulação matemática da função objetivo pode ser representada pela equação (5.1).

$$f_{ob_total} = T_OBRIGA * OBRIGA + T_GT * GT + T_GEO * GEO + (T_PEN + T_SPOT) * SPOT + T_LAJ * LAJ \quad (5.1)$$

Onde:

T_OBRIGA – Tarifa para a compra de energia em Leilões de Energia Nova, Leilões de Energia Existente e Compras Compulsórias (como por exemplo ITAIPU e PROINFA) (R\$/MWh);

$OBRIGA$ – Valor das parcelas de Energia comprada pela distribuidora: em Leilões de Energia Nova, em Leilões de Energia Existente e em Compras Compulsórias (como por exemplo ITAIPU e PROINFA) (MWh);

T_GT – Tarifa de compra para Geração Térmica Distribuída (R\$/MWh);

GT – Valor de energia comprada de Geração Térmica Distribuída (MWh);

T_GEO – Tarifa de compra para Geração Eólica Distribuída (R\$/MWh);

GEO – Valor de Energia Comprada de Geração Eólica Distribuída (MWh);

T_PEN – Tarifa para Penalidade (R\$/MWh);

T_SPOT - Custo Mercado Curto Prazo, ou seja, PLD do mês em questão (R\$/MWh);

$SPOT$ – Valor da Energia Comprada no Mercado Curto Prazo (MWh);

T_LAJ – Tarifa média para a compra em Leilão de Ajuste (R\$/MWh);

LAJ – Energia comprada em Leilão de Ajuste (MWh).

A parcela $T_OBRIGA * OBRIGA$ corresponde aos custos dos montantes de energia negociados em leilões do ACR e a compras compulsórias de energia definidas pela legislação como a quota parte de Itaipu e do PROINFA.

A segunda parcela $T_GT * GT$ considera os custos oriundos da geração de energia nas unidades de Geração Distribuída a ser adquirida pela distribuidora. Esta parcela corresponde à contratação de uma central térmica, podendo ser baseada em biomassa ou gás natural, por exemplo.

A terceira parcela $T_GEO * GEO$ considera os custos oriundos da geração de energia nas unidades de Geração Distribuída a ser adquirida pela distribuidora. Esta parcela corresponde à contratação de uma central eólica, visto essa tecnologia se apresentar em franca expansão no Brasil.

A razão da separação da contratação da GD em duas parcelas se deve a existência de dois fatores pertinentes quais sejam:

- a incerteza de geração inerente às centrais eólicas, o que demandará um tratamento especial no modelo; e

- a necessidade de caracterizar corretamente a distinção das tarifas entre geração térmica distribuída e a geração eólica distribuída. Notadamente, a geração eólica distribuída apresenta custos superiores.

A quarta parcela $(T_{PEN} + T_{SPOT}) * SPOT$ corresponde aos custos dos montantes de energia negociada no curto prazo da CCEE. É importante ressaltar que esta parcela pode resultar 'positiva' ou 'negativa': negativa quando a concessionária vende energia excedente, devido ao nível de contrato ser superior à demanda a ser atendida da distribuidora; e positiva quando negocia energia no curto prazo para suprimento de sua demanda de energia superior a prevista. No processo de otimização, é considerado o PLD mensal do submercado que se encontra a distribuidora, ou seja, a média ponderada dos PLD's semanais. Nessa parcela há a tarifa de penalidade a ser paga pela distribuidora devido ao não atendimento ao Artigo 2º do Decreto 5163/04 [29], que obriga a distribuidora à contratação de 100% de seu mercado. A energia consumida, porém não contratada pela distribuidora, deverá ser adquirida no mercado de curto prazo e a tarifa da penalidade também é aplicada ao montante de energia não contratada a priori.

A quinta parcela $T_{LAJ} * LAJ$ corresponde aos custos dos montantes de energia negociados em leilões de ajuste promovidos pela CCEE para fechamento de carga da distribuidora.

5.5 Adequação da Função Objetivo ao Processo de Otimização

A primeira parcela da equação (5.1), relativa aos custos da distribuidora com compras em leilões regulados no ACR e compras da parcela de energia de Itaipu e PROINFA, em nada interfere no processo de otimização, só tendo influência na contabilização final dos gastos da distribuidora. Portanto, a equação (5.1) pode ser substituída pela seguinte equação:

$$f_{ob} = T_{GT} * GT + T_{GEO} * GEO + (T_{PEN} + T_{SPOT}) * SPOT + T_{LAJ} * LAJ \quad (5.2)$$

Após o processo de otimização, para a obtenção do gasto total com compra de energia pela distribuidora, faz-se:

(5.3)

$$\text{Custo Total} = C_OBRIGA * OBRIGA + f_{ob}$$

É realizada essa simplificação uma vez que os custos de leilões regulados e compulsórios ($C_OBRIGA * OBRIGA$) são constantes para o horizonte de estudo.

5.6 Restrições

5.6.1 Restrições Técnicas

A função objetivo, tal qual mostrada em (5.1), considera apenas aspectos econômicos. No entanto, o processo de otimização também deve estar sujeito a restrições técnicas, necessárias e obrigatórias.

- Limites Superiores e Inferiores

$$\text{Limite 1} \Rightarrow \quad 0 \leq GT \leq GT_{max} \quad (5.4)$$

$$\text{Limite 2} \Rightarrow \quad 0 \leq GEO \leq GEO_{max} \quad (5.5)$$

As equações (5.4) e (5.5) apresentam os limites máximos e mínimos de geração de acordo com as capacidades máximas de geração das unidades de Geração Distribuída (térmica e eólica).

5.6.2 Restrições Impostas pela Legislação

- Restrições de Igualdade

$$\text{Restrição 1} \Rightarrow \quad GT + GEO + SPOT + LAJ = D - OBRIGA \quad (5.6)$$

Onde

D - Demanda Total da Distribuidora (MWh);

A equação (5.6) representa todas as possibilidades para atendimento dessa demanda prevista de ser realizada porém ainda não contratada, quais sejam: Geração Distribuída

(nesse caso ilustrativo térmica e eólica), mercado de curto prazo e leilões de ajuste. Esta restrição caracteriza o balanço entre demanda e suprimento.

No caso da distribuidora estar sobrecontratada, $D_c = D - OBRIGA$, será menor do que zero.

Para esse caso, a distribuidora venderá energia no mercado de curto prazo ao preço PLD do mês em questão e esse valor será abatido das despesas totais de compra de energia da distribuidora.

Note-se que a parcela **$D - OBRIGA$** representa, através da subtração da demanda total prevista e da demanda já contratada a partir de leilões e contratos obrigatórios, a demanda ainda não contratada da distribuidora que deverá ser contratada ex-ante com contratos de GD ou leilões de ajuste de modo a não se expor no mercado de curto prazo e arcar com o ônus da penalidade.

- Restrições de Desigualdade

$$\text{Restrição 2} \Rightarrow \quad GT + GEO \leq 0,1 * D \quad (5.7)$$

$$\text{Restrição 3} \Rightarrow \quad 0 \leq LAJ \leq 0,01 (OBRIGA + GT + GEO) \quad (5.8)$$

A equação (5.7) representa o limite imposto pela legislação vigente de que a distribuidora pode contratar a GD até o limite de 10% de seu mercado.

A equação (5.8) denota o limite imposto pela legislação vigente de que a distribuidora pode contratar em leilões de ajuste até o limite de 1% de sua demanda contratada.

5.7 Caracterização da Metodologia

O modelo tem por objetivo atender às especificações impostas pela legislação atual do setor elétrico brasileiro e atender às restrições técnicas inerentes a capacidade da geração distribuída alocada na rede da concessionária de distribuição. Para tanto, dispõe-se de cinco alternativas de contratação para atender ao mercado da distribuidora explicitado anteriormente, apresentadas na tabela a seguir. Quatro das alternativas estão associadas a contratos de energia, enquanto a quinta não é, na realidade, alternativa de contrato, mas representa o fechamento de compra ou venda de energia no balanço final da distribuidora, de acordo com a demanda efetivamente consumida, ou seja, essa

alternativa caracteriza o curto prazo e as penalidades decorrentes da insuficiência de contratação.

Tabela 5.1 – Alternativas de Contratação Candidatas no Modelo

Tipo	Alternativas de Contratação
1	Hidro e Térmica (Leilões Regulados), Itaipu, PROINFA
2	Geração Distribuída 1 (nesse caso de origem térmica)
3	Geração Distribuída 2 (nesse caso de origem eólica)
4	Leilões de Ajuste
5	Liquidação Final (Compra no Curto Prazo) e Penalidade

Caracterizadas as alternativas de aquisição de energia para atendimento ao mercado, o modelo de programação linear terá como foco minimizar a função objetivo descrita na equação (5.2), atender às restrições apresentadas nas equações (5.6) a (5.8) e aos limites das equações (5.4) e (5.5).

O modelo de programação linear poderá então ser colocado como na figura 5.3 que se segue:

Minimizar	<i>fob</i>
Sujeito a	<i>Restrição 1</i>
	<i>Restrição 2</i>
	<i>Restrição 3</i>
	<i>Limite 1</i>
	<i>Limite 2</i>

Figura 5.3 – Modelagem do Problema de Programação Linear Proposto

Ou então:

<p><i>Minimizar</i> $T_{GT} * GT + T_{GEO} * GEO + (T_{PEN} + T_{SPOT}) * SPOT + T_{LAJ} * LAJ$</p> <p><i>Sujeito a</i> $GT + GEO + SPOT + LAJ = D - OBRIGA$</p> <p>$0 \leq LAJ \leq 0,01 (OBRIGA + GT + GEO)$</p> <p>$GT + GEO \leq 0,1 * D$</p> <p>$0 \leq GT \leq GT_{max}$</p> <p>$0 \leq GEO \leq GEO_{max}$</p>

Figura 5.4 – Modelagem Completa do Problema de Programação Linear Proposto

5.8 Introdução das Componentes Fuzzy no Processo de Otimização

A inclusão de incertezas no problema de otimização de sistemas de distribuição requer a análise dos riscos associados, conjuntamente com o desenvolvimento de métodos de ajuda à decisão, sendo que estas soluções devem também satisfazer as restrições, para posteriormente serem analisadas pelo 'tomador de decisão'.

Muitos problemas práticos de otimização são caracterizados por alguma flexibilidade dentro de suas restrições, permitindo explorar um resultado intermediário entre a otimização da meta a ser alcançada e a satisfação dessas restrições. Dentro desse raciocínio, decidiu-se acrescentar alguns elementos *fuzzy* no modelo proposto de modo a tratar as incertezas inerentes ao modelo. No tratamento de incertezas, a abordagem *fuzzy* se baseia na consideração de intervalos que são formulados de acordo com algumas regras. A representação *fuzzy* define o nível de satisfação das restrições ou o nível de aspiração das metas, que apesar de serem *crisp*, possuem incertezas no processo de otimização.

A previsão de demanda pela distribuidora é uma incerteza do processo por estarem relacionados a fatores naturais como a variação de temperatura.

As conexões de unidades de Geração Distribuída à rede de distribuição introduzem ainda mais incertezas ao problema do planejamento. Algumas tecnologias aplicadas em Geração Distribuída, utilizam recursos naturais, como a Geração Eólica, algumas com

pouca garantia de provisão e, além disso, o distribuidor de energia nem sempre tem controle sobre essas unidades. Modelos possibilísticos são bastante indicados para esse tipo de problema e a utilização da teoria de conjuntos *fuzzy* surge então como uma alternativa a modelagem proposta.

Assim, o modelo de programação linear descrito nos itens 5.3 a 5.7 terá como componentes *fuzzy*: a restrição da demanda da distribuidora, os limites da geração eólica, além da própria função objetivo que na modelagem *fuzzy* assume o papel de restrição.

5.9 Modelagem Fuzzy do Objetivo

A função objetivo *crisp* será modelada como restrição *fuzzy* e tomará como base a função de pertinência apresentada na Figura 5.5. O intervalo permissível de violação das restrições – *d* – foi arbitrado em no máximo 0,98 do valor obtido com o resultado da simulação do modelo sem a característica *fuzzy*. O parâmetro *p* foi arbitrado em 5% do valor obtido com o resultado da simulação do modelo de programação linear *crisp* ou convencional.

A função de pertinência da função objetivo *crisp* na modelagem *fuzzy* é apresentada em (5.9) e representada pela modelo trapezoidal, onde *Csf* representa o custo da otimização da PL convencional e *C* representa o custo de acordo com o processo de otimização *fuzzy*:

$$\mu_i(x) = C = \begin{cases} 1 & \text{se } C \leq 0,98C_{sf} \\ \frac{C - 0,98C_{sf}}{0,05C_{sf}} & \text{se } 0,98C_{sf} < C \leq 1,03C_{sf}, i = 1, \dots, m + 1 \\ 0 & \text{se } C > 1,03C_{sf} \end{cases} \quad (5.9)$$

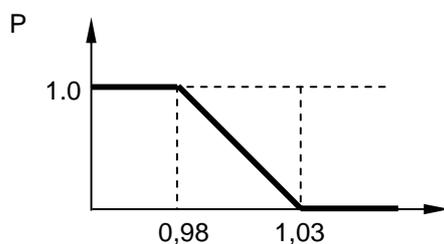


Figura 5.5 – Representação da Função de Pertinência para a função objetivo *crisp* na modelagem *fuzzy*

5.10 Modelagem Fuzzy do Consumo Mensal da Distribuidora

A teoria dos conjuntos *fuzzy* permite analisar fenômenos vagos ou com incerteza associada, de uma forma mais precisa e rigorosa que os métodos determinísticos ou probabilísticos.

Segundo essa teoria, a informação fornecida por uma fonte de conhecimento sobre o verdadeiro valor de uma variável x em um universo de discurso X , é codificada sob a forma de uma distribuição de possibilidades $\pi: \Omega \rightarrow [0, 1]$. Para qualquer valor x_i em Ω , $\pi(x_i)$ reflete até que ponto é possível que $x = x_i$.

Uma distribuição de possibilidades π , relativa à variável x , pode portanto ser vista como a função de pertinência de um conjunto *fuzzy* dos valores possíveis de x [49]. Normalmente assume-se que existe ao menos um valor considerado como completamente possível de ser o verdadeiro valor de x , o que se traduz pela condição de normalização: $\exists x \in \Omega / \pi(x) = 1$.

Uma das formas convenientes de representação de números *fuzzy* são os números trapezoidais. Dessa forma, a função de pertinência para a incerteza da previsão de consumo mensal da distribuidora foi utilizada segundo representação abaixo, na Figura 5.6:

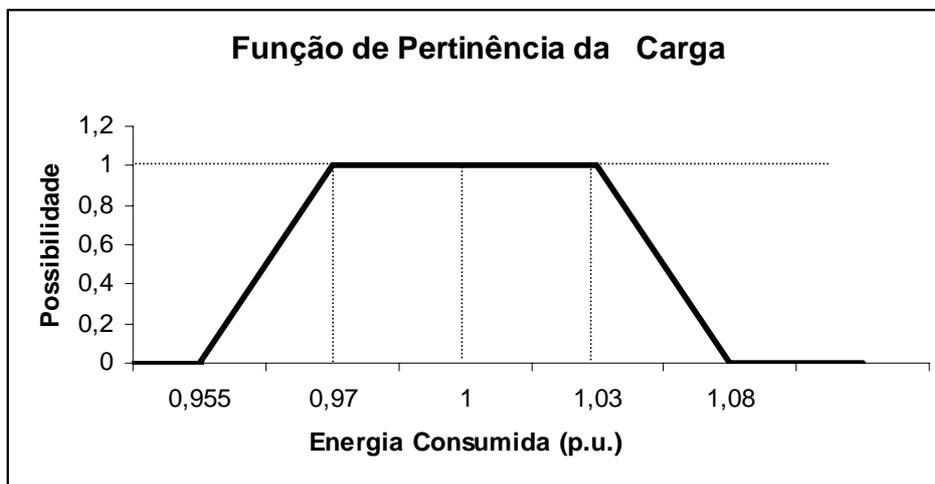


Figura 5.6 – Função de Pertinência da Carga em um Modelo Trapezoidal

A função de pertinência, conforme mostrada na Figura 5.6, é dada por onde E_p representa o consumo previsto e E representa o consumo de acordo com o processo de otimização:

$$E = \begin{cases} 0, & E < 0,91E_p \\ \frac{E - 0,955E_p}{0,015E_p}, & 0,955E_p \leq E \leq 0,97E_p \\ 1, & 0,97E_p < E \leq 1,03E_p \\ \frac{1,08E_p - E}{0,05E_p}, & 1,03E_p < E \leq 1,08E_p \\ 0, & E > 1,08E_p \end{cases} \quad (5.10)$$

Essa função de pertinência foi definida com base nas seguintes premissas:

- De acordo com a literatura para previsão de consumo *fuzzy* [51];
- De acordo com a legislação, a distribuidora poderá repassar aos consumidores finais a sobrecontratação de 3%;
- O erro de previsão que acarretaria uma subcontratação da distribuidora não poderá ser superior a 3% para possibilitá-la a se contratar no curto prazo com leilões de ajuste, GD ou se submeter ao curto prazo.

A função de pertinência máxima da carga foi modelada, em seu limite inferior, de acordo com a possibilidade de repasse, pela distribuidora, do limite de 3% de sobrecontratação de sua necessidade de consumo. O limite superior para pertinência máxima foi modelado em 103% da demanda *crisp* prevista. Isso se deve ao fato do interesse em manter a mesma proporcionalidade dos limites inferior e superior em relação aos 100% de demanda *crisp* prevista.

5.11 Modelagem Fuzzy de Centrais Eólicas

Para inserção das incertezas associadas às centrais eólicas, optou-se por modelá-las por funções de pertinência *fuzzy*, por serem uma ferramenta adequada à representação dessas incertezas e por permitirem incorporar a complexidade necessária ao problema proposto. Para o desenvolvimento desse modelo, utilizou-se o modelo apresentado na referência [51]. No presente trabalho optou-se trabalhar apenas com modelos trapezoidais.

