

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MALCON FERNANDES ANGELO DA SILVA

**MODELO PARA PLANEJAMENTO DE DEMANDA DE
ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO O
COMPORTAMENTO DOS CONSUMIDORES NOS
AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO**

Porto Alegre

2007

MALCON FERNANDES ANGELO DA SILVA

**MODELO PARA PLANEJAMENTO DE DEMANDA DE
ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO O
COMPORTAMENTO DOS CONSUMIDORES NOS
AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Automação e Instrumentação Eletro-Eletrônica

ORIENTADORA: Gladis Bordin Schuch

CO-ORIENTADOR: Ály Ferreira Flores Filho

Porto Alegre

2007

MALCON FERNANDES ANGELO DA SILVA

**MODELO PARA PLANEJAMENTO DE DEMANDA DE
ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO O
COMPORTAMENTO DOS CONSUMIDORES NOS
AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientadora: _____

Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin Schuch, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Marciano Morozowski Filho, UFPR

Doutor pela UFRJ – Rio de Janeiro, Brasil

Prof. Dr. Denis Borenstein, UFRGS

Doutor pela Universidade do Arizona – Tucson, EUA

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – Campinas, Brasil

Prof. Dr. Renato Machado de Brito, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Marcelo Soares Lubaszewski

Porto Alegre, março de 2007.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus irmãos, Rafael e Carla.

Dedico também ao meu pai, Márcio, que sempre me ensinou a ser humilde e correto.

À minha namorada, Jaqueline, minha melhor amiga, meu anjo e minha esperança.

Ao meu melhor amigo de sempre, Deus, que nunca deixou de estar ao meu lado.

Em especial, dedico à minha mãe, Maria Cecília, por sempre ter me incentivado e ajudado a alcançar os meus objetivos.

AGRADECIMENTOS

À professora Dra. Gladis Bordin Schuch, por me orientar, me incentivar e contribuir de forma muito valiosa para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Dr. Roberto Cayetano Lotero, por me recomendar ao programa de pós-graduação e por ser um grande amigo durante este percurso.

Ao professor Dr. Ály Ferreira Flores Filho, pela contribuição.

Ao grande amigo Fernando Porrua, que me ensinou a dar os primeiros passos nesta jornada e pela disposição em contribuir.

Ao grande amigo Filadelfo Martins, que me ajudou e caminhou comigo nesta jornada, provando ser um amigo para todo o sempre.

Ao amigo Hector Anocibar, por ser meu companheiro de trabalhos acadêmicos e de almoço no restaurante universitário.

À banca examinadora pela leitura, análise e comentários.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

À CAPES e ao CNPq pela provisão das bolsas de mestrado.

RESUMO

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro foi iniciada na década de 90, passando por uma fase de transição até chegar ao atual modelo institucional, finalizada em 2004. Este modelo define um Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e um Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde consumidores qualificados podem optar por adquirir energia em ambos os ambientes. No ACR, os fornecedores de energia para consumidores finais são as distribuidoras, enquanto no ACL a escolha entre os agentes de oferta é livre. As distribuidoras, antes da reestruturação do setor, realizavam a projeção de sua demanda considerando todos os consumidores de sua área de concessão. Com a reestruturação, a decisão dos consumidores deve ser agregada ao processo de projeção de demanda de energia elétrica. A modelagem deste problema utilizando simulação dinâmica é adequada, uma vez que devem ser consideradas realimentações entre as decisões dos consumidores, as decisões da distribuidora e a projeção de demanda, caracterizando a dinâmica do problema. Este trabalho propõe um modelo de planejamento de demanda de energia elétrica que contempla o processo de decisão de consumidores e as atuais regras de comercialização na projeção da demanda de distribuidoras de energia elétrica, com aplicação na definição de estratégias destas empresas, dando suporte às decisões de contratação de energia. São realizados estudos de caso para diferentes estratégias das distribuidoras e diferentes cenários de preços, constatando-se a necessidade da consideração destas estratégias e da decisão dos consumidores no processo de planejamento da demanda. O modelo proposto objetiva complementar o modelo tradicionalmente em uso nas distribuidoras.

Palavras-chave: Projeção de Demanda. Migração de Consumidores. Estratégias Empresariais. Simulação Dinâmica.

ABSTRACT

The restructuring of the Brazilian Electrical Sector began in the 90's and went through a transition phase until it reached the actual institutional model, defined in 2004. This model defines a Regulated Contracting Environment and a Free Contracting Environment, where qualified consumers may choose to acquire energy in both environments. In the regulated one, distribution companies are the suppliers for final consumers, while there is competition in the free environment. Before restructuring, distribution companies carried out the demand forecasting considering monopoly over all consumers of its concession area. After restructuring, consumers' decisions must be considered in the demand forecasting process. Dynamic simulation techniques are good options to represent feedback among consumers' decisions, distribution companies' decisions and demand forecasting. This work proposes a demand forecasting model which considers the consumer decision process and the actual trading rules in the distribution companies' demand forecasting, that can be applied in strategies designing and as a base for energy contracting. There are some case studies with different distribution company's strategies and different price scenarios. The results show that it is necessary to include consumers' decision and distribution companies' strategies in the demand planning process. The proposed model objective is to complement the traditional model in use by distribution companies.

Keywords: Demand Forecasting. Consumer Choices. Entrepreneurial Strategies. Dynamical Simulation.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	15
1.3	OBJETIVO	17
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	19
2.1	INTRODUÇÃO	19
2.2	CONSEQUÊNCIAS DA REESTRUTURAÇÃO	20
2.2.1	Risco Corporativo	23
2.2.2	Risco de Mercado	24
2.2.3	Risco Regulatório	24
2.3	A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
2.3.1	Período Pré-Reforma	25
2.3.2	Período Pós-Reforma	27
2.3.3	Comercialização de Energia Elétrica	34
2.4	CONCLUSÕES	38
3	METODOLOGIA DE PROJEÇÃO DE DEMANDA: TRADICIONAL E PROPOSTA	39
3.1	INTRODUÇÃO	39
3.2	METODOLOGIA TRADICIONAL	39
3.2.1	Aspectos Gerais	39
3.2.2	Metodologia Tradicional para Projeção da Classe Industrial	41
3.2.3	Limitações da Metodologia Tradicional	42
3.3	FERRAMENTAS DE SUPORTE ÀS DECISÕES ESTRATÉGICAS	45
3.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	48
3.5	METODOLOGIA PROPOSTA	52
3.6	CONCLUSÕES	55
4	MODELO DE PROJEÇÃO DE DEMANDA: TRADICIONAL E PROPOSTO	56
4.1	INTRODUÇÃO	56
4.1.1	MODELO TRADICIONAL PARA PROJEÇÃO DA CLASSE INDUSTRIAL	57
4.2	MODELO PROPOSTO	60
4.2.1	ASPECTOS COMPUTACIONAIS	64
4.2.2	MODELO MATEMÁTICO	65
4.2.2.1	Custos com aquisição de energia	66
4.2.2.2	Produtos e serviços	69
4.2.2.3	Decisão dos consumidores	70
4.2.2.4	Participação de mercado	73
4.2.2.5	Investimentos em produtos e serviços	74
4.2.2.6	Reajustes tarifários	76
4.3	CONCLUSÕES	79

5	APLICAÇÃO DO MODELO	80
5.1	INTRODUÇÃO	80
5.2	PARÂMETROS PARA SIMULAÇÃO	80
5.3	MODO DE REFERÊNCIA	86
5.4	CENÁRIOS	88
5.4.1	Cenário 1	88
5.4.2	Cenário 2	89
5.4.3	Cenário 3	91
5.4.4	Cenário 4	93
5.4.5	Cenário 5	94
5.4.6	Cenário 6	96
5.4.7	Cenário 7	97
5.4.8	Cenário 8	99
5.4.9	Cenário 9	100
5.4.10	Cenário 10	101
5.4.11	Análise de Resultados	103
5.5	CONCLUSÕES	104
6	CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA	107
6.1	CONTRIBUIÇÕES	107
6.2	TÓPICOS PARA PESQUISA	109
	REFERÊNCIAS	111
	PUBLICAÇÕES RELACIONADAS À DISSERTAÇÃO	118
	ANEXO A: MODELO TRADICIONAL DE PROJEÇÃO DE DEMANDA	120
A.1	INTRODUÇÃO	120
A.2	CLASSE RESIDENCIAL	120
A.3	CLASSE COMERCIAL	124
A.4	CLASSES PODERES PÚBLICOS E ILUMINAÇÃO PÚBLICA	131
A.5	CLASSE SERVIÇOS PÚBLICOS	133
A.6	CLASSE RURAL E CONSUMO PRÓPRIO	140
A.7	CLASSE IRRIGAÇÃO	142
A.8	CONSUMO TOTAL	146

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Visão tradicional de solução de problemas.....	15
Figura 1.2 Visão realimentada do ambiente de mercado da distribuidora.....	16
Figura 2.1 Estrutura organizacional do setor elétrico: pré-reforma.....	26
Figura 2.2 Estrutura organizacional do setor elétrico: período de transição.....	31
Figura 2.3 Estrutura organizacional do setor elétrico: atual.....	33
Figura 2.4 Estrutura dinâmica do mercado de energia elétrica brasileiro.....	35
Figura 3.1 Projeção de consumo industrial: metodologia tradicional.....	41
Figura 3.2 Evolução da migração para o ACL.....	44
Figura 3.3 Metodologia proposta.....	54
Figura 4.1 Diagrama de laço causal do modelo proposto.....	61
Figura 4.1 (a) Laço 1.....	62
Figura 4.1 (b) Laço 2.....	63
Figura 4.1 (c) Laço 3.....	64
Figura 5.1 Tarifas e preços.....	85
Figura 5.2 Modo de referência para o modelo proposto.....	87
Figura 5.3 Resultados do Caso 1 com o modelo tradicional.....	89
Figura 5.4 Resultados do Caso 2.....	90
Figura 5.5 Resultados do Caso 3.....	92
Figura 5.6 Resultados do Caso 4.....	93
Figura 5.7 Resultados do Caso 5.....	95
Figura 5.8 Resultados do Caso 6.....	97
Figura 5.9 Resultados do Caso 7.....	98
Figura 5.10 Resultados do Caso 8.....	100
Figura 5.11 Resultados do Caso 9.....	101
Figura 5.12 Resultados do Caso 10.....	102
Figura A.1 Projeção de consumo residencial: metodologia tradicional.....	120
Figura A.2 Projeção de consumo da classe comercial: metodologia tradicional.....	125
Figura A.3 Projeção de consumo da classe de serviços públicos: metodologia tradicional.....	133
Figura A.4 Projeção de consumo da classe irrigação: metodologia tradicional.....	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Mudanças na indústria decorrentes da reestruturação.....	21
Tabela 2 Mudanças empresariais decorrentes da reestruturação.....	22
Tabela 3 Ferramentas de suporte às decisões em nível estratégico.....	45
Tabela 4 Custos de migração para o ACL.....	68
Tabela 5 Dados de consumidor potencialmente livre.....	81
Tabela 6 Cenário de taxas de evolução anual do PIB.....	82
Tabela 7 Custos Marginais de Operação em R\$/MWh.....	83
Tabela 8 IGP-M.....	85
Tabela 9 Resultados dos Estudos de Caso para 2012.....	103

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BdR: Base de Remuneração

BPA: *Bonneville Power Administration*

C: Comercializadora

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCON: Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

CL: Consumidor Livre

CMO: Custo Marginal de Operação

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE: Comitê Nacional de Política Energética

CO: Centro-oeste

CODI: Comitê de Distribuição

COPEL: Companhia Paranaense de Energia

CPL: Consumidor Potencialmente Livre

DEF: Diagrama de Estoque e Fluxo

DLC: Diagrama de Laço Causal

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DRA: Data de Referência Anterior

DRP: Data de Reajuste em Processamento

DS: Dinâmica de Sistemas

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FMI: Fundo Monetário Internacional

G: Gerador

GCPS: Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

GCOI: Grupo Coordenador para Operação Interligada

IEE: Indústria de Energia Elétrica

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado

IRT: Índice de Reajuste Tarifário

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MCP: Mercado de Curto Prazo

MCSD: Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcits

MME: Ministério de Minas e Energia

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

N: Norte

NE: Nordeste

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PdM: Participação de Mercado

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PIB: Produto Interno Bruto

PIE: Produtor Independente de Energia

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

PROCEL: Programa de Conservação de Energia Elétrica

RA: Receita Anual

RE-SEB: Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

S: Sul

SE: Sudeste

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

VPA: Valor da Parcela A

VPB: Valor da Parcela B

WACC: *Weighted Average Cost of Capital*

X: Fator X

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Nas duas últimas décadas, vários países reestruturaram seus setores elétricos. Muitos destes introduziram a competição como forma de incentivar investimentos por parte da iniciativa privada. A competição entre os agentes¹ tem efeito sobre as metodologias de planejamento da expansão, que estão sendo modificadas para adaptarem-se às necessidades emergentes.

De acordo com Hunt e Shuttleworth (1996), o principal objetivo das reestruturações e privatizações tem sido aumentar a eficiência econômica dos setores elétricos através de decisões mais adequadas em investimentos, melhor uso das plantas de geração, transmissão e distribuição, melhorias administrativas e nas opções para os consumidores finais.