Para instalar unidades de produção de energia com base em fonte eólica, dois fatores são determinantes: a acessibilidade de um terreno que ofereça condições próprias para a implantação dessas unidades e que o potencial equivalente do vento na zona de implantação seja superior a 1500h/ano (nº de horas que se espera que os geradores funcionem à potência nominal). Se a produção for inferior a esse valor, a instalação é economicamente inviável [52].

A função de pertinência das centrais eólicas pode ser visualizada na Figura 5.7. Adotou-se, dentre os diversos tipos de regularidade de ventos, o vento 'regular' como sendo o padrão com que as centrais eólicas serão consideradas, por ser um modelo intermediário dentre todos.

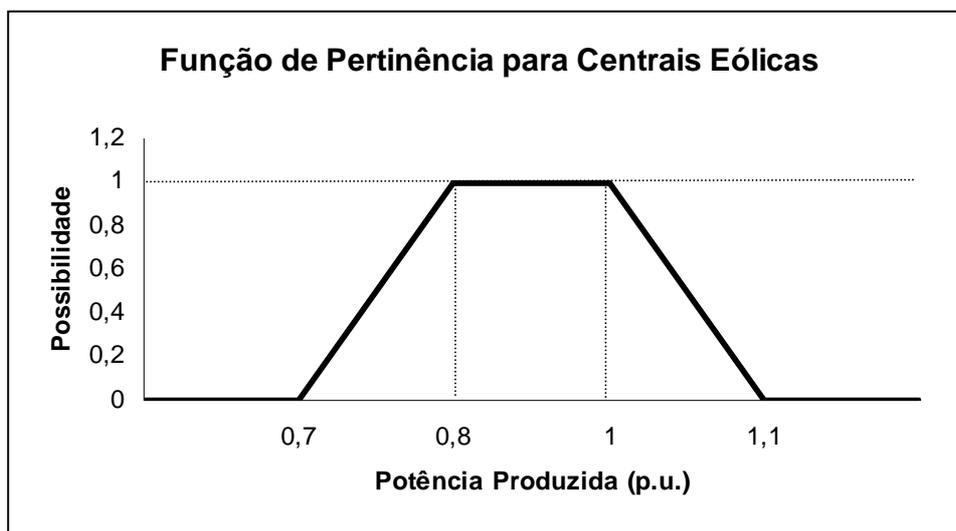


Figura 5.7 – Função de Pertinência para Centrais Eólicas em um Modelo Trapezoidal

5.13 Restrições Fuzzy

A adaptação da modelagem de programação linear *crisp* para o modelo de programação linear *fuzzy* se baseia no fato de que algumas restrições assumem caráter *fuzzy* para o cumprimento das metas da otimização. Dessa forma, as restrições unicamente *crisp*, serão modeladas de maneira similar ao item 5.6 e as restrições que assumem caráter *fuzzy* devido à necessidade de contemplar as incertezas inerentes a algumas variáveis do processo, serão representadas e modeladas como restrições *fuzzy*.

Conforme descrito anteriormente, as grandezas de elevado grau de incerteza nessa modelagem são a demanda e a geração eólica. Conseqüentemente, as restrições contempladas pelas mesmas passam a ser *fuzzy*.

As restrições e limites, a exceção do Limite 1, passam a ser *fuzzy*, como descrito abaixo:

$$\text{Limite 1} \Rightarrow 0 \leq GT \leq GT_{max} \quad (5.13)$$

$$\text{Limite 2}_{fuzzy} \Rightarrow 0 \leq \tilde{GEO} \leq \tilde{GEO}_{Max} \quad (5.14)$$

$$\text{Restrição 1}_{fuzzy} \Rightarrow \tilde{GT} + \tilde{GEO} + SPOT + LAJ = D - OBRIGA \quad (5.15)$$

$$\text{Restrição 2}_{fuzzy} \Rightarrow \tilde{GT} + \tilde{GEO} \leq 0,1 * D \quad (5.16)$$

$$\text{Restrição 3}_{fuzzy} \Rightarrow 0 \leq \tilde{LAJ} \leq 0,01 (OBRIGA + \tilde{GT} + \tilde{GEO}) \quad (5.17)$$

O capítulo 4 descreve a modelagem para a adequação de restrições *fuzzy* ao processo de programação linear convencional. Essa adequação se baseia em acrescentar os parâmetros d e p , que correspondem respectivamente ao nível de aspiração da meta e à flexibilidade com que essa meta pode ser atingida, na forma de restrições adicionais, de modo a representar as incertezas no processo de otimização. Assim, o problema de programação linear *fuzzy* adquire a forma de um problema de programação linear convencional com algumas restrições adicionais e com o operador λ , que deverá estar no intervalo de 0 (se as restrições, inclusive a *fob* do modelo de programação linear convencional são fortemente violadas) a 1 (se as restrições e *fob* do modelo de programação linear convencional são plenamente satisfeitas).

As restrições adicionais estão descritas a seguir nas equações (5.18) a (5.23) em substituição às restrições fuzzy (5.14), (5.15), (5.16) e (5.17).

(5.18)

$$\text{Restrição 4} \Rightarrow -\text{GEO} + \lambda * p_{\text{GEO}} \leq (p_{\text{GEO}} - d_{\text{GEO}})$$

$$\text{Restrição 5} \Rightarrow \text{GEO} + \lambda * p_{\text{GEO}} \leq (p_{\text{GEO}} + d_{\text{GEO}}) \quad (5.19)$$

$$\text{Restrição 6} \Rightarrow -D + \lambda * p_{\text{D}} \leq (p_{\text{D}} - d_{\text{D}}) \quad (5.20)$$

$$\text{Restrição 7} \Rightarrow D + \lambda * p_{\text{D}} \leq (p_{\text{D}} + d_{\text{D}}) \quad (5.21)$$

$$\text{Restrição 8} \Rightarrow \lambda * p_{\text{fob}} + (T_{\text{GT}} * \text{GT} + T_{\text{GEO}} * \text{GEO} + (T_{\text{SPOT}} + T_{\text{PEN}}) * \text{SPOT} + T_{\text{LAJ}} * \text{LAJ}) \leq (p_{\text{fob}} + d_{\text{fob}}) \quad (5.22)$$

$$\text{Limite } 3_{\text{modelo_fuzzy}} \Rightarrow 0 \leq \lambda \leq 1 \quad (5.23)$$

Onde:

p_{GEO} e d_{GEO} – parâmetros, descritos no Capítulo 4 que compõem a característica *fuzzy* da variável GEO. O modelo toma por base os valores de capacidade nominal da geração eólica;

p_{D} e d_{D} - parâmetros, descritos no Capítulo 4, que compõem a característica *fuzzy* da variável D. O modelo toma por base os valores obtidos para a previsão da demanda total a ser contratada da distribuidora no modelo de programação linear convencional (sem *fuzzy*).

p_{fob} e d_{fob} – parâmetros da função de pertinência modelada para a flexibilização da restrição composta pela função objetivo do modelo de programação linear convencional.

As restrições das equações (5.4), (5.6), (5.7) e (5.8), voltam a se tornar válidas para essa modelagem.

Considerando as equações (5.13) a (5.23), a modelagem proposta na figura 5.3, se altera para a modelagem da Figura 5.8 na proposição de programação linear *fuzzy*.

Maximizar	$fob_{\text{modelo_fuzzy}}$
Sujeito a	Restrição 1
	Restrição 2
	Restrição 3
	Restrição 4
	Restrição 5
	Restrição 6
	Restrição 7

Restrição 8
Limite 1
Limite 2_{modelo_fuzzy}

Figura 5.8 – Modelagem do Problema de Programação Linear *Fuzzy* Proposto

Ou ainda:

Maximizar λ
 Sujeito a $GT + GEO + SPOT + LAJ = D - OBRIGA$
 $LAJ \leq 0,01 (OBRIGA + GT + GEO)$
 $GT + GEO \leq 0,1 * D$
 $-GEO + \lambda * p_GEO \leq (p_GEO - d_GEO)$
 $GEO + \lambda * p_GEO \leq (p_GEO + d_GEO)$
 $-D + \lambda * p_D \leq (p_D - d_D)$
 $D + \lambda * p_D \leq (p_D + d_D)$
 $\lambda * p_fob + (T_GT * GT + T_GEO * GEO + (T_SPOT + T_PEN) * SPOT + T_LAJ * LAJ) \leq (p_fob + d_fob)$
 $LAJ \geq 0$
 $0 \leq GT \leq GT_{max}$
 $0 \leq \lambda \leq 1$

Figura 5.9 – Modelagem Completa do Problema de Programação Linear *Fuzzy* Proposto

6.1 Introdução

São apresentados nesse capítulo exemplos de aplicação do modelo descrito no capítulo 5. É estruturado um CASO BASE com as características próprias de energia e de custo de uma distribuidora do Sudeste do Brasil e é analisado o comportamento de seus contratos e sua previsão de consumo, de modo que o modelo otimize ao menor custo sem infringir os limites regulatórios e técnicos, a diferença entre a energia prevista para consumo e a contratada num horizonte anual com discretização mensal.

Em seguida, são sugeridos os CASO 1, CASO 2, CASO3 e CASO 4, com variações paramétricas nos custos de algumas das alternativas de geração para avaliação do problema num cenário com maiores tarifas e, portanto mais conservativo. Os resultados para os cinco casos estudados são analisados também nesse capítulo em detalhes.

Por fim, é feita uma análise de sensibilidade para os casos estudados.

6.2 Dados de Entrada

Para a simulação do modelo proposto no capítulo 5, as variáveis de entrada foram estruturadas em um caso baseado em um problema real referente a uma distribuidora do Sudeste do Brasil, que representa em torno de 5% do total do consumo do SIN – Sistema Interligado Nacional. Foi definido como ano de estudo o ano de 2005.

Conforme descrito no capítulo 5, existem cinco alternativas de contratação de energia por parte da distribuidora. A alternativa de contratação Tipo 1 representa a contratação em leilões regulados, a parcela de ITAIPU (pois a distribuidora pertence ao Sudeste) e a parcela referente ao PROINFA. Para a distribuidora do estudo em questão cabem algumas explicações sobre a alternativa de contratação Tipo 1. São elas:

- Uma vez que o ano de estudo é o ano de 2005, ainda não incorre a parcela do PROINFA para a distribuidora do estudo pois, de acordo com a regulamentação

vigente, as distribuidoras do Sistema Interligado são obrigadas a comprar, na proporção de suas cargas, as parcelas do PROINFA somente a partir de 2006;

- Em relação aos leilões regulados, houve apenas um leilão do ACR, de energia existente para o ano de 2005;
- Também foram considerados os contratos bilaterais que a distribuidora do estudo realizou antes da sanção da Lei 10848/04 [30].

Para a aplicação do modelo desenvolvido, foram levantadas as informações descritas a seguir:

- a) Foi obtida a previsão de consumo da distribuidora do estudo, conforme será mostrado na tabela 6.1;
- b) Foram obtidos os contratos regulados e suas respectivas tarifas. Para os mesmos, foram considerados:
 - Compra nos leilões de energia existente já ocorridos para entrega de energia no ano do estudo e a tarifa 57,51 R\$/MWh que foi praticada nesse leilão para os doze meses do ano;
 - Contratos celebrados antes de 15 de março de 2004 (data de publicação da Lei 10848 que modificou as bases de comercialização de energia no Brasil) que estariam em vigência no ano de estudo e as tarifas referentes a esses contratos;
 - Parcela da energia comprada referente a Itaipu Binacional (essa parcela foi considerada devido ao fato da distribuidora estar localizada na região Sudeste) e a tarifa de 18,73 US\$/MWh que é alocada a distribuidora para essa energia para os doze meses do ano;
 - Parcela da energia comprada referente ao PROINFA (conforme mencionado anteriormente, para o ano de 2005 essa parcela é nula uma vez que os empreendimentos do PROINFA estão previstos para entrada em operação somente a partir de 2006) e tarifa da mesma;
 - O Valor do VR – Valor Anual de Referência para o ano de 2005, que de acordo com o exposto no item 3.5, é igual à tarifa do leilão de energia existente ocorrido em 2005, ou seja, 57,51 R\$/MWh para os doze meses do ano. O valor do VR é fundamental na modelagem para o cálculo da

- penalidade (conforme descritos na equação (3.2)) e para arbitrar os valores base para os leilões de ajuste de carga;
- o A totalidade de energia contratada nas modalidades dos itens acima e suas respectivas tarifas de contratação energia foram os parâmetros considerados na modelagem.
- c) Foi obtido o valor do PLD médio previsto mensal para 2005 do Sudeste, uma vez que é neste submercado que a distribuidora do estudo está inserida.
- d) Foi calculado o valor da penalidade de acordo com a metodologia expostas nas equações (3.1), (3.2) e (3.3), de acordo com o valor do VR e do PLD.

Cabe ressaltar que a modelagem sugerida no capítulo 5 é necessária para o planejamento de contratação da distribuidora para os doze meses posteriores. Deste modo, incorrerão dados de entrada verificados e outras previstos. O PLD é definido semanalmente e somente no primeiro dia da semana de operação. Por essa razão, para o planejamento de contratação da distribuidora para os próximos doze meses, a previsão do PLD é baseada na previsão do CMO.

Os montantes de energia contratados e a previsão de demanda da referida distribuidora para o ano de estudo (2005) e as curvas desses montantes estão representadas na figura 6.1 e na tabela 6.1.

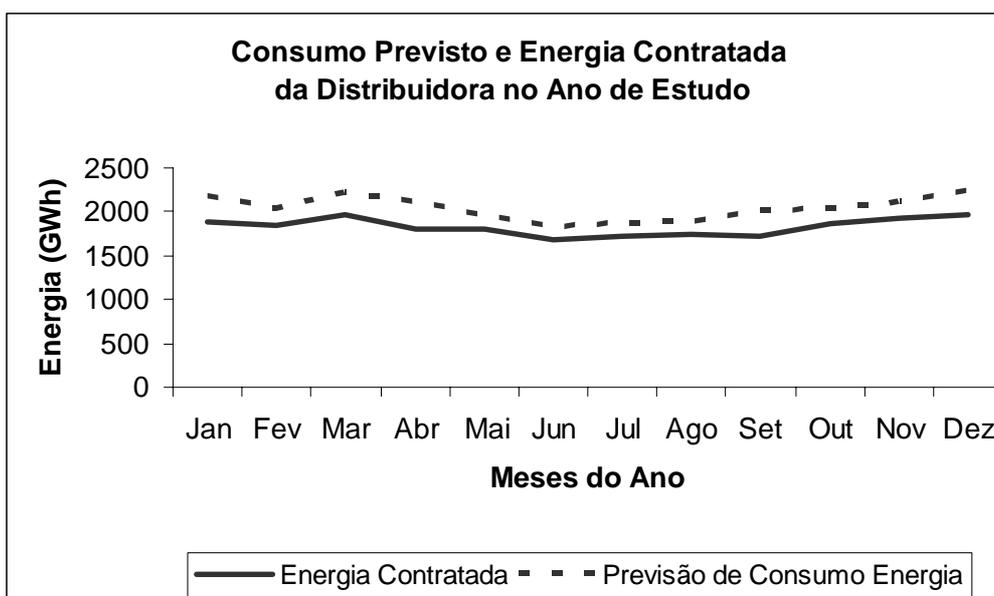


Figura 6.1 – Curvas de Consumo Previsto (GWh) e Energia contratada (GWh) no ano de estudo

Tabela 6.1 – Valores para Consumo Previsto, (GWh) e Energia contratada, (GWh) no ano de estudo

	Valores de Energia em GWh											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Contratos Tipo 1 realizados a priori para o ano de estudo	1882	1853	1960	1806	1804	1672	1723	1733	1712	1861	1918	1974
Consumo Previsto no ano de estudo	2162	2038	2217	2116	1951	1818	1874	1895	2002	2019	2110	2230

Arbitrou-se valores de geração nominal para as unidades de geração distribuída térmica e eólica e fatores de capacidade de acordo com alguns valores contratados pela Eletrobrás no PROINFA para essas fontes [53], conforme mostrado na tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Gerações Mínimas, Máximas e Fator de Capacidade

Tipo	Alternativas de Contratação	Geração Mínima (MW)	Geração Máxima (MW)	Fator de Capacidade
2	Geração Distribuída 1 (nesse caso de origem térmica)	0	30	0,5
3	Geração Distribuída 2 (nesse caso de origem eólica)	0	2,5	0,3

Os custos ou tarifas de compra de energia para suprimento representam o ponto chave do modelo, uma vez que o objetivo do mesmo é a minimização de despesas com compra de energia pela distribuidora. Conclui-se então que o custo de cada alternativa de suprimento da distribuidora é fator fundamental na decisão do planejador da mesma. As tarifas de compra dos leilões de energia que defendem o princípio da modicidade tarifária e as tarifas de contratos compulsórios como Itaipu e PROINFA, apesar de voláteis, são impostas à distribuidora e repassadas na íntegra ao consumidor final e desta forma não pertencem ao parâmetro de decisão. No entanto, o valor do PLD, que, conforme explicitado no capítulo 3, é definido somente um dia antes da semana de operação, se apresenta bastante volátil por depender basicamente de condições de armazenamento hídrico do sistema e da configuração elétrica que por sua vez é bastante dinâmica. O planejador da distribuidora possui, no início de cada ano, quando executa seu planejamento, somente a previsão dos PLD's para o ano em questão. Se os mesmos se verificarem extremamente diferentes (fato que ocorre usualmente) daqueles da previsão, essa situação poderá acarretar impactos financeiros desagradáveis para a distribuidora, que ainda não poderá repassá-los às tarifas dos consumidores finais.