No Brasil, o processo de reestruturação teve início com a Lei nº 8.631, de 1993, conhecida como a “Lei da Reforma Tarifária”, e foi estabelecida através do Projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), tendo evoluído, desde então, para adaptar-se às necessidades dos investidores. Para Greiner (1995), a “crise foi causada pelo alto endividamento do setor, em função da política contencionista das tarifas, do amplo programa de investimentos e da redução do aporte de capitais ao setor; ela foi deflagrada pela elevação das taxas de juros, quando o setor estava pesadamente endividado e, finalmente, foi aprofundada pela insistência de sucessivos governos em conter as tarifas, na vã tentativa de reduzir a inflação” (p. 120). Desde então, a comunidade acadêmica vem participando deste processo com a intenção de promover melhorias no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Este

¹ Um agente é uma entidade autônoma, que toma decisões sozinha sem a interferência de um sistema ou outra entidade. Um agente deve ser capaz de interagir com o ambiente à sua volta e com outros agentes, escolhendo confiar e cooperar ou não com os mesmos. Por exemplo, compradores e vendedores são dois tipos de agentes comumente encontrados nos modelos de mercado. (WIKIPÉDIA, 2007)

possui predominância de usinas hidrelétricas, da ordem de 73%² da capacidade instalada e grande extensão do Sistema Interligado Nacional (SIN), com investimentos cada vez maiores em usinas termelétricas e fontes alternativas.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Uma das principais atividades das empresas no setor elétrico é a projeção de demanda, tradicionalmente denominada estudo de mercado, que constitui a base do processo de planejamento de investimentos, em termos técnicos e estratégicos. No Brasil, as projeções são realizadas pelas próprias empresas distribuidoras, e seus resultados são utilizados para planejar os investimentos necessários para atender a demanda com a qualidade e confiabilidade estipuladas.

Tradicionalmente, decisões de investimentos e de contratação de energia são tomadas quando surge uma necessidade ou um problema, resultante da diferença entre as metas da empresa e a situação constatada, conforme ilustrado na Figura 1.1.

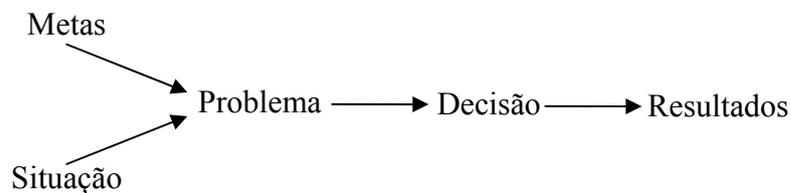


Figura 1.1 Visão tradicional de solução de problemas.

Fonte: retirada de Sterman (2000).

A reforma do SEB introduziu um ambiente competitivo no setor de eletricidade, sendo definidas regras de comercialização de energia elétrica. Os consumidores qualificados como livres passaram a ter novas opções de fornecimento de energia, sendo responsáveis pelo pleno abastecimento de sua demanda. As distribuidoras dispõem de novas opções de contratação de

² Consideradas as potências das usinas existentes nos Sistemas Isolados que serão interligados: Manaus/Macapá e Rondônia/Acre, segundo o Plano Decenal de Expansão do Setor de Energia Elétrica: 2006-2015.

energia, mas estão sujeitas à aplicação de penalidades pelo descumprimento de limites de sobrecontratação e de subcontratação estipulados pela legislação (ver Capítulo 2).

Em um ambiente competitivo, as decisões da distribuidora tem influência e são influenciadas pelos demais agentes, como os consumidores, promovendo reações dos consumidores, que podem alterar as metas da distribuidora. Esta cadeia genérica de causas e efeitos está ilustrada na Figura 1.2.

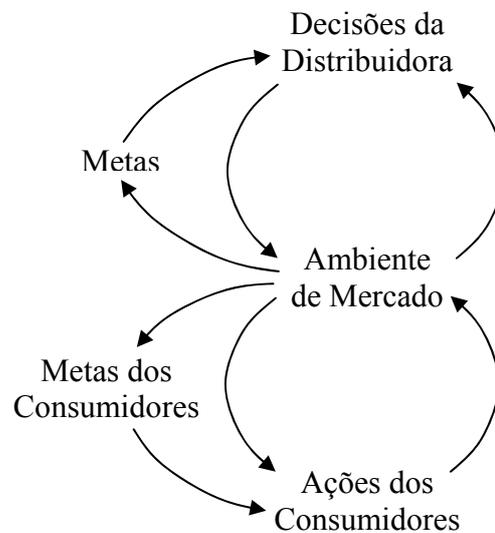


Figura 1.2 Visão realimentada do ambiente de mercado da distribuidora.

Fonte: adaptada de Sterman (2000).

Os montantes de energia a serem contratados pelas distribuidoras e estratégias de contratação são definidos com base nos estudos de projeção de demanda. As estratégias são influenciadas, também, pelas decisões dos consumidores livres, que podem entrar e sair do mercado de fornecimento de energia das distribuidoras. Por sua vez, os consumidores tomam suas decisões analisando o que os fornecedores têm a oferecer.

A metodologia tradicional de projeção da demanda se consolidou na segunda metade da década de 70, apresentando resultados satisfatórios (SCHUCH, 2000). Com a introdução da competição, as realimentações que se verificam entre o processo de decisão e o ambiente

de mercado constituem novas fontes de incerteza no planejamento da demanda. Com base nisso, a metodologia tradicional deve ser reformulada para contemplar estas incertezas.

As distribuidoras devem adaptar seus modelos de projeção de demanda de modo a considerar as realimentações inerentes ao ambiente competitivo e a atender as exigências da regulamentação atual. Com base neste problema, os objetivos do presente trabalho são descritos na próxima seção.

1.3 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo de projeção de demanda em ambiente competitivo, que contemple as atuais regras de comercialização de energia elétrica e o processo dinâmico de decisão dos consumidores entre os ambientes de contratação. O modelo visa auxiliar a formulação de estratégias de compra de energia pelas distribuidoras, e ao planejamento da demanda, complementando os modelos tradicionais de planejamento.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos propostos, a monografia está estruturada em seis capítulos, incluindo esta introdução, como indicado a seguir.

O Capítulo 2 descreve o impacto da reestruturação sobre o setor elétrico, em especial sobre o SEB, com as principais mudanças institucionais e regulatórias que resultaram no problema sob investigação nesta dissertação. O Capítulo 3 apresenta a metodologia tradicional, com suas limitações, e a metodologia proposta neste trabalho. Por sua vez, o Capítulo 4 descreve o modelo proposto, indicando as condições sob as quais o modelo oferece resultados adequados. Cenários, contendo aplicações do modelo proposto, são apresentados no Capítulo 5, verificando-se sua vantagem em relação ao tradicional. Finalizando, no Capítulo 6 são apresentadas as contribuições da pesquisa e propostas para trabalhos futuros.