De modo a abranger essa questão foram criados nesta modelagem, cinco cenários de custos, quais sejam:

- CASO BASE – custos e tarifas de mercado para o ano de estudo;
- CASO 1 – custos e tarifas de mercado para o ano de estudo, porém com a tarifa para o PLD superior em 40% ao valor do respectivo parâmetro no ano de estudo, devido a grande volatilidade do PLD historicamente observada;
- CASO 2 – custos e tarifas do CASO 1 com o acréscimo de 64% nas tarifas advindas de contratos regulados para o período de estudo, que por sua vez, modificará também a tarifa para os leilões de ajuste e para a penalidade, pelo fato de que, em sua lei de formação, esses parâmetros dependerem da tarifa dos contratos regulados. Esse percentual se deve ao fato de que a base do custo de contratos regulados foi, dentre outros, o leilão de energia existente para 2005. Contudo, para os anos seguintes, este valor deverá sofrer um acréscimo pois os próximos leilões regulados serão para energia nova, cujo investimento é superior a energia existente com usinas total ou parcialmente amortizadas.
- CASO 3 - custos e tarifas de mercado para o ano de estudo, porém com a tarifa para os PLD'S de outubro a abril superior em 20% e para os PLD's de maio a setembro superior em 60% ao valor do respectivo parâmetro no ano de estudo, devido a grande volatilidade do PLD historicamente observada nos períodos seco (baixa hidraulicidade) e úmido (alta hidraulicidade) respectivamente;
- CASO 4 - custos e tarifas do CASO BASE com o acréscimo de 64% nas tarifas advindas de contratos regulados para o período de estudo, que por sua vez, modificará também a tarifa para os leilões de ajuste e para a penalidade. O CASO 4 se assemelha ao CASO 2 com a diferença de que este caso altera somente as tarifas de contratos regulados e, de acordo com a lei de formação, conseqüentemente as tarifas de leilões de ajuste e penalidades pois visa a análise da influência desse acréscimo na modelagem proposta.

6.3 CASO BASE

O CASO BASE segue todas as premissas e parâmetros descritos no item 6.2.

Para as tarifas de suprimento, foram considerados os critérios e calculados os valores, com base nos tipos de contratação apresentados no capítulo 5 e reproduzidos a seguir.

Tipo 1 => Hidro e Térmica (Leilões Regulados), Itaipu;

Tipo 2 => Geração Distribuída 1 (nesse caso de origem térmica);

Tipo 3 => Geração Distribuída 2 (nesse caso de origem eólica);

Tipo 4 => Leilões de Ajuste;

Tipo 5 => Liquidação Final (Compra no Curto Prazo) e Penalidade.

A alocação dos custos de produção das alternativas de contratação consideradas obedeceu aos seguintes critérios:

- Alternativa de Contratação Tipo 1 – Os custos médios dos contratos regulados foram obtidos num *mix* das tarifas de compra dos leilões de energia existente ocorridos no ano de 2005, custo da parcela de energia proveniente de Itaipu e do PROINFA e da tarifa de compra de contratos realizados anteriores à Lei 10484/04 ainda vigentes [31].
- Alternativas de Contratação Tipo 2 e Tipo 3 - Os custos médios para Geração Distribuída térmica (biomassa por exemplo) e eólica foram considerados de acordo com a média dos valores de referência do PROINFA [54].
- Alternativa de Contratação Tipo 4 – Arbitrou-se que as tarifas para Leilões de Ajuste devem variar entre o valor de custo para o mercado de curto prazo para o período de estudo e o valor de tarifa dos contratos realizados a partir de leilões regulados, que determina o valor do VR. Para o modelo foi realizada uma média entre esses valores.
- Alternativa de Contratação Tipo 5 – O custo de compra ou venda no mercado de curto prazo é a média dos PLD's de janeiro a dezembro de 2005. Para o CASO BASE, pelo fato do ano de estudo já ter se verificado, os PLD's são os valores verificados e não previstos. Para o cálculo da penalidade, conforme definido no capítulo 4, a mesma corresponde ao maior valor entre o PLD e o VR do mês de apuração. Como, para 2005, o VR corresponde à tarifa contratada no leilão de

energia existente para esse ano, foi calculado para o valor da penalidade, o maior valor entre a tarifa do leilão de energia existente e o PLD para o período de estudo.

As tabelas 6.3 a 6.8 mostram as tarifas para cada tipo de alternativa de contratação considerada na modelagem.

- o Em contratos regulados, Tipo 1.

Tabela 6.3 - Tarifa em contratos regulados (R\$/MWh) – CASO BASE

Tipo 1 - Hidro e Térmica (Leilões Regulados), Itaipu - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
66,94	67,17	66,99	66,99	66,92	66,99	66,92	66,92	66,99	66,92	66,99	66,92

- o Em contratos de Geração Distribuída Térmica, Tipo 2.

Tabela 6.4 - Tarifa de compra de GD térmica (R\$/MWh) – CASO BASE

Tipo 2 - Geração Distribuída 1 (nesse caso de origem térmica) - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00

- o Em contratos de Geração Distribuída Eólica, Tipo 3.

Tabela 6.5 - Tarifa de compra de GD eólica (R\$/MWh) – CASO BASE

Tipo 3 - Geração Distribuída 1 (nesse caso de origem eólica) - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00

- o Em contratos de Leilões de Ajuste, Tipo 4.

Tabela 6.6 - Tarifa para Leilões de Ajuste (R\$/MWh) – CASO BASE

Tipo 4 - Leilões de Ajuste - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
66,68	66,68	66,68	69,95	79,49	70,74	73,38	74,77	73,48	73,38	74,77	73,48

- o No Curto Prazo, Tipo 5.

Tabela 6.7 – Custo de compra no mercado curto prazo (R\$/MWh) – CASO BASE

Tipo 5 - Liquidação Final (Compra no Curto Prazo) - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
18,33	18,33	18,33	24,88	43,96	26,45	31,74	34,51	31,94	31,94	34,51	31,94

- o Na Penalidade pela insuficiência de contratação, Tipo 5.

Tabela 6.8 – Custo da penalidade por insuficiência de contratação (R\$/MWh) – CASO BASE

Tipo 5 - Penalidade - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51	57,51

6.4 CASO 1

Para representar um cenário alternativo no modelo proposto, e reiterando a preocupação com a volatilidade dos valores do PLD ao longo do ano, foi simulado um caso com os dados do CASO BASE descrito em 6.3 com um acréscimo de 40% nos PLD's para o período de estudo. Como mencionado anteriormente, o preço PLD pode sofrer aumentos e degraus de acordo com a hidraulicidade e condições do sistema. Por isso, entende-se necessária uma simulação com o PLD mais alto pois é esse o cenário que se vem identificando na prática.

A alteração do CASO 1 em relação ao CASO BASE será somente para o custo do mercado *spot*. O valor da penalidade que se caracteriza por ser o maior valor entre o PLD e o VR, é portanto dependente do PLD. Entretanto, no CASO 1, como pode ser observado na tabela 6.9, o novo valor do PLD ainda é inferior ao valor do VR para o ano de estudo, que se situa na faixa de 60,00 R\$/MWh. Dessa forma, mesmo com o PLD sofrendo um acréscimo de 40%, o valor da penalidade para o ano de estudo descrito na tabela 6.8 não deverá se alterar.

Desse modo, para a alternativa de contratação do Tipo 5, têm-se as novas tarifas apresentadas na tabela 6.9.

- o No Curto Prazo, Tipo 5, CASO 1.

Tabela 6.9 - Custo de compra no mercado curto prazo (R\$/MWh) – CASO 1

Tipo 5 - Liquidação Final (Compra no Curto Prazo) - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
25,66	25,66	25,66	34,83	61,54	37,03	44,44	48,31	44,72	44,72	48,31	44,72

6.5 CASO 2

Para representar um segundo cenário ao modelo proposto, foi simulado um caso com os dados do CASO 1 descrito em 6.4 com um acréscimo de 64% nas tarifas advindas de contratos regulados para o período de estudo. Essa análise se baseia no fato de que para os próximos anos haverá leilões de energia nova, e deverá ser em torno desse percentual o aumento da tarifa dos leilões regulados, pois a energia nova a ser disponibilizada é em torno de 60-70% mais cara que a energia existente, caso em que muitas usinas já se encontram amortizadas.

Se supusermos que a diferença entre a energia contratada e a previsão anual de consumo da distribuidora, ou seja, que o erro de previsão da distribuidora se perpetue ao longo dos anos, o nível de tarifa da energia contratada a partir de leilões aumentará. Partindo do pressuposto que a tarifa de compra de energia pela distribuidora advinda de leilões e contratos regulados é integralmente repassada ao consumidor final, o que interessa no cenário de custo proposto no CASO 2 são as tarifas para o leilão de ajuste e as tarifas para o pagamento de penalidades, que dependem diretamente do VR, que por sua vez é determinado de acordo com as tarifas dos leilões regulados para assegurar o princípio da modicidade tarifária. Dessa forma, no CASO 2, as tarifas de leilões de ajuste e penalidades também sofrem acréscimos.

De forma a se testar a correta resposta do modelo, intentou-se modelar um caso com aumentos em mais de uma tarifa do estudo. Portanto, além do acréscimo das tarifas dos leilões regulados que reflete no acréscimo das tarifas dos leilões de ajuste e penalidade, o CASO 2 manteve o acréscimo de 40% para os PLD's inserido no CASO 1.

A alteração do CASO 2 em relação ao CASO 1 ocorrerá para os custos apresentados nas tabelas a seguir.

- o Em contratos regulados, Tipo 1, CASO 2.

Tabela 6.10 - Tarifa em contratos regulados (R\$/MWh) - CASO 2

Tipo 1 - Hidro e Térmica (Leilões Regulados), Itaipu - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
109,78	110,16	109,86	109,86	109,75	109,86	109,75	109,75	109,86	109,75	109,86	109,75

- o Em contratos de Leilões de Ajuste, Tipo 4, CASO 2:

Tabela 6.11 - Tarifa para Leilões de Ajuste (R\$/MWh) - CASO 2

Tipo 4 - Leilões de Ajuste - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
70,83	70,83	70,83	75,42	88,77	76,52	80,22	82,16	80,36	80,36	82,16	80,36

- o Na Penalidade pela insuficiência de contratação, Tipo 5, CASO 2.

Tabela 6.12 - Custo da penalidade por insuficiência de contratação (R\$/MWh) – CASO 2

Tipo 5 - Penalidade - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00

6.6 CASO 3

Para este caso, foi simulado um caso com os dados do CASO BASE descrito em 6.3 com um acréscimo de 20% nos PLD's para os meses de outubro a abril e um acréscimo de 60% nos PLD's para os meses de maio a setembro do ano de estudo.

A distribuidora utilizada para os casos simulados se situa no Sudeste, e é sabido que o período chamado seco do Sudeste compreende os meses de maio a setembro. Período seco é aquele com reduzidas aflúências de vazões nos reservatórios. O sistema energético brasileiro é composto de 73% de hidrelétricas, que se encontram em grande parte na região Sudeste. Desta forma, por existir um sistema majoritariamente de origem hidráulica, o PLD é fortemente afetado quando da variação de aflúências nos reservatórios e é no período seco que, numa diminuição no nível de vazões, o PLD pode vir a aumentar em proporções maiores e fora do previsto. Para os meses de outubro a abril, ocorre, para o Sudeste, o período úmido ou período de chuvas onde as aflúências de vazões nos reservatórios tendem a ser acima da média. Por isso, no período úmido, vislumbra-se nessa análise, que o PLD sofra um acréscimo menor.

A alteração do CASO 3 em relação ao CASO BASE correrá para os custos apresentados na tabela 6.13 a seguir

- o No Curto Prazo, Tipo 5, CASO 3.

Tabela 6.13 - Custo de compra no mercado curto prazo (R\$/MWh) – CASO 3

Tipo 5 - Liquidação Final (Compra no Curto Prazo) - Custo (R\$/MWh)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
22,00	22,00	22,00	39,81	70,34	42,32	50,78	55,22	51,10	38,33	41,41	38,33

6.7 CASO 4

Para o CASO 4 foram considerados o custo de leilões regulados e Itaipu (Tipo 1), leilões de ajuste (Tipo 4) e penalidades (Tipo 5) do CASO 2 e o PLD (Tipo 5), GD térmica (Tipo 2), GD eólica (Tipo 3) do CASO BASE. Em suma, para as cinco alternativas de contratação, para o CASO 4, foram usadas as tabelas 6.4, 6.5, 6.7, 6.10, 6.11 e 6.12 para formação dos custos da modelagem.

Dessa vez optou-se por variar somente o custo dos contratos regulados em 64%, que, por sua vez, altera os custos dos leilões de ajuste e de penalidades em relação aos valores de custos do CASO BASE. Como explicitado anteriormente, o CASO 2 foi montado para ser um caso com diversas tarifas aumentadas. O CASO 4 já se apresenta como um caso mais suave e portanto, mais factível.

6.8 Resultados com Modelagem de Programação Linear Convencional (sem fuzzy)

6.8.1 CASO BASE

O objetivo da modelagem descrita no capítulo 5 é calcular a diferença entre a Energia Prevista que deverá ser consumida e Energia Contratada, $D_c = D - OBRIGA$, a cada mês e indicar a melhor opção de contratação dessa diferença entre os quatro tipos de possibilidades disponíveis: geração térmica distribuída, geração eólica distribuída, compra em leilões de ajuste e compra no curto prazo. Para tanto, é utilizado o critério de menor custo final de compra de energia que atenda aos limites e restrições do modelo. Sintetizando, a otimização se baseia somente na diferença entre o contratado no início do estudo e o previsto, de modo a sinalizar para a distribuidora a necessidade de leilões de ajuste, novos contratos com geração distribuída ou a liquidação no curto prazo, que dependendo do PLD, pode ser uma boa opção. Nesse caso, D_c é sempre positivo, o que representa que em todos os meses do ano de estudo, a distribuidora ficou subcontratada, o que significa que sua previsão de consumo foi inferior à seu nível de contratação. Caso D_c fosse negativo, a distribuidora estaria sobrecontratada e venderia essa diferença no curto prazo, ao PLD respectivo a cada mês.

Uma característica fundamental da modelagem é que a mesma abrange doze meses consecutivos, podendo ser simulada no decorrer do ano em curso, quando numa revisão da previsão de carga e também caso um novo contrato de compra de energia pela distribuidora for realizado. Os ajustes para minimizar o custo final de compra de energia poderiam ser realizados pela distribuidora até o último dia do mês anterior ao mês de operação. Esse ajuste fino da modelagem vem a proporcionar uma otimização constante no processo de comercialização da distribuidora que conseqüentemente beneficiaria o consumidor cativo final e existiriam ganhos indiretos como a diminuição da inadimplência e das perdas comerciais que aumentam quando aumenta a tarifa de energia elétrica.

As tabelas 6.14 a 6.16 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear convencional. Foi utilizada a unidade de GWh para facilitar a visualização dos resultados. A tabela 6.13 apresenta o resultado da simulação para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e a tabela 6.14 denota a otimização para os meses subsequentes do ano. A tabela 6.15 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista porém ainda não contratada da distribuidora. Esse valor poderá embasar uma contratação adicional para todo o ano e ser modularizado de acordo com os meses do ano.

Tabela 6.14 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO BASE

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	280,140	185,480	257,670	310,190	146,730	145,290
Geracao Termica	0,000	0,000	0,000	0,000	10,800	0,000
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	261,320	166,950	238,080	292,130	117,780	128,560
Compra em Leiloes de Ajuste	18,825	18,533	19,597	18,061	18,152	16,729

Tabela 6.15 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – GWh- CASO BASE

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	150,630	162,190	290,250	157,410	191,330	255,580
Geracao Termica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	133,390	144,860	273,130	138,790	172,140	235,830
Compra em Leiloes de Ajuste	17,237	17,335	17,123	18,618	19,190	19,744

Tabela 6.16 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – GWh - CASO BASE

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	2.532,900
Geracao Termica	10,800
Geracao Eolica	0,000
Compra no Curto Prazo	2.303,000
Compra em Leiloes de Ajuste	219,140

As tabelas 6.17 a 6.19 apresentam o mesmo resultado das tabelas 6.14 a 6.16 porém na unidade de MWmed que é a mais usual no setor para celebração de contratos e análises de comercialização. O MWmed para o mês é calculado dividindo-se a quantidade de energia em MWh do mês pelo número de horas no mês em análise. O MWmed para o ano é análogo, ou seja, divide-se a quantidade de energia em MWh do ano pelo número de horas no ano em análise

Tabela 6.17 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO BASE

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	389,087	257,613	357,881	430,815	203,796	201,786
Geracao Termica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	15,00000	0,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	362,942	231,872	330,663	405,731	163,584	178,551
Compra em Leiloes de Ajuste	26,145	25,741	27,218	25,084	25,212	23,235

Tabela 6.18 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO BASE

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	209,209	225,265	403,131	218,624	265,736	354,967
Geracao Termica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	185,268	201,190	379,349	192,765	239,083	327,545
Compra em Leiloes de Ajuste	23,941	24,076	23,782	25,858	26,653	27,423

Tabela 6.19 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MWmed - CASO BASE

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	293,159
Geracao Termica	1,25000
Geracao Eolica	0,00000
Compra no Curto Prazo	266,545
Compra em Leiloes de Ajuste	25,364

De acordo com as tabelas 6.3 a 6.8, os custos para a otimização do problema no ano de estudo, não considerando o custo para Contratos Regulados (Tipo 1) pois os mesmos advêm de mecanismos compulsórios do setor, na sua ordem crescente são:

A) Para os meses de Janeiro a Abril e Junho a Dezembro do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Térmica Distribuída;
- Geração Eólica Distribuída.

B) Para os meses de Maio do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Geração Térmica Distribuída;
- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Eólica Distribuída.