Complementa o trabalho um anexo, que trata da metodologia tradicional de projeção de demanda.

2 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 INTRODUÇÃO

Nas últimas duas décadas, tem sido observada uma tendência reestruturação na maioria das áreas de negócio, desde o comércio de produtos até serviços públicos. O impacto da reestruturação tem sido profundo em todos os setores envolvidos e mudou significativamente as condições de competição. Nos serviços públicos, o processo iniciou no setor de telecomunicações e teve continuidade nos mercados de eletricidade e gás (DYNER e LARSEN, 2001).

Os objetivos declarados da reestruturação no setor de energia são melhorar a eficiência econômica do sistema, produzir preços justos, aumentar a confiabilidade e qualidade do serviço, atrair investimentos privados e garantir capacidade de geração e transmissão adequada ao crescimento da demanda de energia elétrica. Esses objetivos seriam alcançados por meio de competição justa na geração, comercialização e suprimento, acesso livre e não discriminatório aos sistemas de transmissão e distribuição e estabelecimento de regras e procedimentos simples e transparentes (MENDES, 2005).

Chile, Noruega e o Reino Unido foram os primeiros países a introduzirem a competição no mercado de eletricidade (BUNN, 1994; OLSEN, 1995; MIDTTUN e THOMAS, 1998), estimulando a reestruturação em vários outros países. Os Estados Unidos, Austrália, alguns países da América do Sul e muitos outros países na Europa estão em processo similar no mercado de eletricidade. Após a reestruturação, os preços no atacado e no varejo podem ser formados pelo mercado, os lucros tornam-se incertos, os consumidores adquirem o direito de escolha de fornecedores, novos competidores entram no mercado, e a informação torna-se imperfeita (ARMSTRONG, COWEN e VICKERS, 1994).

Quando empresas públicas, como as de eletricidade, são reestruturadas, desregulamentadas e/ou privatizadas, o processo estabelece uma grande mudança no ambiente de comercialização, que se torna competitivo. Como consequência, as incertezas estratégicas e regulatórias para estas companhias não têm antecedente. O mercado implantado no processo não tem um histórico e todos os participantes, incluindo as instituições reguladoras, têm pouca compreensão de como operar no curto prazo e de como evoluir no longo prazo. Na ausência de experiência e de analogias, modelos de simulação, utilizados para análise e aprendizagem, assumem um papel essencial. Estes modelos não podem ser validados empiricamente, mas podem ser desenvolvidos para representar o sistema como ele foi projetado. O uso de modelos de simulação dinâmica surge como um meio atrativo de adquirir uma perspectiva de como os aspectos no mercado competitivo podem evoluir (LARSEN e BUNN, 1999).

Antes de dar seqüência à utilização de modelos de simulação dinâmica e sua aplicação no modelo proposto, este capítulo apresenta a reestruturação do SEB, iniciando com as consequências da reestruturação de uma forma geral.

2.2 CONSEQÜÊNCIAS DA REESTRUTURAÇÃO

A introdução de um mercado competitivo no setor de eletricidade promove várias mudanças, tanto em termos industriais³ quanto empresariais⁴. Estas mudanças têm impacto direto sobre a forma de atuação dos agentes.

³ Entende-se por **indústria** todo o processo de produção de um bem ou produto. A indústria de energia elétrica, por exemplo, compreende o processo de geração, transmissão e distribuição de energia.

⁴ Entende-se por **empresa** uma corporação que atua dentro de uma indústria, responsável por um ou mais ramos de atividade desta indústria. No caso, a distribuidora de energia elétrica é responsável pelo serviço de distribuição e de fornecimento aos consumidores finais desta empresa.

A Tabela 1 compara as características principais entre o mercado monopolista de energia e o mercado competitivo, ao nível industrial. Antes das reestruturações, o mercado de energia era estável, com evolução relativamente previsível, sem mudanças significativas com a entrada de novos agentes, o que não se verifica após a reestruturação. Além disso, as distribuidoras de energia elétrica não possuem mais a garantia de uma base de consumidores e de preços estáveis.

Tabela 1 Mudanças na indústria decorrentes da reestruturação.

Característica	Mercado monopolista	Mercado competitivo
Ambiente de negócio	Estável com algumas mudanças do ponto de vista técnico. Incertezas na evolução da demanda e dos custos.	Instável, preços voláteis, acionistas com objetivos diversos. Incertezas de mercado, corporativas e regulatórias.
Informação	Aberta ao público. Futuro planejado.	A informação torna-se confidencial.
Ambiente regulatório	Envolvido com o bem-estar social.	Conflito entre os interesses dos consumidores e dos fornecedores.

Fonte: retirada de Larsen e Bunn, 1999.

Os riscos devem ser enfrentados neste ambiente de incerteza. No período anterior a reforma, onde as companhias eram estatais, grande parte das informações necessárias era gratuitamente disponibilizada e exposta à discussão. Na indústria competitiva, informações são valiosas e promovem vantagens comerciais. Nenhuma companhia revelará seus planos de investimento, programações de manutenção, melhoramentos qualitativos, a menos que seja uma exigência dada pela regulamentação. A base de informações que existiu até o período anterior à reestruturação decresce lentamente e os analistas que têm desenvolvido modelos bastante detalhados, estão agora necessariamente voltados a utilizar suposições comportamentais mais subjetivas, e a investigar os riscos através de múltiplos cenários (LARSEN e BUNN, 1999).

Segundo Porter (1980), “a intensidade de concorrência em uma indústria não é uma questão de coincidência ou de má sorte. Ao contrário, a concorrência em uma indústria tem

raízes em sua estrutura econômica básica e vai bem além do comportamento dos atuais concorrentes”. O grau de concorrência em uma indústria depende de forças competitivas básicas, que são a entrada de novos fornecedores, dos fornecedores já existentes e dos compradores.

“A meta da estratégia competitiva para uma unidade empresarial em uma indústria é encontrar uma posição dentro dela em que a companhia possa melhor se defender contra estas forças competitivas ou influenciá-las em seu favor. A análise estrutural é base fundamental para a formulação da estratégia competitiva”.

A Tabela 2 apresenta comparações entre os mercados monopolista e competitivo em termos de corporação. O foco das organizações passou de ‘nós queremos as melhores soluções tecnológicas possíveis’, onde o dinheiro não era a principal preocupação, para ‘nós queremos a solução com a melhor relação custo-eficiência’. De acordo com Larsen e Bunn (1999) sair de uma orientação técnico-política para um modo de pensar e agir mais comercial é um processo difícil, envolvendo uma ampla reorganização da empresa voltada para os consumidores e para a competição.

Tabela 2 Mudanças empresariais decorrentes da reestruturação.

Característica	Mercado monopolista	Mercado competitivo
Foco	Melhor solução técnica.	Soluções com a melhor relação custo-eficiência.
Foco administrativo	Técnico.	Comercial.
Foco no consumidor	O consumidor não tem opções.	Competição no varejo ⁵ força o foco no consumidor.
Métodos de planejamento	Métodos clássicos funcionam satisfatoriamente.	Novos métodos relacionando pensamentos estratégicos, incertezas e informação incompleta.
Terceirização	Pouca ou nenhuma.	Cada vez mais participativa.

Fonte: retirada de Larsen e Bunn, 1999.

⁵ Os varejistas compram produtos em grandes quantidades de atacadistas ou diretamente dos produtores, e os revendem aos consumidores finais. Assim, os varejistas formariam o elo final da cadeia de suprimento. Qualquer operação de venda de energia elétrica que tenha como destino o consumidor final seria uma operação de varejo (ALMEIDA, 2005).

A competição faz com que as distribuidoras mantenham seu foco nos consumidores, passando a atuar de maneira a conquistar mercado. Planejar o futuro da empresa passa a ser uma tarefa complexa, envolvendo aspectos estratégicos, informação limitada e incertezas. Os métodos tradicionais utilizados durante o período monopolista não satisfazem a estas necessidades, devendo ser complementados por métodos de simulação que incorporem a estrutura do mercado.

Segundo Larsen e Bunn (1999), podem ser identificados três tipos de riscos para as companhias, os quais não existiam quando estas estavam sob o regime monopolista, que são: o risco corporativo, risco de mercado e risco regulatório.

2.2.1 Risco Corporativo

A maioria das empresas que passaram pelo processo de reestruturação em todo o mundo não tinha a mesma cultura comercial e empresarial do que as empresas competitivas. No setor público, os administradores de hierarquia mais elevada podem ter mais em comum com administradores governamentais que com os demais administradores de sua corporação, e administradores de hierarquia média podem ter uma forte orientação técnica. Portanto, durante o processo de formulação de estratégias, as distribuidoras eram agentes da política governamental e, relativamente inexperientes em lidar com riscos. Estas empresas têm recebido subsídios do governo, ou de alguma organização vinculada ao mesmo, o que em conjunto com o monopólio sobre o mercado, encorajou-as a elevar seus bens e mão-de-obra ao invés de tornarem-se mais eficientes. Após a reestruturação, a cultura das distribuidoras teve de mudar subitamente, o que não é um processo fácil e confortável, sujeito à uma grande perda para, a partir de então, promover melhorias dentro da própria empresa.

2.2.2 Risco de Mercado

Assim que a reestruturação foi associada a uma nova estrutura de mercado, o que é quase sempre o caso no setor de serviços públicos, verificou-se a inexistência de um histórico da evolução deste sistema, do qual se poderia obter informações. Em outras palavras, estes são novos mercados sem histórico de informações. Assim, não há uma forma de utilizar o passado para entender o presente e prever o futuro. Esta inexperiência de mercado é comum a todas as empresas e ao regulador. O desafio para a distribuidora é compreender como o sistema funciona e a natureza de suas fraquezas, de modo a implementar estratégias para ampliar a competitividade. Portanto, as distribuidoras enfrentam o risco de tomarem decisões que possam desencadear uma seqüência de fatos que resulte em perdas para as mesmas, por não estarem preparadas para lidar com o mercado competitivo.

2.2.3 Risco Regulatório

Os reguladores devem balancear o controle sobre os preços, investimento e políticas institucionais para limitar comportamentos anti-competitivos. Os regulamentos são vistos como instrumentos temporários para administrar a transição para mercados plenamente competitivos. Este processo de transição é caracterizado como um período de grande incerteza relacionada à evolução da regulamentação, de modo que as empresas podem tomar decisões que resultem em perdas por conta da publicação de uma lei, medida provisória ou decreto alterando a base legal sobre a qual as decisões foram tomadas.

Somado a isto está a definição da Empresa de Referência, que constitui uma empresa fictícia, representando uma distribuidora com custos e ativos eficientes, considerada como uma referência para que a distribuidora possa maximizar sua eficiência e converter isto em maiores lucros. Verifica-se que a distribuidora corre o risco de ser menos eficiente que a Empresa de Referência, o que seria convertido em menores reajustes tarifários.

A seguir, será apresentado um breve histórico da reestruturação do SEB, visando identificar, na estrutura institucional do SEB, o problema a ser investigado neste trabalho.

2.3 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, a reestruturação ocorreu principalmente devido à falta de recursos para investimentos (LOTTERO, 1999). O processo foi realizado através do Projeto Reforma do Setor Elétrico Brasileiro, que reestruturou o modelo institucional do SEB de forma a incentivar investimentos através da iniciativa privada. Esta seção apresenta as características do período pré-reforma, mostrando a organização do setor sob o regime monopolista, e apresenta a seqüência de mudanças resultando no modelo vigente.

2.3.1 Período Pré-Reforma

O modelo organizacional vigente no período anterior à reestruturação do setor é mostrado na Figura 2.1. O setor está vinculado ao Ministério das Minas e Energia (MME) e era composto pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) e por empresas concessionárias federais, estaduais, municipais e privadas (SCHUCH, 2000). O MME era o órgão responsável pela elaboração da política global do setor elétrico, enquanto o DNAEE era o órgão regulador.

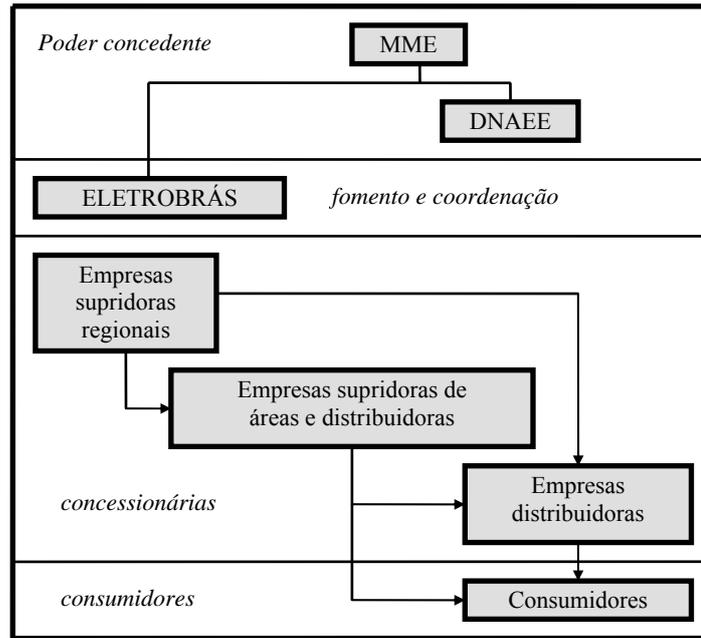


Figura 2.1 Estrutura organizacional do setor elétrico: pré-reforma.