O modelo de otimização segue o critério de menor custo, portanto pode-se observar nos resultados de contratação das quatro alternativas disponíveis que o mesmo aloca a energia a ser adquirida para compor a totalidade da previsão de consumo da distribuidora nos meses de Janeiro a Abril e Junho a Dezembro de acordo com a ordem de A) e para o mês de maio de acordo com a ordem de B). A alternativa de leilão de ajuste possui a limitação, que é respeitada pelo modelo, de 1% somente do montante total já contratado. Já a alternativa de compra no curto prazo acrescida do pagamento de penalidades não possui limites previstos na legislação. As alternativas de geração distribuída também

possuem limites na legislação para contratação da distribuidora de 10% de seu consumo total e limitações técnicas de capacidade instalada e fator de carga da planta.

Na modelagem do CASO BASE com o nível de custos e tarifas apresentados, observa-se que a geração eólica distribuída teve nenhuma competitividade com as outras alternativas.

A análise da modelagem permite ao planejador da distribuidora negociar preços e tarifas de geração distribuída, quando for viável economicamente para o produtor, mais aderentes aos preços praticados pelo restante do mercado de comercialização.

Pode ser observado nas tabelas 6.20 a 6.22, o valor total das despesas em milhões de Reais com compra de energia pela distribuidora. Essas tabelas representam o somatório do custo de energia adquirida através de contratos regulados e/ou compulsórios com o custo da energia adquirida pela otimização do problema. Os resultados são apresentados na tabela 6.20 em milhões de Reais para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, na tabela 6.21 para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e por fim, na tabela 6.22 está retratado o custo total, em milhões de Reais para a distribuidora adquirir toda a energia que precisa entregar a seus consumidores cativos de acordo com sua previsão de consumo.

Tabela 6.20 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO BASE

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Funcao Objetivo	21,074	13,897	19,363	25,332	14,420	11,977
Valor Custo Total	147,086	138,387	150,643	146,320	135,173	124,046

Tabela 6.21 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO BASE

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Funcao Objetivo	13,170	14,626	25,690	13,753	17,275	22,546
Valor Custo Total	128,523	130,628	140,398	138,345	145,829	154,675

Tabela 6.22 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO BASE

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Funcao Objetivo	213,122
Valor Custo Total	1.680,053

6.8.2 CASO 1

O CASO 1, analogamente ao CASO BASE, reflete as premissas do item 6.2 para o ano de estudo, porém com os custos e tarifas modificados segundo critérios descritos no item 6.4. Com o acréscimo de custos para o PLD representado na tabela 6.9, os custos para a otimização do problema no ano de estudo, a exceção do custo para Contratos Regulados (Tipo 1), pois os mesmos advêm de mecanismos compulsórios do setor, na sua ordem crescente são:

A) Para os meses de Janeiro a Abril e Junho do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Térmica Distribuída;
- Geração Eólica Distribuída.

B) Para os meses de Maio e Julho a Dezembro do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Geração Térmica Distribuída;
- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Eólica Distribuída.

Tendo em vista a ordem de custos relatada em A) e B), o modelo explora essa fila de opções para atendimento à demanda prevista porém ainda não contratada – D_c , respeitando as limitações técnicas ou regulatórias inerentes a cada alternativa.

Analogamente ao CASO BASE, as tabelas 6.23 a 6.25 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear convencional na unidade de GWh. A tabela 6.23 apresenta o resultado da simulação para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e a tabela 6.24 denota a otimização para os meses subsequentes do ano. A tabela 6.25 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.23 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 1

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	280,140	185,480	257,670	310,190	146,730	145,290
Geracao Termica	0,000	0,000	0,000	0,000	10,800	0,000
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	261,320	166,950	238,080	292,130	117,780	128,560
Compra em Leiloes de Ajuste	18,825	18,533	19,597	18,061	18,152	16,729

Tabela 6.24 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 1

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	150,630	162,190	290,250	157,410	191,330	255,580
Geracao Termica	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	122,490	133,950	262,220	127,880	161,230	224,920
Compra em Leiloes de Ajuste	17,345	17,443	17,231	18,726	19,298	19,852

Tabela 6.25 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – GWh - CASO 1

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	2.532,900
Geracao Termica	75,600
Geracao Eolica	0,000
Compra no Curto Prazo	2.237,500
Compra em Leiloes de Ajuste	219,790

As tabelas 6.26 a 6.28 apresentam o mesmo resultado das tabelas 6.23 a 6.25, porém na unidade de MWmed de modo a se comparar com o CASO BASE.

Tabela 6.26 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 1

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	389,087	257,613	357,881	430,815	203,796	201,786
Geracao Termica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00002	15,00000	0,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	362,942	231,872	330,663	405,731	163,584	178,551
Compra em Leiloes de Ajuste	26,145	25,741	27,218	25,084	25,212	23,235

Tabela 6.27 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 1

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	209,209	225,265	403,131	218,624	265,736	354,967
Geracao Termica	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	170,118	186,040	364,199	177,615	223,933	312,395
Compra em Leiloes de Ajuste	24,091	24,226	23,932	26,008	26,803	27,573

Tabela 6.28 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 1

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	293,159
Geracao Termica	8,75000
Geracao Eolica	0,00000
Compra no Curto Prazo	258,970
Compra em Leiloes de Ajuste	25,439

A partir da análise das tabelas 6.23 a 6.28, pode-se observar que, no CASO 1, a tarifa da geração térmica distribuída se torna mais competitiva com o mercado e essa tecnologia é explorada na sua totalidade de capacidade de geração para alguns meses do ano, como é o caso dos meses de maio, julho, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro.

As tabelas 6.29, 6.30 e 6.31 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente. Nota-se que, com o acréscimo de 40% aos PLD's dos meses que formam o ano de estudo ocorreu um acréscimo na despesa anual total de compra de energia pela distribuidora de 12% em relação a função objetivo do CASO BASE e de 1,5% em relação à despesa total do CASO BASE. Isso comprova a capacidade do modelo de otimizar os custos alocando sempre a alternativa mais barata como opção de geração, respeitando as restrições legislativas.

O percentual de aumento para o custo total de despesa da distribuidora é inferior ao da função objetivo em relação ao CASO BASE devido ao grande volume de energia dos contratos regulados, uma vez que Dc representa em torno de 10% do consumo total previsto da distribuidora.

Tabela 6.29 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 1

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Funcao Objetivo	22,989	15,121	21,108	28,238	16,965	13,337
Valor Custo Total	149,001	139,610	152,388	149,226	137,718	125,407

Tabela 6.30 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 1

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Funcao Objetivo	14,786	16,505	29,099	15,474	19,531	25,479
Valor Custo Total	130,139	132,507	143,808	140,066	148,084	157,608

Tabela 6.31 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 1

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Funcao Objetivo	238,631
Valor Custo Total	1.705,562

6.8.3 CASO 2

O CASO 2, analogamente ao CASO 1, reflete as premissas do item 6.2 para o ano de estudo, porém com os custos e tarifas modificados segundo critérios descritos no item 6.5. Além do aumento de 40% ao valor do PLD do CASO 1, no CASO 2 há também um acréscimo para as tarifas de leilões regulados explicitados na tabela 6.9, que modifica, por sua vez, o VR. Os custos de leilões de ajuste e da penalidade têm, na sua base de formação, o VR e portanto também sofrem acréscimos. Os custos para a otimização do problema no ano de estudo, a exceção do custo para Contratos Regulados (Tipo 1) pois os mesmos advêm de mecanismos compulsórios do setor, na sua ordem crescente são:

A) Para os meses de Janeiro a Dezembro do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Geração Térmica Distribuída;
- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Eólica Distribuída.

O resultado do modelo é similar ao CASO 1 nos meses de Maio e Julho a Dezembro do ano de estudo, pois a ordem crescente de custos do CASO 2 dos meses citados é a mesma do CASO 1. Isso provoca a geração térmica distribuída sendo bem explorada pelo modelo.

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

As tabelas 6.32 a 6.34 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear convencional na unidade de GWh. A tabela 6.32 apresenta o resultado da simulação para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e a tabela 6.33 denota a otimização para os meses subsequentes do ano. A tabela 6.34 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.31 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 2

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	280,140	185,480	257,670	310,190	146,730	145,290
Geracao Termica	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	250,410	156,040	227,170	281,220	117,780	117,650
Compra em Leiloes de Ajuste	18,933	18,641	19,705	18,169	18,152	16,837

Tabela 6.32 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 2

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	150,630	162,190	290,250	157,410	191,330	255,580
Geracao Termica	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	122,490	133,950	262,220	127,880	161,230	224,920
Compra em Leiloes de Ajuste	17,345	17,443	17,231	18,726	19,298	19,852

Tabela 6.33 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – GWh - CASO 2

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	2.532,900
Geracao Termica	129,600
Geracao Eolica	0,000
Compra no Curto Prazo	2.183,000
Compra em Leiloes de Ajuste	220,330

As tabelas 6.35 a 6.37 apresentam o mesmo resultado das tabelas 6.32 a 6.34, porém na unidade de MWmed de modo a se comparar com os CASO BASE e CASO 1.

Tabela 6.35 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 2

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	389,087	257,613	357,881	430,815	203,796	201,786
Geracao Termica	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	347,792	216,722	315,513	390,581	163,584	163,401
Compra em Leiloes de Ajuste	26,295	25,891	27,368	25,234	25,212	23,385

Tabela 6.36 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 2

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	209,209	225,265	403,131	218,624	265,736	354,967
Geracao Termica	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	170,118	186,040	364,199	177,615	223,933	312,395
Compra em Leiloes de Ajuste	24,091	24,226	23,932	26,008	26,803	27,573

Tabela 6.37 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 2

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	293,159
Geracao Termica	15,00000
Geracao Eolica	0,00000
Compra no Curto Prazo	252,658
Compra em Leiloes de Ajuste	25,502

Na análise das tabelas 6.31 a 6.37, observa-se que a geração eólica distribuída se apresenta à margem das outras alternativas de geração por apresentar custo superior. As tabelas 6.38, 6.39 e 6.40 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente. Com o acréscimo dos custos para esse caso, o aumento da despesa anual de compra de energia da distribuidora foi de 63% em relação ao CASO 1 e de 65% em relação ao CASO BASE. Já os percentuais de aumento para o custo anual relativo à função objetivo em relação ao CASO BASE é de 72% e em relação ao CASO 1 é de 54%. Nesse caso, como o acréscimo de tarifas incide também e principalmente nas tarifas de contratos regulados que estão fora do processo de otimização porém contempladas no custo anual total, os maiores percentuais ocorrem

para o custo total anual e não para o custo anual da função objetivo em relação ao CASO 1 como ocorre no CASO 1.

Tabela 6.38 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Funcao Objetivo	37,840	24,451	34,603	44,813	23,548	20,318
Valor Custo Total	244,497	228,616	249,895	243,226	221,585	204,106

Tabela 6.39 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Funcao Objetivo	22,069	24,468	44,555	23,084	29,104	38,771
Valor Custo Total	211,250	214,714	232,671	227,418	239,925	255,465

Tabela 6.40 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Funcao Objetivo	367,624
Valor Custo Total	2.773,367

6.8.4 CASO 3

O CASO 3, analogamente ao CASO BASE, reflete as premissas do item 6.2 para o ano de estudo, porém com os PLD's modificados segundo critérios descritos no item 6.6 e tabela 6.3. Os custos para a otimização do problema, na sua ordem crescente são como a seguir:

A) Para os meses de Janeiro a Março do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Térmica Distribuída;
- Geração Eólica Distribuída.

B) Para os meses de Abril a Dezembro do ano de estudo:

- Leilões de Ajuste;
- Geração Térmica Distribuída;

- Curto Prazo acrescido da Penalidade;
- Geração Eólica Distribuída.

Tendo em vista a ordem de custos relatada em A) e B), o modelo explora essa fila de opções para atendimento à demanda prevista porém ainda não contratada – *Dc*, respeitando as limitações técnicas ou regulatórias inerentes a cada alternativa.

As tabelas 6.41 a 6.49 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear convencional nas unidades de GWh (tabelas 6.41 a 6.43), MWmed (tabelas 6.44 a 6.46) e MMR\$ (tabelas 6.47 a 6.49).

Tabela 6.41 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 3

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	280,140	185,480	257,670	310,190	146,730	145,290
Geracao Termica	0,000	0,000	0,000	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	261,320	166,950	238,080	281,220	117,780	117,650
Compra em Leiloes de Ajuste	18,825	18,533	19,597	18,169	18,152	16,837

Tabela 6.42 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 3

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	150,630	162,190	290,250	157,410	191,330	255,580
Geracao Termica	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	122,490	133,950	262,220	127,880	161,230	224,920
Compra em Leiloes de Ajuste	17,345	17,443	17,231	18,726	19,298	19,852

Tabela 6.43 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – GWh - CASO 3

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	2.532,900
Geracao Termica	97,200
Geracao Eolica	0,000
Compra no Curto Prazo	2.215,700
Compra em Leiloes de Ajuste	220,010

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

Tabela 6.44 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 3

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	389,087	257,613	357,881	430,815	203,796	201,786
Geracao Termica	0,00000	0,00000	0,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	362,942	231,872	330,663	390,581	163,584	163,401
Compra em Leiloes de Ajuste	26,145	25,741	27,218	25,234	25,212	23,385

Tabela 6.45 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 3

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	209,209	225,265	403,131	218,624	265,736	354,967
Geracao Termica	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	170,118	186,040	364,199	177,615	223,933	312,395
Compra em Leiloes de Ajuste	24,091	24,226	23,932	26,008	26,803	27,573

Tabela 6.46 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 3

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	293,159
Geracao Termica	11,25000
Geracao Eolica	0,00000
Compra no Curto Prazo	256,445
Compra em Leiloes de Ajuste	25,464

Tabela 6.47 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 3

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Funcao Objetivo	22,033	14,510	20,236	29,665	19,038	13,962
Valor Custo Total	148,045	138,999	151,516	150,653	139,791	126,031

Tabela 6.48 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 3

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Funcao Objetivo	15,563	17,430	30,772	14,656	18,418	24,042
Valor Custo Total	130,916	133,433	145,481	139,249	146,972	156,171

Tabela 6.49 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 3

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Funcao Objetivo	240,325
Valor Custo Total	1.707,256

Uma vez que o CASO 2 possui maiores índices de custos que o caso em questão, os custos com compra de energia total pela distribuidora foram inferiores em 39% em relação ao CASO 2 assim como o custo anual relativo à função objetivo, que para este caso, foi inferior em 34% em relação ao CASO 2. Em relação aos CASO BASE e CASO 1, para este caso, houve aumentos de 1,6 e 1% respectivamente nos custos de despesa anual de compra de energia da distribuidora e de 13 e 0,7% respectivamente para o custo anual relativo à função objetivo. Este caso contempla alterações somente nos custos de PLD portanto os aumentos em relação aos custos dos CASO BASE e CASO 1 são de baixa profundidade.

Uma observação pertinente retirada dos resultados é que a partir do mês de abril, a geração distribuída de origem térmica, de acordo com as premissas desse caso, por possuir uma tarifa, na escala de custos, inferior à tarifa da compra no curto prazo incluindo penalidades, induz o modelo a explorá-la na sua totalidade e somente o excedente é imputado para o curto prazo.

A análise do CASO 3 demonstra claramente que a geração distribuída apresenta uma alternativa de menor custo para a distribuidora não ficar sujeita a variações imprevisíveis do curto prazo ocasionadas por baixos períodos de afluência e ainda aplicação de penalidades por estar sujeita ao curto prazo.

6.8.5 CASO 4

O CASO 4, analogamente ao CASO BASE, reflete as premissas do item 6.2 para o ano de estudo, porém com as tarifas de leilões regulados modificados segundo critérios descritos no item 6.7 que alteram as tarifas de leilões de ajuste e de penalidade. Os custos para a otimização do problema no ano de estudo, na sua ordem crescente são exatamente como em A) do item 6.8.3 para todos os meses do ano de estudo.

As tabelas 6.50 a 6.58 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear convencional nas unidades de GWh (tabelas 6.50 a 6.52), MWmed (tabelas 6.53 a 6.55) e MMR\$ (tabelas 6.56 a 6.58).

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

Tabela 6.50 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 4

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	280,140	185,480	257,670	310,190	146,730	145,290
Geracao Termica	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	250,410	156,040	227,170	281,220	117,780	117,650
Compra em Leiloes de Ajuste	18,933	18,641	19,705	18,169	18,152	16,837

Tabela 6.51 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 4

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	150,630	162,190	290,250	157,410	191,330	255,580
Geracao Termica	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	122,490	133,950	262,220	127,880	161,230	224,920
Compra em Leiloes de Ajuste	17,345	17,443	17,231	18,726	19,298	19,852

Tabela 6.52 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – GWh - CASO 4

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	2.532,900
Geracao Termica	129,600
Geracao Eolica	0,000
Compra no Curto Prazo	2.183,000
Compra em Leiloes de Ajuste	220,330

Tabela 6.53 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 4

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	389,087	257,613	357,881	430,815	203,796	201,786
Geracao Termica	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	347,792	216,722	315,513	390,581	163,584	163,401
Compra em Leiloes de Ajuste	26,295	25,891	27,368	25,234	25,212	23,385

Tabela 6.54 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 4

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	209,209	225,265	403,131	218,624	265,736	354,967
Geracao Termica	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000	15,00000
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	170,118	186,040	364,199	177,615	223,933	312,395
Compra em Leiloes de Ajuste	24,091	24,226	23,932	26,008	26,803	27,573

Tabela 6.55 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 4

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	293,159
Geracao Termica	15,00000
Geracao Eolica	0,00000
Compra no Curto Prazo	252,658
Compra em Leiloes de Ajuste	25,502

Tabela 6.56 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 4

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Funcao Objetivo	36,005	23,307	32,937	42,014	21,478	19,073
Valor Custo Total	242,662	227,472	248,230	240,428	219,514	202,861

Tabela 6.57 – Resultado da Otimização PL Convencional – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 4

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Funcao Objetivo	20,513	22,620	41,204	21,450	26,879	35,897
Valor Custo Total	209,694	212,866	229,320	225,783	237,700	252,591

Tabela 6.58 – Resultado da Otimização PL Convencional – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 4

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Funcao Objetivo	343,377
Valor Custo Total	2.749,120

Nesse caso, em todos os meses do ano o custo da geração térmica distribuída se apresentou inferior ao custo do curto prazo acrescido de penalidades e o modelo explorou até o limite a geração da GD térmica.

Isso mostra como a GD térmica do modelo se apresenta como uma alternativa competitiva e viável economicamente para redução de compras no curto prazo e conseqüentemente aplicação de penalidades.

Os custos tanto para despesa total da distribuidora como para a função objetivo de otimização do modelo desse caso foram superiores aos do CASO BASE, CASO 1 e CASO 3. Para o CASO 2, uma análise comparativa denota custos superiores para o mesmo em relação ao CASO 4 uma vez que o CASO 2 possui notadamente os maiores níveis de custos em todas as alternativas de contratação.

Os custos de despesas totais da distribuidora para o caso em questão foram de 64, 61,2 e 61% superiores em relação aos CASO BASE, CASO 1 e CASO 3, respectivamente.

Os custos para a função objetivo que representa as alternativas de contratação da distribuidora em contratos de curto prazo para o caso em questão foram de 61, 44 e 43% superiores em relação aos CASO BASE, CASO 1 e CASO 3, respectivamente.

O CASO 4 em relação ao CASO 2 denotou um decréscimo de 0,87 e 6,6% para os custos de despesa total e da função objetivo respectivamente.

Outra observação relevante é que com variações em alguns parâmetros de custos do modelo, a sinalização de alternativa de contratação se modifica. Isso significa que os custos dessas alternativas se apresentam muito próximos uns aos outros e dessa forma, é preponderante que a distribuidora realize uma variação paramétrica de custos para melhor avaliar sua estratégia de contratação.

6.9 Resultados com Modelagem de Programação Linear Fuzzy

A inserção da modelagem *fuzzy* descrita nos capítulos 4 e 5 ocorre na medida em que se torna necessário dar um tratamento às incertezas intrínsecas ao problema como é o caso da previsão de consumo, que norteia toda a estratégia de comercialização da distribuidora para reduzir custos com compra de energia, e da geração eólica devido a característica aleatória desse tipo de geração.

Como descrito no capítulo 5, o objetivo principal do problema de otimização no caso da modelagem *fuzzy* é não mais minimizar o custo total de compra de energia e sim maximizar o parâmetro λ de modo a garantir que o resultado final se coloque dentro da pertinência desejada. A minimização do custo total de compra de energia se torna, na modelagem *fuzzy* adotada, uma restrição do problema com o mesmo peso das demais restrições existentes.

6.9.1 CASO BASE FUZZY

Os dados de entrada do CASO BASE FUZZY são idênticos aos do CASO BASE do item 6.3 com a adição dos parâmetros *fuzzy* de flexibilização de variáveis para a expectativa de variação de valores dentro da pertinência consolidada por especialistas. As funções de pertinência adotadas para a restrição de demanda e geração eólica estão representadas nas figuras 5.6 e 5.7 e na metodologia dos itens 5.10 e 5.11 respectivamente. A função de

pertinência para o nível de aspiração da função objetivo (custo) está representada na figura 5.5.

As tabelas 6.59 a 6.61 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear *fuzzy* na unidade de GWh. A tabela 6.59 apresenta o resultado da simulação para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e a tabela 6.60 denota a otimização para os meses subsequentes do ano. A tabela 6.61 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.59 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO BASE

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2100,600	2004,900	2153,500	2055,700	1895,100	1785,300
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	218,110	151,540	193,820	249,660	90,638	112,420
Geracao Termica	5,781	5,303	5,805	5,597	4,356	4,890
Geracao Eolica	0,482	0,500	0,491	0,440	0,413	0,500
Compra no Curto Prazo	206,750	138,190	182,710	237,640	78,095	99,416
Compra em Leiloes de Ajuste	5,096	7,553	4,816	5,975	7,774	7,614

Tabela 6.60 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO BASE

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	1839,400	1846,300	1945,300	1960,300	2049,300	2188,400
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	115,650	112,870	232,990	98,541	130,290	213,960
Geracao Termica	4,894	4,904	5,346	4,455	5,071	5,841
Geracao Eolica	0,500	0,500	0,406	0,493	0,493	0,489
Compra no Curto Prazo	102,930	102,160	220,940	84,510	119,070	204,330
Compra em Leiloes de Ajuste	7,325	5,311	6,297	9,082	5,661	3,307

Tabela 6.61 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – GWh - CASO BASE

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23824,200
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1920,500
Geracao Termica	62,243
Geracao Eolica	5,705
Compra no Curto Prazo	1776,700
Compra em Leiloes de Ajuste	75,811

As tabelas 6.62 a 6.64 apresentam o mesmo resultado das tabelas 6.59 a 6.61, porém na unidade de MWmed de modo a se comparar com o item 6.3.

Tabela 6.62 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO BASE

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2917,469	2784,572	2990,992	2855,164	2632,047	2479,647
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	302,935	210,477	269,192	346,744	125,886	156,138
Geracao Termica	8,029	7,366	8,063	7,774	6,050	6,791
Geracao Eolica	0,66939	0,69414	0,68133	0,61103	0,57371	0,69395
Compra no Curto Prazo	287,159	191,927	253,759	330,060	108,465	138,078
Compra em Leiloes de Ajuste	7,078	10,490	6,689	8,299	10,797	10,575

Tabela 6.63 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO BASE

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	2554,717	2564,337	2701,821	2722,706	2846,237	3039,437
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	160,630	156,767	323,595	136,862	180,963	297,170
Geracao Termica	6,798	6,811	7,425	6,187	7,043	8,112
Geracao Eolica	0,69381	0,69408	0,56341	0,68526	0,68422	0,67930
Compra no Curto Prazo	142,964	141,886	306,861	117,376	165,373	283,786
Compra em Leiloes de Ajuste	10,174	7,376	8,745	12,614	7,863	4,592

Tabela 6.64 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Total do ano de estudo – MWmed - CASO BASE

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	2757,429
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	222,280
Geracao Termica	7,204
Geracao Eolica	0,66030
Compra no Curto Prazo	205,641
Compra em Leiloes de Ajuste	8,774

Da análise das tabelas 6.59 a 6.64, observa-se que nesse caso o modelo considera a geração eólica, em quantidades bem pequenas como uma alternativa de compra da distribuidora pois no caso *fuzzy* o modelo deve conciliar a máxima pertinência para λ com a restrição de menor custo e limitações técnicas e regulatórias. Dessa forma, o modelo impõe à otimização, a geração de energia eólica de acordo com a sua respectiva curva de pertinência. Uma vez que a geração eólica é incerta, esse cenário de contratação, mesmo que mínimo, de geração eólica para o CASO BASE FUZZY, que será perpetuado em todas as demais simulações *fuzzy*, é pertinente para a distribuidora, se, por exemplo, a mesma for a proprietária dessa geração eólica e desejar utilizá-la no processo de otimização.

Cabe destacar que a situação da distribuidora possuir geração eólica (própria ou não) conectada em sua rede ocorre para pouquíssimas distribuidoras do SIN uma vez que esta

tecnologia iniciou sua implantação no setor elétrico brasileiro recentemente. Este fato denota que a viabilização da opção de contratação de geração eólica pela distribuidora é uma alternativa de baixa possibilidade, colocada no modelo proposto por este trabalho como ilustração para caracterizar esse tipo de geração distribuída.

As tabelas 6.65 e 6.66 apresentam para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e para os meses de julho a dezembro do ano de estudo, respectivamente, o valor de *lambda*, ou risco associado, ou seja, se *lambda* estiver próximo da unidade, as violações às condições base das restrições não são muito grandes, enquanto que, para valores baixos de *lambda*, haverá uma violação elevada das restrições. Para todos os meses do ano de estudo, *lambda* se manteve igual á unidade, o que significa que as restrições foram plenamente atendidas com risco nulo.

Tabela 6.65 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jan a Jun do ano de estudo – Valor *Lambda* - CASO BASE

Fuzzy	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela 6.66 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jul a Dez do ano de estudo – Valor *Lambda* - CASO BASE

Fuzzy	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

As tabelas 6.67, 6.68 e 6.69 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente.

Tabela 6.67 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO BASE

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Custo Alternativas Contratação	16,668	11,590	14,829	20,619	9,040	9,452
Valor Custo Total	142,680	136,079	146,109	141,607	129,793	121,521

Tabela 6.68 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO BASE

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Custo Alternativas Contratação	10,291	10,366	20,816	9,695	12,108	16,571
Valor Custo Total	125,644	126,368	135,525	134,287	140,661	148,701

Tabela 6.69 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO BASE

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	162,044
Valor Custo Total	1628,975

Observa-se na tabela 6.69 que, mesmo com um mínimo de geração eólica que é a fonte mais cara dentre as alternativas de geração, o problema de otimização *fuzzy* retornou custos totais anuais de compra de energia pela distribuidora 3% inferiores em relação ao CASO BASE do item 6.8.1. Para o custo anual somente da parcela *Dc* não previamente contratada mas necessária ao atendimento de 100% da previsão de carga da distribuidora, a diferença percentual é um decréscimo de 24% entre o CASO BASE FUZZY e o CASO BASE da PL convencional. Essa diferença se deve ao fato, dentre outros, de que a estratégia do modelo para minimizar o custo é diminuir o nível de consumo previsto dentro da flexibilização da função de pertinência da variável consumo, tentando manter o *lambda* máximo (igual a 1).

Comparando o CASO BASE do item 6.8.1 com o CASO BASE FUZZY, o caso *fuzzy* reduziu a demanda em 2,48%, dentro da função de pertinência indicada, no processo de otimização de mínimo custo.

6.9.2 CASO 1 FUZZY

Os dados de entrada do CASO 1 FUZZY são idênticos aos do CASO 1 do item 6.4 com a diferença das peculiaridades *fuzzy* descritas no item 6.9.

As tabelas 6.70 a 6.72 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear *fuzzy* na unidade de GWh. A tabela 6.70 apresenta o resultado da simulação para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e a tabela 6.71 denota a otimização para os meses subsequentes do ano. A tabela 6.72 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.70 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 1

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2100,800	1989,000	2153,900	2056,200	1895,100	1775,000
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	218,380	135,690	194,170	250,110	90,658	102,040
Geracao Termica	5,589	5,287	5,619	5,338	4,424	4,841
Geracao Eolica	0,468	0,500	0,481	0,401	0,483	0,451
Compra no Curto Prazo	206,540	124,350	182,690	237,700	80,969	91,916
Compra em Leiloes de Ajuste	5,780	5,559	5,375	6,675	4,782	4,828

Tabela 6.71 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 1

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	1820,100	1841,100	1947,200	1961,700	2049,800	2166,400
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	96,395	107,610	234,850	99,859	130,820	192,000
Geracao Termica	4,642	4,672	5,064	4,794	4,923	5,151
Geracao Eolica	0,494	0,490	0,411	0,419	0,482	0,433
Compra no Curto Prazo	87,241	97,755	222,480	90,704	120,030	179,650
Compra em Leiloes de Ajuste	4,018	4,690	6,894	3,941	5,387	6,770

Tabela 6.72 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – GWh - CASO 1

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23756,300
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1852,600
Geracao Termica	60,343
Geracao Eolica	5,513
Compra no Curto Prazo	1722,000
Compra em Leiloes de Ajuste	64,699

As tabelas 6.73 a 6.75 apresentam o mesmo resultado das tabelas 6.70 a 6.72, porém na unidade de MWmed de modo a se comparar com os itens anteriores.

Tabela 6.73 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 1

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2917,835	2762,557	2991,479	2855,796	2632,074	2465,225
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	303,301	188,462	269,679	347,376	125,914	141,716
Geracao Termica	7,763	7,342	7,804	7,415	6,144	6,723
Geracao Eolica	0,64930	0,69395	0,66803	0,55670	0,67137	0,62664
Compra no Curto Prazo	286,862	172,705	253,741	330,134	112,457	127,661
Compra em Leiloes de Ajuste	8,027	7,721	7,466	9,271	6,642	6,705

Tabela 6.74 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 1

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	2527,969	2557,024	2704,405	2724,536	2846,967	3008,937
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	133,882	149,454	326,178	138,693	181,693	266,669
Geracao Termica	6,447	6,488	7,033	6,659	6,837	7,155
Geracao Eolica	0,68674	0,68054	0,57023	0,58219	0,66962	0,60155
Compra no Curto Prazo	121,168	135,771	309,000	125,978	166,704	249,510
Compra em Leiloes de Ajuste	5,581	6,514	9,575	5,474	7,482	9,403

Tabela 6.75 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 1

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	2749,567
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	214,418
Geracao Termica	6,984
Geracao Eolica	0,63807
Compra no Curto Prazo	199,308
Compra em Leiloes de Ajuste	7,488

Da análise das tabelas 6.70 a 6.75, observa-se que, similarmente ao CASO BASE FUZZY, nesse caso o modelo considera a geração eólica como uma alternativa de compra da distribuidora pois no caso *fuzzy* o modelo deve conciliar a máxima pertinência para λ com a restrição de menor custo e limitações técnicas e regulatórias.

As tabelas 6.76 e 6.77 apresentam para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e para os meses de julho a dezembro do ano de estudo, respectivamente, o valor de *lambda*. Para todos os meses do ano de estudo, *lambda* se manteve igual á unidade, o que significa que as restrições foram plenamente atendidas com risco nulo.

Tabela 6.76 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jan a Jun do ano de estudo – Valor Lambda - CASO 1

Fuzzy	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela 6.77 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jul a Dez do ano de estudo – Valor Lambda - CASO 1

Fuzzy	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

As tabelas 6.78, 6.79 e 6.80 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de

janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente.

Tabela 6.78 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 1

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Custo Alternativas Contratação	18,190	11,317	16,185	23,005	10,865	9,583
Valor Custo Total	144,202	135,806	147,465	143,993	131,617	121,653

Tabela 6.79 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 1

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Custo Alternativas Contratação	9,731	11,239	23,816	10,103	13,670	19,441
Valor Custo Total	125,084	127,241	138,524	134,695	142,224	151,570

Tabela 6.80 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 1

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	177,143
Valor Custo Total	1644,073

Observa-se na tabela 6.80 que, mesmo com um mínimo de geração eólica que é a fonte mais cara dentre as alternativas de geração, o problema de otimização *fuzzy* retornou custos totais anuais de compra de energia pela distribuidora 3,61% inferiores em relação ao CASO 1 do item 6.5.2. Para o custo anual somente da parcela *Dc* não previamente contratada mas necessária ao atendimento de 100% da previsão de carga da distribuidora, a diferença percentual é um decréscimo de 25,77% entre o CASO 1 FUZZY e o CASO 1 da PL convencional. Essa diferença se deve ao fato, dentre outros, de que a estratégia do modelo para minimizar o custo é diminuir o nível de consumo previsto dentro da flexibilização da função de pertinência com *lambda* máximo (igual a 1). Para esse caso, o nível de consumo foi reduzido em 2,7% em relação ao caso do item 6.8.3. Os custos do custo total e da otimização das alternativas de contratação para este caso, foram superiores 1 e 9% respectivamente em relação ao CASO BASE FUZZY.

6.9.3 CASO 2 FUZZY

Os dados de entrada do CASO 2 FUZZY são idênticos aos do CASO 2 do item 6.5 com a diferença das peculiaridades *fuzzy* descritas no item 6.9.

Relembra-se o fato de que o CASO 2 possui os custos/tarifas dos PLD's, leilões regulados, leilões de ajuste e penalidades com seus valores superiores aos do CASO BASE FUZZY.

As tabelas 6.81 a 6.83 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear *fuzzy* na unidade de GWh. A tabela 6.81 apresenta o resultado da simulação para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e a tabela 6.82 denota a otimização para os meses subseqüentes do ano. A tabela 6.83 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.81 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 2

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2107,500	1984,400	2161,000	2062,900	1901,400	1770,500
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	224,990	131,010	201,290	256,880	96,973	97,570
Geracao Termica	5,045	4,994	5,090	4,957	4,902	4,857
Geracao Eolica	0,500	0,443	0,500	0,459	0,500	0,474
Compra no Curto Prazo	212,360	120,580	189,020	243,440	85,890	87,753
Compra em Leiloes de Ajuste	7,087	4,995	6,680	8,020	5,682	4,486

Tabela 6.82 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 2

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	1826,500	1847,600	1952,000	1967,000	2056,700	2172,800
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	102,720	114,140	239,640	105,230	137,700	198,360
Geracao Termica	4,919	4,935	4,885	4,937	4,969	4,904
Geracao Eolica	0,500	0,500	0,476	0,500	0,500	0,498
Compra no Curto Prazo	92,255	103,190	226,320	94,572	125,880	184,930
Compra em Leiloes de Ajuste	5,047	5,512	7,963	5,219	6,344	8,031

Tabela 6.83 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – GWh - CASO 2

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23810,200
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1906,500
Geracao Termica	59,393
Geracao Eolica	5,849
Compra no Curto Prazo	1766,200
Compra em Leiloes de Ajuste	75,065

As tabelas 6.84 a 6.86 apresentam o mesmo resultado das tabelas 6.81 a 6.83, porém na unidade de MWmed de modo a se comparar com os itens anteriores.