Fonte: retirada de Schuch, 2000.

A Eletrobrás, empresa holding federal, era responsável pela coordenação do planejamento da expansão e da operação do sistema, pela gestão financeira e empresarial e pela articulação do setor com a indústria. Vinculadas à Eletrobrás estavam as seguintes empresas:

- supridoras regionais, de propriedade do governo federal, operavam as usinas de grande porte e a malha básica de transmissão do sistema;
- supridoras de área, de propriedade dos governos estaduais, com atuação nos respectivos estados, operavam usinas e sistemas de porte significativo e faziam a distribuição de energia elétrica;
- distribuidoras, com atuação nos respectivos estados e algumas das quais possuíam geração própria, tendo porém a distribuição como atividade básica.

Como parte do seu papel de coordenação, a Eletrobrás criou várias entidades, nas quais estão representadas as empresas regionais e estaduais, e cujas funções estão

relacionadas com o planejamento da expansão, a operação e a distribuição de energia (LOTERO, 1999):

GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos: era o principal órgão do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro e responsável pela preparação do Plano Decenal, a cada ano, que atualiza o programa de expansão. Estes planos levam em consideração as projeções de aumento de demanda nos mercados regionais e fornece avaliações técnicas e econômicas para os projetos propostos para suprir a demanda.

GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada: tinha como objetivo básico garantir a continuidade do suprimento de energia elétrica aos sistemas distribuidores, atendendo aos requisitos de potência e energia, sob condições de tensão e frequência adequadas, e promover a economia de combustíveis utilizados nas centrais termelétricas, restringindo seu consumo ao mínimo indispensável, relacionando-o à complementação de um sistema predominantemente hidráulico.

CCON - Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste: atua da mesma maneira que o GCOI para o Sistema Interligado Norte/Nordeste.

CODI - Comitê de Distribuição: ainda que sem atribuições decisórias, era um órgão que auxiliava no desenvolvimento de novas práticas para as empresas distribuidoras, sendo um elo importante com os órgãos de planejamento da expansão e da operação.

2.3.2 Período Pós-Reforma

“A partir da segunda metade da década de 80, a expansão do sistema elétrico brasileiro foi desacelerada, sobretudo por falta de recursos para investimentos, o que levou à reprogramação de obras. As conseqüências dessa medida foram atenuadas por dois fatores: o longo período recessivo que viveu o país, contendo a evolução do consumo de eletricidade, e

a existência de sobras na oferta de energia elétrica, cuja absorção foi prejudicada pelas incertezas quanto ao rumo da economia nacional” (LOTERO, 1999).

“Com a estabilidade econômica alcançada com o Plano Real, este quadro mudou radicalmente. A economia apresentou, a partir de 1994, forte aceleração, que veio se conjugar com o estrangulamento temporário da oferta de infra-estrutura, particularmente de energia elétrica. Em 1995, o setor elétrico estava diante de uma grave crise, com riscos de déficit de energia crescentes, que poderiam comprometer o pleno atendimento de mercado e, conseqüentemente, inviabilizar o desenvolvimento econômico do País. A IEE encontra como obstáculo, a carência de recursos financeiros, problema que impõe restrições à retomada da expansão e cuja solução se encontra no aporte de recursos da iniciativa privada” (LOTERO, 1999).

As principais características da crise que provocou o processo de mudanças, ora em andamento, na IEE do Brasil foram (MME, 1998):

- perda da capacidade do Estado em realizar investimentos suficientes para assegurar a expansão e a melhoria dos serviços requeridos pela demanda de energia elétrica;
- tarifas de energia elétrica submetidas a contínuos e rígidos controles por parte do governo, utilizadas como instrumento de políticas anti-inflacionárias, tornando-se insuficientes para cobrir os custos e prover retorno adequado aos investimentos;
- transferências financeiras intra-setoriais, vinculadas à equalização tarifária, que induziram à ineficiência empresarial;
- utilização das concessionárias, por vezes, para equilibrar o balanço de pagamento do País, através da captação de recursos e execução de empreendimentos antieconômicos, associados a políticas de desenvolvimento regional.

Então, “pressionado pela crise fiscal, pela necessidade de grande volume de investimentos para acompanhar o crescimento econômico, pela globalização econômica e

pelas mudanças tecnológicas, o Brasil inicia o processo de privatização do setor elétrico, concomitantemente com a discussão sobre os novos marcos regulatórios que irão regular as relações entre os agentes deste novo mercado” (LOTERO, 1999).

Ainda, Lotero (1999) cita os principais objetivos e estratégias estabelecidas pelo governo para a reestruturação e privatização da IEE, que foram:

- ampliação da eficiência do setor elétrico;
- estabelecimento de um mercado competitivo para assegurar a modicidade das tarifas, a elevação da qualidade do serviço e a eficiência dos agentes públicos e privados;
- consecução dos investimentos necessários para a expansão do sistema, com o ingresso de capitais privados;
- retirada do Estado dos investimentos do setor.

Esses objetivos seriam alcançados por meio de competição justa na geração, comercialização e suprimento, acesso livre e não discriminatório aos sistemas de transmissão e distribuição e estabelecimento de regras e procedimentos simples e transparentes (MENDES, 2005).

A “Lei das Concessões”, Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1998), estabeleceu as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. Esta lei também criou a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), assegurou o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e permitiu que *consumidores existentes, cuja demanda seja igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensões iguais ou superiores a 69 kV, pudessem escolher livremente seu fornecedor de energia elétrica*. Consumidores novos, ou seja, aqueles atendidos após 7 de julho de 1995, poderiam se tornar livres, independentemente do nível de tensão, desde que respeitado o limite de demanda igual ou superior a 3 MW.

Os consumidores livres (CLs) podem optar por adquirir energia de geradoras (PIEs e concessionárias) e comercializadoras e ainda, escolher diversas formas de suprimento, tais como contratos bilaterais com as empresas ofertantes; participação em leilões promovidos por geradoras e a implementação de leilões de compra para atrair vendedores e realizar investimentos em autogeração (AMORIM, 2005).

A Lei nº 9.427, de 1996, definiu que os aproveitamentos a partir de fontes de energia alternativa (eólica, biomassa, solar, PCHs e co-geração qualificada) passaram a poder atender consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão. Estes consumidores têm sido denominados, informalmente, pelos agentes do mercado, de “consumidores especiais”, pois são dotados de características não encontradas nos consumidores livres. Em particular o mercado de fontes alternativas é pequeno, sendo que em 2005 correspondia a cerca de 1% do mercado livre, estando limitado pela pequena oferta deste tipo de energia (ALMEIDA, 2005).