Tabela 6.84 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 2

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2927,020	2756,058	3001,363	2865,195	2640,845	2459,023
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	312,487	181,963	279,563	356,776	134,685	135,514
Geracao Termica	7,007	6,936	7,070	6,885	6,808	6,746
Geracao Eolica	0,69425	0,61536	0,69423	0,63687	0,69416	0,65880
Compra no Curto Prazo	294,942	167,474	262,522	338,115	119,292	121,879
Compra em Leiloes de Ajuste	9,843	6,938	9,278	11,139	7,891	6,230

Tabela 6.85 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 2

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	2536,756	2566,092	2711,058	2731,993	2856,518	3017,767
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	142,668	158,522	332,831	146,150	191,244	275,500
Geracao Termica	6,832	6,855	6,784	6,857	6,901	6,811
Geracao Eolica	0,69430	0,69422	0,66051	0,69436	0,69420	0,69199
Compra no Curto Prazo	128,133	143,318	314,327	131,350	174,838	256,842
Compra em Leiloes de Ajuste	7,009	7,655	11,059	7,248	8,811	11,155

Tabela 6.86 – Resultado da Otimização PL Fuzzy – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 2

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	2755,807
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	220,659
Geracao Termica	6,874
Geracao Eolica	0,67694
Compra no Curto Prazo	204,419
Compra em Leiloes de Ajuste	8,688

Da análise das tabelas 6.81 a 6.86, observa-se que, similarmente aos CASO BASE FUZZY e CASO 1 FUZZY, nesse caso o modelo considera a geração eólica como uma alternativa de compra da distribuidora pois no caso *fuzzy* o modelo deve conciliar a máxima pertinência para λ com a restrição de menor custo e limitações técnicas e regulatórias.

As tabelas 6.87 e 6.88 apresentam para os meses de janeiro a junho do ano de estudo e para os meses de julho a dezembro do ano de estudo, respectivamente, o valor de *lambda*. Para todos os meses do ano de estudo, *lambda* se manteve igual á unidade, o que significa que as restrições foram plenamente atendidas com risco nulo.

Tabela 6.87 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – Valor *Lambda* - CASO 2

Fuzzy	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor de <i>Lambda</i>	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela 6.88 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – Valor *Lambda* - CASO 2

Fuzzy	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor de <i>Lambda</i>	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

As tabelas 6.89, 6.90 e 6.91 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente.

Tabela 6.89 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Custo Alternativas Contratação	31,166	18,000	27,835	37,888	16,321	14,330
Valor Custo Total	237,823	222,165	243,127	236,302	214,358	198,118

Tabela 6.90 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Custo Alternativas Contratação	15,776	17,979	37,574	16,190	21,779	30,934
Valor Custo Total	204,956	208,225	225,690	220,523	232,600	247,628

Tabela 6.91 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	285,772
Valor Custo Total	2691,515

Observa-se na tabela 6.91 que, analogamente aos casos *fuzzy* anteriores dos itens 6.9.1 e 6.9.2, mesmo com um mínimo de geração eólica que é a fonte mais cara dentre as alternativas de geração, o problema de otimização *fuzzy* retornou custos totais anuais de compra de energia pela distribuidora 2,95% inferiores em relação ao CASO 2 do item 6.8.3. Para o custo anual somente da parcela *Dc* não previamente contratada mas

necessária ao atendimento de 100% da previsão de carga da distribuidora, a diferença percentual é um decréscimo de 22,27% entre o CASO 2 FUZZY e o CASO 2 da PL convencional. Essa diferença se deve ao fato, dentre outros, de que a estratégia do modelo para minimizar o custo é diminuir o nível de consumo previsto dentro da flexibilização da função de pertinência com λ máximo. Para esse caso, o nível de consumo foi reduzido em 2,5% em relação ao caso do item 6.8.3.

Conforme previsto, uma vez que os casos da PL convencional tiveram comportamento semelhante, os custos do custo total e da otimização das alternativas de contratação para este caso, foram superiores 65 e 76% respectivamente em relação ao CASO BASE FUZZY e 64 e 61% respectivamente em relação ao CASO 1 FUZZY.

6.9.4 CASO 3 FUZZY

Os dados de entrada do CASO 3 FUZZY são idênticos aos do CASO 3 do item 6.6 com a diferença das peculiaridades *fuzzy* descritas no item 6.9.

Analogamente aos casos anteriores, as tabelas 6.92 a 6.97 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear *fuzzy* nas unidades de GWh e MWmed segregadas para os meses de janeiro a junho, para os meses de julho a dezembro e para o total do ano de estudo. A tabela 6.97 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, em MWmed porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.92 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 3

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2100,700	1993,900	2153,700	2056,900	1896,300	1765,600
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	218,260	140,530	194,010	250,890	91,872	92,644
Geracao Termica	5,682	5,318	5,709	5,232	4,557	4,648
Geracao Eolica	0,477	0,459	0,486	0,404	0,400	0,496
Compra no Curto Prazo	206,600	128,510	182,680	238,410	82,159	83,921
Compra em Leiloes de Ajuste	5,497	6,242	5,130	6,842	4,756	3,580

Tabela 6.93 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 3

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	1820,300	1841,300	1950,200	1976,100	2049,500	2166,300
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	96,584	107,870	237,860	114,330	130,550	191,870
Geracao Termica	4,606	4,633	5,002	4,939	5,021	5,285
Geracao Eolica	0,491	0,475	0,451	0,435	0,490	0,460
Compra no Curto Prazo	87,332	97,938	225,380	102,240	119,930	179,660
Compra em Leiloes de Ajuste	4,155	4,826	7,029	6,721	5,105	6,467

Tabela 6.94 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – GWh - CASO 3

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23771,000
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1867,300
Geracao Termica	60,631
Geracao Eolica	5,525
Compra no Curto Prazo	1734,800
Compra em Leiloes de Ajuste	66,349

Tabela 6.95 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 3

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2917,667	2769,276	2991,256	2856,874	2633,761	2452,181
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	303,133	195,182	269,457	348,455	127,600	128,672
Geracao Termica	7,892	7,386	7,930	7,266	6,329	6,455
Geracao Eolica	0,66187	0,63752	0,67495	0,56172	0,55620	0,68832
Compra no Curto Prazo	286,945	178,489	253,727	331,124	114,110	116,557
Compra em Leiloes de Ajuste	7,635	8,670	7,126	9,503	6,605	4,972

Tabela 6.96 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 3

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	2528,232	2557,394	2708,592	2744,641	2846,590	3008,753
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	134,144	149,824	330,365	158,798	181,316	266,486
Geracao Termica	6,398	6,435	6,947	6,860	6,973	7,341
Geracao Eolica	0,68210	0,66016	0,62656	0,60409	0,68110	0,63842
Compra no Curto Prazo	121,294	136,025	313,030	142,000	166,572	249,524
Compra em Leiloes de Ajuste	5,771	6,703	9,762	9,334	7,090	8,982

Tabela 6.97 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 3

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	2751,268
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	216,119
Geracao Termica	7,018
Geracao Eolica	0,63942
Compra no Curto Prazo	200,783
Compra em Leiloes de Ajuste	7,679

As tabelas 6.98 e 6.99 denotam o valor da variável associada ao risco de violações das restrições, *lambda*. Para esse caso, a otimização conseguiu a unidade (valor máximo) no valor de *lambda* nas três funções de pertinência (relativa a função objetivo *crisp*, da demanda e da geração eólica).

Tabela 6.98 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – Valor de *Lambda* - CASO 3

Fuzzy	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor de <i>Lambda</i>	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela 6.99 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – Valor de *Lambda* - CASO 3

Fuzzy	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor de <i>Lambda</i>	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

As tabelas 6.100, 6.101 e 6.102 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente.

Tabela 6.100 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 3

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Custo Alternativas Contratação	17,430	11,233	15,509	24,260	12,451	9,174
Valor Custo Total	143,443	135,722	146,789	145,248	133,204	121,243

Tabela 6.101 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jun a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 3

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Custo Alternativas Contratação	10,300	11,939	25,562	10,850	12,822	18,289
Valor Custo Total	125,653	127,941	140,271	135,442	141,376	150,419

Tabela 6.102 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 3

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	179,819
Valor Custo Total	1646,750

Na análise dos resultados do CASO 3 FUZZY observa-se que a estratégia de otimização do modelo com as restrições *fuzzy* é distinta do modelo de PL convencional. Neste, o compromisso do modelo é utilizar as alternativas de contratação na ordem crescente de custos, respeitando-se os limites de cada tipo de alternativa. Na otimização da PL *fuzzy*, o objetivo do problema é minimizar o risco associado às incertezas do processo, ou seja, tornar *lambda* o mais próximo da unidade, porém respeitando as demais restrições de

limites mínimos e máximos e ainda a restrição de menor custo total. Dessa forma, a otimização *fuzzy* encontra um custo total inferior ao da PL convencional para o CASO 3, mas não necessariamente esgotando o nível de geração térmica distribuída que possui custos inferiores aos custos para o curto prazo acrescido de penalidades para os meses de abril a dezembro. A modelagem *fuzzy* atende à prerrogativa de um custo total inferior aliada à solução de compromisso do λ máximo.

O problema de otimização *fuzzy* retornou custos totais anuais de compra de energia pela distribuidora 3,54% inferiores em relação ao CASO 3 do item 6.8.4. Para o custo anual somente da parcela *Dc* não previamente contratada mas necessária ao atendimento de 100% da previsão de carga da distribuidora, a diferença percentual é um decréscimo de 25,18% entre o CASO 3 FUZZY e o CASO 3 da PL convencional.

Os custos do custo total e da otimização das alternativas de contratação para este caso, foram superiores 2 e 11% respectivamente em relação ao CASO BASE FUZZY e 0,2 e 2% respectivamente em relação ao CASO 1 FUZZY. O baixo percentual de diferença para o custo total se deve uma vez que os CASO BASE, CASO 1 e CASO 3 possuem diferenças basicamente em custos de PLD, ou seja, em somente um parâmetro de análise.

Em relação ao CASO 2 FUZZY, similarmente ao ocorrido no item 6.8.4, houve uma diminuição de 39 e 37% para os custos totais de despesa para o custo das alternativas de contratação do caso em questão para o CASO 2 FUZZY.

6.9.5 CASO 4 FUZZY

Os dados de entrada do CASO 4 FUZZY são idênticos aos do CASO 4 do item 6.7 com a diferença das peculiaridades *fuzzy* descritas no item 6.9.

Analogamente aos casos anteriores, as tabelas 6.103 a 6.108 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear *fuzzy* nas unidades de GWh e MWmed segregadas para os meses de janeiro a junho, para os meses de julho a dezembro e para o total do ano de estudo. A tabela 6.108 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, em MWmed porém ainda não contratada da distribuidora.

Tabela 6.103 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 4

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2107,600	1982,600	2161,100	2063,100	1899,300	1768,100
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	225,150	129,230	201,410	257,050	94,853	95,150
Geracao Termica	5,057	4,917	5,076	4,974	4,616	4,650
Geracao Eolica	0,500	0,408	0,500	0,456	0,467	0,406
Compra no Curto Prazo	212,690	118,910	189,080	243,840	83,796	85,590
Compra em Leiloes de Ajuste	6,902	4,995	6,760	7,773	5,974	4,504

Tabela 6.104 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 4

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	1823,500	1845,600	1952,100	1963,800	2055,200	2172,900
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	99,740	112,120	239,790	102,040	136,240	198,420
Geracao Termica	4,661	4,729	4,894	4,700	4,832	4,915
Geracao Eolica	0,423	0,473	0,433	0,413	0,500	0,500
Compra no Curto Prazo	89,566	101,200	226,690	91,706	124,290	185,280
Compra em Leiloes de Ajuste	5,090	5,717	7,766	5,218	6,612	7,728

Tabela 6.105 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – GWh - CASO 4

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23794,900
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1891,200
Geracao Termica	58,021
Geracao Eolica	5,479
Compra no Curto Prazo	1752,600
Compra em Leiloes de Ajuste	75,039

Tabela 6.106 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 4

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2927,236	2753,577	3001,537	2865,427	2637,901	2455,662
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	312,702	179,482	279,737	357,008	131,740	132,153
Geracao Termica	7,024	6,830	7,050	6,908	6,411	6,458
Geracao Eolica	0,69430	0,56661	0,69430	0,63381	0,64799	0,56444
Compra no Curto Prazo	295,397	165,148	262,605	338,670	116,384	118,875
Compra em Leiloes de Ajuste	9,587	6,938	9,388	10,796	8,297	6,256

Tabela 6.107 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 4

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	2532,616	2563,287	2711,263	2727,562	2854,491	3017,851
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	138,528	155,717	333,036	141,719	189,217	275,583
Geracao Termica	6,474	6,567	6,798	6,528	6,711	6,827
Geracao Eolica	0,58752	0,65642	0,60175	0,57398	0,69441	0,69427
Compra no Curto Prazo	124,397	140,554	314,850	127,370	172,629	257,328
Compra em Leiloes de Ajuste	7,070	7,940	10,786	7,247	9,183	10,733

Tabela 6.108 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Total do ano de estudo – MWmed - CASO 4

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	2754,034
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	218,885
Geracao Termica	6,715
Geracao Eolica	0,63415
Compra no Curto Prazo	202,851
Compra em Leiloes de Ajuste	8,685

Da mesma forma como nos casos anteriores, as tabelas 6.109 e 6.110 denotam o valor da variável associada ao risco de violações das restrições, *lambda*. Para esse caso, a otimização conseguiu a unidade (valor máximo) em praticamente todos os meses do ano de estudo no valor de *lambda* nas três funções de pertinência (relativa a função objetivo *crisp*, da demanda e da geração eólica).

Tabela 6.109 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – Valor de *Lambda* - CASO 4

Fuzzy	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	0,949	1,000	1,000

Tabela 6.110 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jul a Dez do ano de estudo – Valor de *Lambda* - CASO 4

Fuzzy	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

As tabelas 6.111, 6.112 e 6.113 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente.

Tabela 6.111 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 4

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Custo Alternativas Contratação	29,641	16,877	26,461	35,504	14,468	13,062
Valor Custo Total	236,298	221,042	241,754	233,918	212,505	196,849

Tabela 6.112 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* – Jun a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 4

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Custo Alternativas Contratação	14,170	16,247	34,714	14,517	19,812	28,600
Valor Custo Total	203,351	206,493	222,830	218,851	230,633	245,294

Tabela 6.113 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy*
Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 4

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	264,073
Valor Custo Total	2669,817

O problema de otimização *fuzzy* retornou custos totais anuais de compra de energia pela distribuidora 2,88% inferiores em relação ao CASO 4 do item 6.8.5. Para o custo anual somente da parcela *Dc* não previamente contratada mas necessária ao atendimento de 100% da previsão de carga da distribuidora, a diferença percentual é um decréscimo de 23,10% entre o CASO 4 FUZZY e o CASO 4 da PL convencional.

Os custos do custo total e da otimização das alternativas de contratação para este caso, foram superiores 63,90 e 62,96% respectivamente em relação ao CASO BASE FUZZY, 62,39 e 49,07% respectivamente em relação ao CASO 1 FUZZY e 62,13 e 46,86% respectivamente em relação ao CASO 3 FUZZY.

Em relação ao CASO 2 FUZZY, similarmente ao ocorrido no item 6.8.5, devido ao fato do CASO 2 FUZZY possuir o maior nível de tarifas para as alternativas de contratação seguido do CASO 4 FUZZY, houve uma pequena diminuição de 0,1 e 7,59% para os custos totais de despesa para o custo das alternativas de contratação do caso em questão em relação ao CASO 2 FUZZY.

As observações pertinentes à geração térmica distribuída do CASO 3 FUZZY são igualmente válidas para esse caso.

6.10 Comparação entre Resultados

Da análise dos 5 casos de parametrização de custos para a PL convencional e para a PL *fuzzy*, a tabela 6.114 abaixo resume, para cada caso estudado, em números redondos os custos anuais extraídos do resultado da modelagem. Pode-se concluir, que o custo da

otimização *fuzzy*, em todos os casos analisados, foi inferior ao seu correspondente da modelagem *crisp*. O caso que apresentou menores custos foi o CASO BASE e o caso com custos mais elevados foi o CASO 2.

Tabela 6.114 – Comparação dos Resultados MMR\$ da Otimização PL Convencional e PL Fuzzy

Valores para o ano de estudo em MMR\$						
Casos Estudados de Parametrização de Custos		CASO BASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
Otimização PL CONVENCIONAL	Função Objetivo	213	238	368	240	343
	Custo Total	1680	1705	2773	1707	2749
Otimização PL FUZZY	Valor de Mínimo Custo para as alternativas de otimização	162	177	285	180	264
	Custo Total	1629	1644	2691	1467	2669

6.11 Simulação da PL Fuzzy desconsiderando a Geração Eólica Distribuída

O objetivo do problema de otimização da PL *fuzzy* é minimizar o risco associado às incertezas do processo, ou seja, tornar λ o mais próximo da unidade, considerando as restrições de limites mínimos e máximos e a restrição de menor custo total. Nesse sentido, os cinco casos estudados da PL FUZZY fizeram uso do recurso de geração eólica, mesmo que em quantidades pequenas para garantir λ próximo à unidade de acordo com a função de pertinência da figura 5.7 do item 5.11.

O modelo de função de pertinência para a geração eólica utilizado não representa a possibilidade de geração desta alternativa a partir de suas tarifas de venda e sim a possibilidade de operação da mesma em função de sua potência nominal de acordo com as incertezas específicas dessa fonte.

Essa função de pertinência foi modelada se baseando em modelos de operação de unidades de geração distribuída de origem eólica e não necessariamente na necessidade de geração em função do custo da geração eólica. Dessa forma, o modelo proposto com otimização *fuzzy* recorre à geração eólica distribuída, de acordo com a prerrogativa da função de pertinência modelada. Essa função de pertinência impõe ao modelo a geração de energia eólica distribuída por motivos outros que não estritamente a redução do custo global, como por exemplo a melhoria da segurança do sistema, a imposição da distribuidora dessa geração por ser de sua propriedade, etc.

Dessa forma, para avaliarmos a otimização *fuzzy* objetivando unicamente a redução de despesas de compra de energia optou-se pela simulação de um caso estudado, o CASO 2 por ser notadamente o caso com custos mais elevados sem a geração distribuída de origem eólica.

As tabelas 6.115 a 6.120 a seguir mostram o resultado do problema de otimização usando programação linear *fuzzy* desconsiderando a alternativa de geração eólica nas unidades de GWh e MWmed segregadas para os meses de janeiro a junho, para os meses de julho a dezembro e para o total do ano de estudo. A tabela 6.120 retrata o fechamento da necessidade de energia anual prevista, em MWmed porém ainda não contratada da distribuidora.

**Tabela 6.115 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jan a Jun do ano de estudo – GWh - CASO 2**

Dados de Energia (GWh)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2103,900	1982,900	2157,000	2059,000	1900,100	1768,900
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	221,430	129,590	197,330	252,950	95,673	96,011
Geracao Termica	4,944	4,958	4,998	4,770	4,779	4,782
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	209,600	119,730	185,900	240,320	85,472	86,888
Compra em Leiloes de Ajuste	6,891	4,901	6,433	7,865	5,422	4,342

**Tabela 6.116 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jun a Dez do ano de estudo – GWh - CASO 2**

Dados de Energia (GWh)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	1824,100	1845,100	1948,600	1964,800	2053,800	2169,800
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	100,330	111,640	236,280	102,970	134,770	195,340
Geracao Termica	4,791	4,793	4,654	4,836	4,839	4,766
Geracao Eolica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Compra no Curto Prazo	90,734	101,570	223,770	93,159	123,830	182,690
Compra em Leiloes de Ajuste	4,801	5,274	7,853	4,976	6,104	7,885

**Tabela 6.117 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Total do ano de estudo – GWh - CASO 2**

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23778,000
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1874,300
Geracao Termica	57,910
Geracao Eolica	0,000
Compra no Curto Prazo	1743,700
Compra em Leiloes de Ajuste	72,746

**Tabela 6.118 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jan a Jun do ano de estudo – MWmed - CASO 2**

Dados de Energia (MWmed)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Consumo Total da Distribuidora	2922,079	2754,079	2995,874	2859,742	2639,040	2456,858
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	307,545	179,984	274,074	351,323	132,879	133,349
Geracao Termica	6,867	6,887	6,942	6,625	6,638	6,641
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	291,107	166,291	258,198	333,775	118,711	120,677
Compra em Leiloes de Ajuste	9,571	6,807	8,935	10,923	7,531	6,031

**Tabela 6.119 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jun a Dez do ano de estudo – MWmed - CASO 2**

Dados de Energia (MWmed)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo Total da Distribuidora	2533,428	2562,625	2706,390	2728,859	2852,452	3013,568
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	139,341	155,055	328,163	143,015	187,178	271,300
Geracao Termica	6,654	6,658	6,464	6,716	6,721	6,619
Geracao Eolica	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Compra no Curto Prazo	126,019	141,073	310,793	129,388	171,979	253,730
Compra em Leiloes de Ajuste	6,669	7,325	10,907	6,911	8,478	10,951

**Tabela 6.120 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Total do ano de estudo – MWmed - CASO 2**

Dados de Energia (MWmed)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	2752,083
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	216,934
Geracao Termica	6,703
Geracao Eolica	0,00000
Compra no Curto Prazo	201,812
Compra em Leiloes de Ajuste	8,420

As tabelas 6.121 e 6.122 denotam o valor da variável associada ao risco de violações das restrições, *lambda*. Para esse caso, a otimização conseguiu a unidade (valor máximo) em todos os meses do ano de estudo no valor de *lambda* nas duas funções de pertinência (relativa a função objetivo *crisp* e da demanda).

**Tabela 6.121 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jan a Jun do ano de estudo – Valor de *Lambda* - CASO 2**

Fuzzy	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela 6.122 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jun a Dez do ano de estudo – Valor de *Lambda* - CASO 2

Fuzzy	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor de Lambda	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

As tabelas 6.123, 6.124 e 6.125 apresentam, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, ou seja, o valor do custo das alternativas de contratação e do custo total incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para os meses de janeiro a junho do ano de estudo, para os meses de julho a dezembro do ano de estudo e para a totalidade do ano de estudo, respectivamente.

Tabela 6.123 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jan a Jun do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Valor Custo Alternativas Contratação	30,649	17,779	27,265	37,293	16,110	14,083
Valor Custo Total	237,306	221,944	242,558	235,707	214,147	197,871

Tabela 6.124 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Jun a Dez do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Valor Custo Alternativas Contratação	15,398	17,578	37,038	15,832	21,307	30,448
Valor Custo Total	204,578	207,824	225,154	220,165	232,128	247,142

Tabela 6.125 – Resultado da Otimização PL *Fuzzy* sem eólica
Total do ano de estudo – MMR\$ - CASO 2

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Funcao Objetivo	280,780
Valor Custo Total	2686,523

De igual modo ao CASO 2 FUZZY, a PL FUZZY para esse caso encontrou uma solução de custo inferior 2,9% em relação ao do CASO 2 da PL convencional e 0,18% em relação ao CASO 2 FUZZY, porém com a previsão de consumo inferior em 2,8% em relação ao CASO 2 e 0,13% em relação ao CASO 2 FUZZY.

Comparando esse caso com o CASO 2 da PL convencional, observa-se que a variação de 2,9% a menos do consumo resultou um custo de 2,8% inferior. Vale reforçar que a PL convencional do CASO 2 não faz uso de energia eólica devido ao custo da mesma ser superior ao das demais alternativas de contratação de energia expostas no modelo. Isso denota que a otimização *fuzzy* sem a inserção de energia eólica possui custos similares,

levemente inferiores até, aos da otimização da PL convencional. Dessa forma, pode dizer que a otimização *fuzzy* satisfaz as expectativas.

6.12 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem por objetivo indicar como o valor da função objetivo da PL convencional e o valor do custo das alternativas de contratação da PL FUZZY, obtidos nos itens acima, variam quando existem variações pequenas no termo independente da restrição de igualdade que, de acordo com as equações (4.4) e (4.9) representam o vetor b .

Para os cinco casos de PL FUZZY estudados, observou-se a característica de que apesar da otimização *fuzzy* retornar valores de custo inferiores aos custos obtidos com a PL convencional, o processo de otimização *fuzzy*, na busca do mínimo custo e do atendimento às restrições e pertinência máxima, reduz o nível de consumo previsto.

Adicionalmente, de modo a ser possível a comparação entre os custos retornados pela PL convencional e pela PL FUZZY, será feito um estudo de sensibilidade para os casos estudados onde, no processo pós otimização serão aplicadas variações de consumo que representam a diferença entre o consumo *crisp* previsto e o consumo calculado pelo processo de otimização. Para o atendimento a essas variações de consumo serão utilizadas as energias das alternativas de contratação na proporção que são estipuladas pelo processo de otimização. A posteriori, é recalculado o custo para as alternativas de contratação e o custo total que representam os custos anteriores calculados no processo de otimização acrescidos da variação das energias para atendimento à demanda multiplicadas pelas suas respectivas tarifas de venda.

Foram simulados para os cinco casos da PL convencional e PL FUZZY as variações da demanda D , que representa a previsão de consumo *crisp*, um valor 0,97 abaixo de D e um valor 1,03 acima de D .

Como D corresponde à previsão de consumo *crisp* utilizada na PL convencional, os valores de custos para os casos *crisp* em D são idênticos aos do resultado da otimização dos itens 6.8.1, 6.8.2, 6.8.3, 6.8.4 e 6.8.5.

Os resultados podem ser observados nas tabela 6.126 a 6.130.

CASO BASE

Tabela 6.126 - Análise de Sensibilidade - CASO BASE

	Sem Fuzzy	Com Fuzzy
Custo Total (MMR\$)	1617,88	1618,99
Custo Otimização (MMR\$)	150,95	152,06
Custo Total (MMR\$)	1680,05	1682,00
Custo Otimização (MMR\$)	213,12	215,07
Custo Total (MMR\$)	1742,22	1745,01
Custo Otimização (MMR\$)	275,29	278,08

CASO 1

Tabela 6.127 - Análise de Sensibilidade - CASO 1

	Sem Fuzzy	Com Fuzzy
Custo Total (MMR\$)	1635,83	1639,10
Custo Otimização (MMR\$)	168,90	172,16
Custo Total (MMR\$)	1705,56	1710,35
Custo Otimização (MMR\$)	238,63	243,42
Custo Total (MMR\$)	1775,29	1781,60
Custo Otimização (MMR\$)	308,36	314,67

CASO 2

Tabela 6.128 - Análise de Sensibilidade - CASO 2

	Sem Fuzzy	Com Fuzzy
Custo Total (MMR\$)	2666,71	2675,38
Custo Otimização (MMR\$)	260,97	269,64
Custo Total (MMR\$)	2773,37	2785,98
Custo Otimização (MMR\$)	367,62	380,24
Custo Total (MMR\$)	2880,02	2896,58
Custo Otimização (MMR\$)	474,28	490,83

CASO 3

Tabela 6.129 - Análise de Sensibilidade - CASO 3

	Sem Fuzzy	Com Fuzzy
Custo Total (MMR\$)	1636,92	1640,34
Custo Otimização (MMR\$)	169,99	173,41
Custo Total (MMR\$)	1707,26	1712,29
Custo Otimização (MMR\$)	240,33	245,36
Custo Total (MMR\$)	1777,59	1784,24
Custo Otimização (MMR\$)	310,66	317,31

CASO 4

Tabela 6.130 - Análise de Sensibilidade - CASO 4

	Sem Fuzzy	Com Fuzzy
Custo Total (MMR\$)	2649,60	2657,00
Custo Otimização (MMR\$)	243,86	251,26
Custo Total (MMR\$)	2749,12	2759,85
Custo Otimização (MMR\$)	343,38	354,11
Custo Total (MMR\$)	2848,64	2862,70
Custo Otimização (MMR\$)	442,89	456,96

Da análise das tabelas acima, observa-se que para os mesmos níveis de demanda, a otimização *fuzzy* em todos os casos apresenta custos superiores aos da otimização da PL convencional. Isso se deve ao fato da otimização *fuzzy* fazer uso de alguma geração eólica em função de sua função de pertinência que é notadamente a alternativa de geração com tarifas mais elevadas. Como foi considerada para o cálculo do custo na análise de sensibilidade, a solução de alternativas de contratação proposta na PL *fuzzy* que coloca geração eólica, os custos se apresentaram superiores aos custos sem *fuzzy*. Na tabela 6.131 foi realizada uma análise de sensibilidade para se comparar o caso sem *fuzzy* e com *fuzzy* sem geração de energia eólica.

CASO 2

Tabela 6.131 - Análise de Sensibilidade sem geração eólica - CASO 2

	Sem Fuzzy	Com Fuzzy sem geo
Custo Total (MMR\$)	2666,71	2666,01
Custo Otimização (MMR\$)	260,97	260,30
Custo Total (MMR\$)	2773,37	2773,11
Custo Otimização (MMR\$)	367,62	367,25
Custo Total (MMR\$)	2880,02	2879,92
Custo Otimização (MMR\$)	474,28	474,13

Sabendo que as duas simulações da tabela 6.131 são desprovidas de geração eólica, os resultados da tabela acima mostram custos levemente inferiores para a PL FUZZY, o que comprova que a mesma atende a solução de mínimo custo.

A distribuidora poderá optar pela solução proposta pela PL FUZZY, que estipula um consumo previsto inferior ao consumo previsto *crisp*, poderá ficar subcontratada e exposta ao mercado *spot* caso o consumo que se verifique seja maior que o sugerido pela PL *fuzzy*. Dessa forma, é essencial uma análise de sensibilidade com valores inferiores e superiores a demanda *fuzzy* prevista de modo que a distribuidora tenha noção do risco financeiro corrido no caso de escolha de uma opção proposta pela otimização *fuzzy*. Por isso a análise de sensibilidade enriquece a modelagem e suas análises posteriores.

7.1 Conclusões Gerais

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma modelagem, com base em programação linear *fuzzy*, para programação da contratação de energia considerando a inserção de unidades de Geração Distribuída no processo de otimização contratual de concessionárias de distribuição.

O capítulo 2 abordou questões relativas ao tema 'Geração Distribuída' e relacionou a bibliografia referente ao tema.

O capítulo foi iniciado com a apresentação de alguns trabalhos que discutem o tema, na tentativa de aprofundar conceitos e fatores que influem direta ou indiretamente na resolução do problema de inserção de unidades de geração distribuída no processo de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Alguns conceitos afins foram estabelecidos, com o objetivo de aclarar o entendimento do leitor, para que possa diferenciá-los e aplicá-los de maneira correta.

Foram enfocados e discutidos diferentes aspectos da geração distribuída como tipos de fontes, tecnologias, características, benefícios, desvantagens, barreiras à entrada da GD, o desenvolvimento da GD, entre outros.

Foi realizada uma extensa comparação da GD com a geração centralizada e foram enfocados os ganhos em se aumentar a participação da GD no mercado total.

Foi discutido que para uma empresa concessionária, a GD pode ser economicamente atraente em função das reduções de custos que ela possibilita. A GD reduz perdas nas linhas de transmissão e distribuição, proporciona maior estabilidade à tensão elétrica, reduz perdas reativas de potência e adia investimento em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão [3].

No capítulo 3 buscou-se apresentar um panorama geral do mercado brasileiro de energia, caracterizando o modelo institucional atual do setor elétrico, inserido com a Lei 10848/04, que apresentou mudanças significativas na legislação do setor elétrico e energético.

Foram estabelecidas definições de modo a embasar o tema de comercialização de energia elétrica. Foi discutido o processo atual de comercialização de energia, com as imposições regulatórias para o gerador de Geração Distribuída e para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

Foram apresentados os ambientes de contratação existentes, suas características, agentes participantes, condições e modos de comercialização.

Foi enfatizada a obrigatoriedade de contratação dos agentes de distribuição de cem por cento de seus mercados e as alternativas dentro da legislação desse mercado ser contratado.

Foi dedicada especial atenção ao papel da Geração Distribuída dentro do Modelo Institucional Atual.

O capítulo 4 foi iniciado com a teoria de programação linear que também contribuiu para a programação linear *fuzzy* de modo significativo.

Foi discutido que o tratamento de incertezas no problema de otimização considerando unidades de Geração Distribuída seria melhor abordado com a aplicação da teoria dos números *fuzzy*.

Conforme explicitado anteriormente, a teoria *fuzzy* é usada basicamente para mapear modelos qualitativos de tomada de decisões, e para métodos de representação imprecisa. Muitos problemas práticos de otimização são caracterizados pela função objetivo e suas restrições, permitindo explorar um resultado satisfatório entre a otimização da meta a ser alcançada e a satisfação dessas restrições. Dentro desse raciocínio, este trabalho apresenta um estudo da aplicação de otimização *fuzzy* em problemas de programação matemática linear, particularmente para estimar a contratação de uma distribuidora de geração distribuída para atender a 100% de sua demanda dentro das incertezas referentes à previsão de carga e da geração eólica. A otimização *fuzzy* tem por objetivo contemplar características de incertezas, geralmente não encontradas nos modelos tradicionais. A teoria de PL Fuzzy estabelecida no capítulo 4 serve de alicerce para a implementação computacional proposta no presente trabalho.

O capítulo 5 consolida os estudos desenvolvidos no sentido de avaliar a existência de sinais tecnicamente consistentes que possam conduzir a conclusões de que a Geração Distribuída de energia represente uma opção concreta de expansão da oferta de energia elétrica.

Para tanto foi desenvolvido um modelo computacional aproximado, cujo objetivo é o de mostrar de forma intuitiva que a Geração Distribuída de energia apresenta um conjunto de peculiaridades que a colocam no rol das opções de expansão que devem ser visitadas pelas distribuidoras de energia.

Este capítulo contém uma descrição das principais características que possibilitaram representar a Geração Distribuída no processo de planejamento da expansão de oferta de energia. A análise foi focada no curto/curtíssimo prazo, com horizonte anual e discretização mensal, uma vez que a contabilização e liquidação na CCEE são realizadas mensalmente sendo, portanto papel da concessionária de distribuição monitorar mensalmente seu nível de contratação e seu consumo previsto, de modo que a diferença entre consumo realizado e a compra de energia contratada seja próxima de zero para evitar a aplicação de penalidades, conforme o artigo 2º da Lei 10848/04.

Foram apresentados modelos considerando incertezas inerentes às características dos mesmos. A modelagem *fuzzy* de cargas foi apresentada na sua forma trapezoidal, bem como modelo para a Geração Distribuída a partir da Geração Eólica.

Uma função objetivo foi proposta, a qual engloba a diferença entre o consumo previsto da distribuidora com seu nível de contratação para compra dessa energia, o mercado de curto prazo que impõe penalidades na situação de subcontratação da distribuidora, contratos regulados e compulsórios pertinentes da atual legislação do setor elétrico brasileiro, leilões de ajuste de carga, unidades de geração distribuída de fonte térmica e eólica. As restrições impostas pela legislação com relação aos limites máximos permitidos de leilões de ajuste e geração distribuída assim como restrições técnicas de capacidades máximas de geração distribuída também foram contempladas no modelo.

Com base no modelo de programação linear convencional, foi proposto um modelo de programação linear *fuzzy* com as especificidades inerentes a essa temática, de acordo com os conceitos relacionados no capítulo 4.

O modelo matemático é proposto para inserção de geração distribuída no problema de otimização do ambiente contratual de concessionárias de distribuição de energia, o qual considera o mercado brasileiro de energia procurando maximizar a lucratividade de uma distribuidora diminuindo suas despesas com compra de energia, porém de modo que a

mesma possa atender à totalidade de seu mercado sem punições indesejáveis em seu balanço financeiro.

É importante salientar que dentro do modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil, não necessariamente um modelo que otimiza a lucratividade de uma concessionária distribuidora se alia à otimização do sistema elétrico como um todo, quando são considerados todos os segmentos e agentes envolvidos conjuntamente. Assim, no presente trabalho, foi focado apenas o segmento de distribuição e geração distribuída, sem pretender dar respostas genéricas aos problemas do modelo do setor elétrico brasileiro.