Com a criação das figuras de consumidores livres, de consumidores especiais e também dos produtores independentes de energia elétrica, o cenário para a abertura do mercado brasileiro de energia à competição estava finalmente delineado. A estrutura organizacional do setor elétrico sofreu modificações, que podem ser vistas na Figura 2.2.

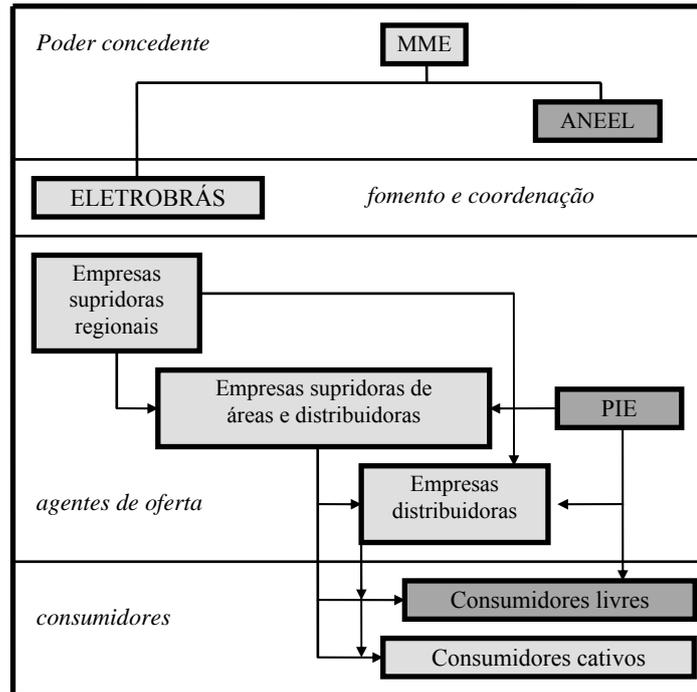


Figura 2.2 Estrutura organizacional do setor elétrico: período de transição.

Fonte: retirada de Schuch, 2000.

O Governo federal deu ênfase à regulamentação das atividades e a delimitação clara das áreas de atuação dos agentes envolvidos. Nesse sentido, dando continuidade ao processo de reestruturação e objetivando dar estabilidade à transição e segurança a investidores e consumidores, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), novo órgão regulador do setor.

A ANEEL, criada sob o regime de autarquia especial, com previsão de ser dotada de condições técnicas adequadas, autonomia administrativa e financeira e flexibilidade de ação, tem como finalidade básica regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no novo cenário no qual haverá predomínio da participação dos agentes privados. A sua regulamentação se fez através do Decreto nº 2.335, de 1997, onde se estabeleceu, entre outros aspectos, as bases para a descentralização de suas atribuições, mediante delegação aos Estados e ao Distrito Federal.

As principais incumbências da ANEEL são: regular o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação, aplicar penalidades regulamentares e contratuais, intervir

na prestação do serviço, extinguir a concessão, homologar reajustes e proceder a revisão das tarifas, zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, estimular o aumento de qualidade e competitividade (NASCIMENTO et al., 1997; MME, 2003).

Como na maioria dos países que passam por reformas setoriais, o modelo institucional foi sofrendo modificações para adaptar-se às necessidades do governo atrair investidores, chegando então ao atual Modelo Institucional do Setor Elétrico, publicado em dezembro de 2003 pelo MME, aprovado em março de 2004 no Congresso Nacional através da Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004), e regulamentado em julho de 2004, pelo Decreto nº 5.163 (BRASIL, 2005). A atual estrutura organizacional está apresentada na Figura 2.3.

O Comitê Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de assessoramento do Presidente da República, responsável pela formulação de políticas e diretrizes de energia. O MME é responsável pela formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE. Também é responsável pelo exercício da função de planejamento setorial e exercício do poder concedente.

A segurança de suprimento, que é um dos objetivos básicos do novo modelo do Setor, requer ação contínua e permanente de monitoramento, a qual permitirá o encaminhamento tempestivo de ações preventivas de mínimo custo para o consumidor. Cabe ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) analisar a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propor medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras.

O GCPS foi extinto e a função de planejamento atribuída à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja função é desenvolver os estudos necessários para que o MME possa cumprir plenamente sua função de executor de planejamento energético, sendo responsável

pela execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão).

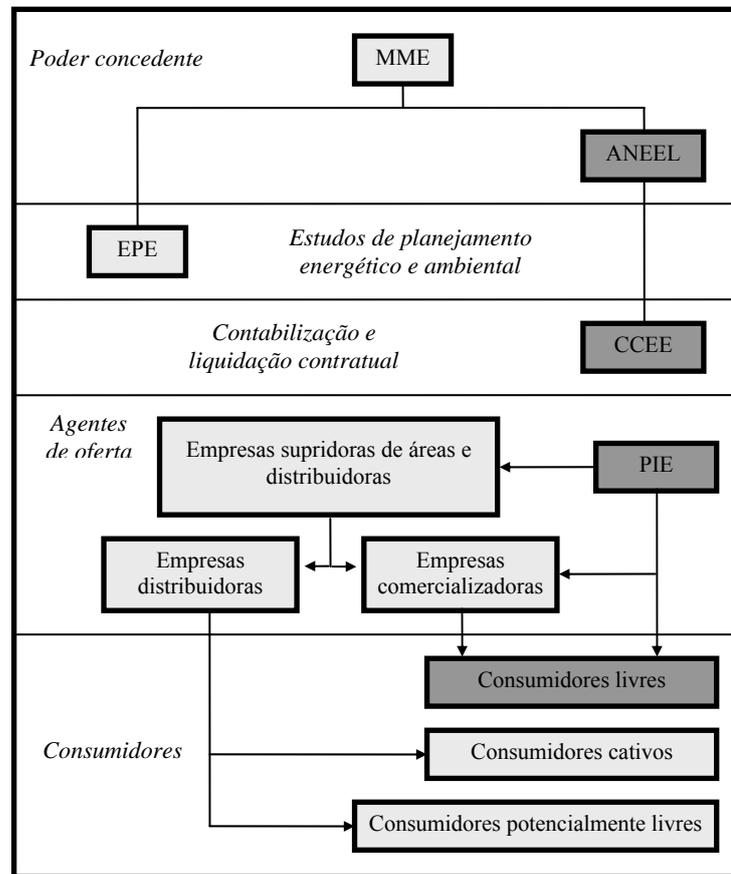


Figura 2.3 Estrutura organizacional do setor elétrico: atual.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) substituiu o GCOI e o CCON, com a atribuição de coordenar e controlar a operação do SIN, visando à otimização energética ao menor custo operacional, com garantia dos padrões de segurança e qualidade. Além disto, o ONS propõe à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados.

Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a instituição que administra a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição, realiza leilões para compra de energia para os distribuidores, desde que autorizados pela ANEEL e exerce as funções de contabilização e liquidação, nos dois

ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), definidos no item a seguir.