No capítulo 6, apresentou-se os resultados para o modelo proposto num caso real de uma concessionária de distribuição do Sudeste do Brasil com custos, tarifas e montantes de energia referentes a um ano denominado ano de estudo. Foi estabelecido o ano de estudo como sendo o de 2005, onde as referências de custos, tarifas e montantes de energia se referem a esse ano.

Foram simulados cinco casos para a otimização em programação linear convencional e analogamente, para a programação linear *fuzzy*.

A variação nos casos simulados restringiu-se ao aumento de custos em relação aos custos inerentes ao ano de estudo. São eles: CASO BASE, CASO 1, CASO 2, CASO 3 e CASO 4.

O CASO BASE denota os custos e tarifas do ano de estudo.

O CASO 1 representa o CASO BASE com um acréscimo no valor do PLD.

Já o CASO 2 toma o CASO 1 como base e ainda impõe um acréscimo na tarifa dos contratos regulados da distribuidora que refletem diretamente num acréscimo da tarifa dos leilões de ajuste e valor da penalidade a ser paga pela distribuidora quando na ocorrência de insuficiência de contratação da mesma.

O CASO 3 baseia-se no CASO BASE com o acréscimo para os PLD's de 20% para o período seco e 60% no período úmido do Sudeste.

O CASO 4 é similar ao CASO 2 pois, em relação ao CASO BASE, mostra o impacto do acréscimo das tarifas de contratos regulados que alteram, por sua vez, as tarifas de leilões de ajustes e penalidades.

Os resultados de compra de energia pela distribuidora se mostraram crescentes na seqüência CASO BASE, CASO 1, CASO 3, CASO 4 e CASO 2 tanto para a PL convencional quanto para a PL *fuzzy*.

Para a programação linear *fuzzy* aplicou-se a teoria de restrições *fuzzy* no processo de otimização e tratamento de incertezas inerentes às cargas e às unidades de Geração Distribuída.

Os casos da PL *fuzzy* se mostraram com custo total de compra de energia pela distribuidora inferiores aos respectivos casos da PL convencional, porém, em todos os casos, com previsão de consumo inferior aos da PL convencional

O valor da pertinência *fuzzy* (λ) ou risco associado de violações de restrições se manteve praticamente em todos os casos e em todos os meses do ano de estudo igual à unidade para as simulações. Esse resultado informa que as restrições foram cumpridas sem graves violações, reforçando assim, a boa resposta do modelo com PL *fuzzy*.

A geração térmica distribuída se mostrou competitiva e economicamente viável em comparação com as demais alternativas de geração e a mesma foi escolhida pelo modelo como alternativa de geração em vários dos casos simulados. Em alguns casos, a geração térmica distribuída foi explorada em sua capacidade máxima.

A geração eólica distribuída se situou à margem do modelo (com respostas de alternativa de contratação do modelo em valores marginais devido basicamente à formulação da função de pertinência da mesma que segue a pertinência da operação), inclusive nos casos de custos bastante elevados devido ao fato de que a mesma possui um custo alto e pouco competitivo.

Foi realizada simulação do CASO 2 FUZZY, desconsiderando-se a geração eólica e os custos, assim como a previsão de consumo retornaram inferiores aos do CASO 2 e CASO 2 FUZZY.

Foi realizada uma análise de sensibilidade com um valor superior e outro inferior à demanda *crisp* prevista de modo a se comparar todos casos da PL sem *fuzzy* e com *fuzzy* (e o CASO 2 com o CASO 2 FUZZY sem geração eólica), e também de modo à distribuidora possuir uma visão dos risco que virá a correr caso escolha a otimização proposta pelo modelo. Os resultados se mostraram coerentes com as premissas adotadas e o modelo *fuzzy* apresentou-se extremamente satisfatório. Para os casos sem geração eólica, o modelo *fuzzy* conseguiu custos ligeiramente menores em comparação aos casos similares simulados em PL convencional (que, por sua vez, não retorna a solução com geração eólica) e ainda apresentou um risco de violações para as restrições e objetivos do problema muito pequeno, o que era esperado na modelagem.

A função de pertinência do objetivo foi modelada no interesse de garantir um custo inferior em no mínimo 2% à análise do problema com a inclusão de incertezas.

Foi observada uma forte influência das funções de pertinência adotadas no resultados para a modelagem de programação linear fuzzy. Os resultados da modelagem fuzzy foram coerentes às funções de pertinência adotadas. Dessa forma, é de extrema importância a correta modelagem, pela distribuidora, das funções de pertinência para o nível de flexibilidade do objetivo *crisp* e para sua previsão de consumo, para que os resultados expressem e quantifiquem corretamente as incertezas contidas no processo.

Na modelagem sugerida, optou-se por variações de 3% em torno dos 100% de consumo *crisp* previsto, uma vez que a distribuidora tem a prerrogativa de em caso de sobrecontratação, repassar para a tarifa do consumidor final o limite de 3% e também será factível para a mesma, no caso de subcontratação, se contratar com leilões de ajuste (no limite de 1% de sua carga contratada) e geração distribuída (no limite de 10% de sua carga) para não se aventurar no curto prazo e incorrer a penalidades.

Importa deixar claro que essa modelagem para a função objetivo da carga não é conclusiva, se trata de uma possibilidade entre muitas que podem existir. Serão a experiência da distribuidora e seu histórico de assertividade de previsão de consumo que deverão indicar funções de pertinência aderentes aos resultados pretendidos pela mesma.

Pode-se dizer que a otimização *fuzzy* cumpriu seu papel de minimizar custos e atender aos limites regulatórios e técnicas dentro de um cenários com incertezas inerentes a algumas variáveis do modelo.

A geração distribuída, notadamente no modelo a de origem térmica (podendo ser uma usina de biomassa ou gás natural), ademais das vantagens citadas no capítulo 2 como diminuição de perdas e gastos com transmissão e maior proximidade da geração à carga, se mostrou umas das soluções mais eficientes e econômicas para balizar a estratégia de planejamento das concessionárias de distribuição no tocante as suas possibilidades de contratação no curto prazo de modo a não se exporem ao pagamento de penalidades (o que as retorna um balanço financeiro negativo) pela subcontratação de seu consumo.

A ferramenta de otimização de custo com compras de energia pela distribuidora deverá ser usada pela mesma no sentido de avaliar as possibilidades de contratação a menor custo existentes e possíveis no mercado e julgar o risco financeiro incorrido pela distribuidora numa revisão de sua previsão de consumo por apresentar-se subcontratada. Será relevante para a distribuidora a análise técnica, com custos associados, referente à conexão de geração distribuída em sua rede para que esta análise, acoplada com a

análise de mercado proposta pela metodologia descrita nesta dissertação, dentro dos interesses de mercado da mesma, traga a melhor solução ao problema de custo mínimo.

7.2 Principais Contribuições do Trabalho

O item 7.1 descreveu em linhas gerais o trabalho realizado, podendo ser destacados como contribuições, os seguintes tópicos:

- Descrição e análise detalhada do modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro recém implementado em 2004, enfatizando a comercialização pertinente para as concessionárias de distribuição e apresentando o papel da Geração Distribuída nesse modelo e os nichos de atuação;
- Proposição de modelo para otimização da despesa de compra de energia para atendimento do mercado de sistemas de distribuição incluindo unidades de Geração Distribuída, o qual contempla simultaneamente especificidades mercadológicas e regulatórias e restrições técnicas inerentes às capacidades máximas de unidades de geração distribuída de origem térmica e eólica importantes no processo de otimização de sistemas de distribuição. A função objetivo e restrições propostas englobam o mercado *spot*, a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação por parte da concessionária de distribuição, leilões de ajuste e geração distribuída térmica e eólica;
- Aplicação de metodologia proposta em um problema real com a variação paramétrica de custos e tarifas de alternativas de contratação de energia para estabelecer uma reflexão sobre o problema da inserção de geração distribuída na otimização de sistemas de distribuição;
- Apresentação e análise das diferentes tecnologias empregada para Geração Distribuída e sua inserção no processo de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica.

7.3 Tópicos para Desenvolvimentos Futuros

O presente trabalho teve por objetivo contribuir para estudos de concessionárias de distribuição de energia no intuito de orientar para a otimização de seu ambiente de comercialização dentro dos limites da legislação vigente de modo que as mesmas não venham a arcar com balanços negativos em seus fluxos financeiros devido a má condução das opções de compra de energia inclusive por pagamentos de penalidades. Algumas extensões naturais do trabalho são citadas a seguir:

- Estender o problema de programação linear *fuzzy* para programação não-linear *fuzzy* a partir da inserção de incertezas inerentes não somente ao consumo previsto da distribuidora e à geração eólica como também aos custos e tarifas de geração;
- Análise do impacto de unidades de GD não somente na otimização dos custos com compra de energia pela distribuidora como também tecnicamente através de estudos de estabilidade, confiabilidade, proteção e curto circuito;
- Adaptação para modelo de despacho utilizando considerações de rede como limites de transmissão, capacidade de transformadores, sistemas de proteção, etc.
- Criação de metodologia para função de pertinência de geração eólica distribuída que a represente a possibilidade de geração desta alternativa a partir de suas tarifas de venda.

BIBLIOGRAFIA

[1] ACKERMAN T., "Distribution Power Generation in a Deregulated Market Environment" Part 1: *Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Power Generation A: Background – Definition – Economics*, Working Paper, Junho, 1999.

[2] GAS RESEARCH INSTITUTE, "The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets" *Distributed Generation Forum*, Março, 1999.

[3] HOFF T., WENGER H., FARMER B., "Distributed Generation: An Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity". In *Energy Policy*, pp.137-147, Great Britain, 1996

[4] WALTER A.C.S., BAJAY S.V., FERREIRA A.L., *Relatório Técnico da Fase 6: Proposição de eliminação de barreiras e formulação de políticas de fomento, com os instrumentos regulatórios associados, à geração distribuída de energia elétrica no Brasil, sobretudo com fontes renováveis e plantas de cogeração*, Projeto de Pesquisa sobre "Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro (Meta 1), Convênio ANEEL/FUNCAMP sobre "Regulação de Mercados de Energia Elétrica", Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE, UNICAMP, pp. 25-55p, 2000.

[5] TURKSON J., WOHLGEMUTH N., "Power Sector Reform and Distributed Generation in sub-Saharan Africa", In *Energy Policy*, v.29, pp. 135-145, 2001.

[6] CALIFORNIA ENERGY COMISSION, "Investing in Renewable Electricity Generation in California". *Guidebook for Emerging Renewables Account*, v. 3, 8 ed. California, 1996.

[7] INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética "O que é Geração Distribuída?" Disponível na Internet via <http://www.inee.org.br> (consultado em dezembro de 2005).

- [8] ACKERMANN T., ANDERSSON G., SODER L., "Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation" *Renewable Energy*, v. 22, pp. 197-204, 2001.
- [9] WADE – World Alliance for Decentralized Energy – Disponível na Internet via <http://www.localpower.org> (consultado em dezembro de 2005).
- [10] TOLMASQUIM M.T. (organizador), *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*, 1 ed. Interciência CENERGIA, 2003.
- [11] PFEIFENBERGER J.P., AMMANN P.R., TAYLO G.A., *Distributed Generation Technology in a Newly Competitive Electric Power Industry*. In: American Power Conference, Chicago Proceedings. v.1, n.59, pp.523-5288, 1996.
- [12] LESSER J., FEINSTEIN C., Defining Distributed Resource Planning. The Energy Journal. Special Issue: Distributed Resources: Toward a New Paradigm of the Electricity Business. 2 ed. International Association for Energy Economics, Cleveland, 1998.
- [13] FEINSTEIN C., MORRIS P., CHAPEL S., Capacity Planning Under Uncertainty: Developing Local Area Strategies for Integrating Distributed Resources. The Energy Journal. Special Issue: Distributed Resources: Toward a New Paradigm of the Electricity Business. ed. International Association for Energy Economics, Cleveland, 1998.
- [14] IJUMBA N. M., *Application of Distributed Generation in Optimized Design and Operation of Rural Power Supply Networks*. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE. Proceedings. Piscataway, IEEE, 1999.
- [15] GOMES P. et al., *Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas*, XV SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII Planejamento de Sistemas Elétricos, GPL 09, Foz do Iguaçu, Paraná, 1999.
- [16] JENKINS N. et al., *Embedded generation*, IEE, ISBN 0-85296-774-8, 2000.
- [17] KOEPEL G., *Distributed generation. Literature and current state review*, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, EEH - Power Systems Laboratory, 2003.

- [18] QUOC T.T., ANDREW C., HADJSAID N., *Technical impacts of small distributed generation units on LV networks*, IEEE PES Annual Meeting, Toronto, Canadá, Julho de 2003.
- [19] DINIZ J.H., CARVALHO A.M., BARROS, D.M.C.R., *Geração Distribuída de Energia. Conceitos, Tecnologias e Perspectivas*, XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, Minas Gerais, 2003.
- [20] NASCIMENTO M.H. L.; LIMA J.W.M., FERREIRA T.G.L., *Wind Power Stations – The Impact on the Brazilian Power System*, IX SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- [21] BECK R.W. & DISTRIBUTED UTILITIES ASSOCIATES, “Model Utility Interconnection, Tariff Contract Provisions for DG” National Association of Regulatory Utility Commissioners, NARUC, 1999.
- [22] RODRIGUEZ C.R.C., *Mecanismos Regulatórios, Tarifários E Econômicos Na Geração Distribuída: O Caso Dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*, Dissertação de M. Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2002.
- [23] SILVA J. C. B., *Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Geração Distribuída*, Tese de D. Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil, 2002.
- [24] MACHADO G. V., *O papel de indicadores no planejamento energético - conceitos e aplicações*. ed. SBPE/Clube de Engenharia, Rio de Janeiro, 2002.
- [25] TOLMASQUIM M.T. (organizador), *A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio*, ed. ENERGE, Rio de Janeiro, 2000.
- [26] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Disponível na Internet via <http://www.aneel.gov.br> (consultado em dezembro de 2005).

[27] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – *Regras e Procedimentos de Comercialização* – Disponível na Internet via <http://www.ccee.org.br> (consultado em dezembro de 2005) .

[28] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Disponível na Internet via <http://www.ons.org.br> (consultado em dezembro de 2005).

[29] BRASIL. Ministério das Minas e Energia. *Decreto nº 5163*, de 30 de julho de 2004.

[30] BRASIL. Ministério das Minas e Energia. *Lei nº 10848*, de 15 de março de 2004.

[31] BRASIL. Ministério das Minas e Energia, *Cartilha Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico*, 2003.

[32] BRASIL. Ministério das Minas e Energia, *Relatório Técnico Modelo Institucional Setor Elétrico*, 2003.

[33] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, *Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída*, Resolução Normativa nº 167 de 10 de outubro de 2005.

[34] MME – Ministério das Minas e Energia – Disponível na Internet via <http://www.mme.gov.br> (consultado em dezembro de 2005).

[35] BRASIL. Ministério das Minas e Energia – MME, PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, Lei nº 10762 de 11 de novembro de 2003.

[36] FALCÃO D. M., 1999, *Planejamento e Operação de Sistemas de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo*, Notas de Aula, EE-COPPE/UFRJ, pp.8-12, Rio de Janeiro, 2000.

[37] BREGALDA, OLIVEIRA & BORNSTEIN, *Introdução a Programação Linear*. 2 ed. Campus, 1988.

[38] MURTY K. G., *Linear Programming*. ed. John Wiley & Sons, New York, New York, 1983.

[39] BAZARAA N., JARVIS J., *Linear Programming and Network Flows*. ed. John Wiley & Sons, New York, New York, 1977.

[40] GOLDBAR M. C., LUNA H. P. L. , *Otimização Combinatória e Programação Linear*, ed. Campus, Rio de Janeiro, 2000.

[41] CHVATAL V., *Linear Programming*, ed. W H Freeman & Co, 1983.

[42] ZADEH L.A., *Fuzzy sets. Information and Control*, v. 8, n. 3, pp 338-353, Jun. 1965.

[43] GOMIDE F., GUDWIN R., TANSCHHEIT R., *Conceitos Fundamentais da Teoria de Conjuntos Fuzzy, Lógica Fuzzy e Aplicações*. Proc. 6th IFSA Congress -Tutorials, pp.1-38, São Paulo, SP, 1995.

[44] TURKSEN I. B., *Measurement of membership functions and their acquisition; Fuzzy Sets and Systems*. IFSA; Special Memorial Volume: 25 years of fuzzy sets, Amsterdam, Holland, 1991.

[45] PEDRYCZ W., GOMIDE F., *An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design*. ed. MIT Press, Cambridge, 1998,

[46] FALCÃO D. M., *Conjuntos, Lógica e Sistemas Fuzzy*, Notas de Aula da Disciplina Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas de Potência, EE-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

[47] ZADEH L.A., KACPRZYK J., *Fuzzy Logic for the Management of Uncertainty*/N.Y./Chichester/Brisbane/Toronto/Singapore, ed. John Wiley & Sons, 1970.

[48] BELLMAN R., ZADEH L.A., *Decision-making in a Fuzzy Environment*, Management Science, v. 17, n.4, pp141-164, Dec. 1970.

[49] ZIMMERMANN H.J., *Fuzzy Set Theory and its Application*. ed. Kluwer Academic Press, Boston, 1993.

[50] KAYMAK U., SOUSA J.M., Weighted constraint in fuzzy optimization. *Constraints* , v. 8, n. 1, pp. 61-78, Jan. 2003.

[51] PONCE DE LEÃO M.T., *Planejamento de Redes de Distribuição com Produção Independente*. Tese de D.Sc., Faculdade do Porto, Porto, Portugal, 1995.

[52] ZADEH L.A., *Outline as a new approach to the analysis of complex systems and decision processes*, IEEE Transactions Systems Man Cybernetics, v. 28, pp 28-44, 1978.

[53] ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras – Disponível na Internet via <http://www.eletrabras.com> (consultado em fevereiro de 2005).

[54] BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Portaria nº 45, 2004.