2.3.3 Comercialização de Energia Elétrica

As distribuidoras prestam o serviço de distribuição de energia elétrica, caracterizado por monopólio natural, comprando energia de geradoras e repassando-a para os consumidores. Por este motivo, permaneceram reguladas no novo modelo para evitar a prática de tarifas abusivas sobre os consumidores finais. Em contrapartida, as empresas de geração e de comercialização de energia elétrica atuam em um ambiente competitivo. Foram, então, estabelecidos dois ambientes de contratação de energia elétrica, o ACR e o ACL. De acordo com o Modelo Institucional do Setor Elétrico (MME, 2003), o Ambiente de Contratação Regulado compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores que pagam tarifas reguladas com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e o Ambiente de Contratação Livre compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

As comercializadoras compram energia elétrica de geradoras para repassá-la aos consumidores livres, atuando no ACL. O preço da energia neste ambiente depende das condições de mercado, sendo distinto das tarifas das distribuidoras, as quais são reguladas e calculadas segundo a metodologia estabelecida pela ANEEL.

O mercado das distribuidoras é formado por consumidores cativos⁶, consumidores especiais e consumidores potencialmente livres (CPLs). Já o mercado das comercializadoras é formado apenas por produtores independentes e consumidores livres. As geradoras de energia elétrica podem fazer o suprimento às distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres. Pode-se caracterizar o processo de comercialização de energia elétrica do SEB conforme a

⁶ Consumidores cativos são aqueles não qualificados para adquirir energia de outro fornecedor além da distribuidora da área de concessão na qual está localizado.

Figura 2.4, onde o símbolo “//” representa o atraso resultante do prazo que a distribuidora estipula para que CLs retornem ao seu mercado. Nesta figura, a simbologia adotada é identificada como:

CPL: consumidor potencialmente livre;

CLi: consumidor livre i;

Gi: geradora i;

Ci: comercializadora i.

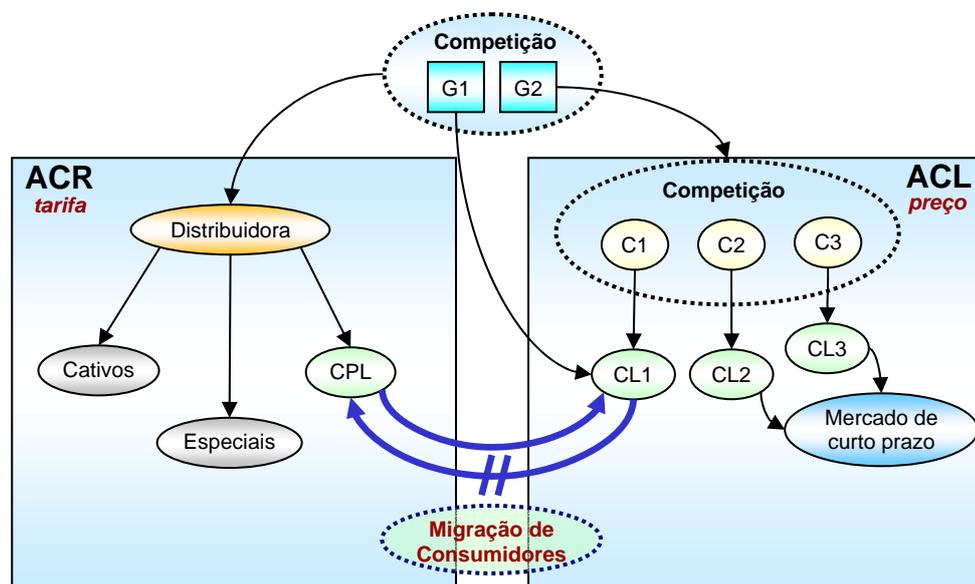


Figura 2.4 Estrutura dinâmica do mercado de energia elétrica brasileiro.

No Mercado de Curto Prazo (MCP) são realizadas a contabilização e a liquidação financeira das diferenças entre o montante de energia que foi gerado ou consumido e montante contratado de cada agente. Conforme informações disponíveis no site da CCEE⁷, a “contabilização é o processamento mensal dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada agente de comercialização no âmbito da CCEE, com base nas Regras de Comercialização, que apura as exposições no mercado de curto prazo, recebimento/pagamento de encargos, exposições financeiras, MRE⁸

⁷ <http://www.ccee.org.br>

⁸ Mecanismo de Realocação de Energia

e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados. No processo de Liquidação Financeira ocorrem todos os pagamentos e recebimentos, dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica no MCP, apurados no processo de contabilização”.

Um dos maiores desafios para a nova regulamentação é a alocação de riscos e incentivos entre geradores e distribuidoras que induza à máxima eficiência e, portanto, à modicidade tarifária para o consumidor. Existem dois instrumentos principais para promover esta eficiência: o primeiro é a realização da compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade menor preço; o segundo consiste na contratação de energia por licitação conjunta do montante a ser contratado por todas as distribuidoras, dentro do ACR, com o objetivo de obter economia de escala na contratação de energia nova, repartir riscos e benefícios dos contratos e, sobretudo, equalizar tarifas de suprimento (GUIMARÃES, 2006).

Para garantir a segurança de suprimento, o novo modelo institucional estabelece que os agentes vendedores (geradores, PIEs e comercializadoras) têm que demonstrar lastro de venda para 100% de seus contratos bilaterais. No caso de geradores e PIEs, o lastro pode ser composto por geração própria e contratos de compra de energia. Por outro lado, os compradores (distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres) devem garantir o atendimento a 100% de seus mercados por contratos de compra (MENDES, 2005).

O Decreto nº 5.163 de 2004 prevê a realização de dois tipos de leilões. O primeiro tipo tem como objetivo atender o crescimento previsto do consumo acima da capacidade existente de geração. Como o atendimento deste consumo adicional requer, por definição, a construção de novas usinas, este leilão é realizado com antecedência de cinco anos (“A-5”) ou três anos (“A-3”) em relação à data de entrega da energia (“A”). Além disto, para viabilizar o “*Project finance*”, são oferecidos contratos de longa duração, entre quinze e trinta anos. Por esta razão, este tipo de leilão é conhecido como leilão de “energia nova”. Para estimular a eficiência na contratação, há um incentivo à compra de energia nova de fontes mais baratas, já que nos três

primeiros anos de entrega de energia nova, o repasse de cada distribuidora é limitado ao preço médio de contratação de todas as distribuidoras no ACR. Desta forma, cada distribuidora terá um incentivo dado pela diferença entre o seu custo individual de aquisição da energia e o repasse às tarifas dos consumidores finais (custo médio do ACR).

O segundo tipo de leilão visa renovar os contratos de atendimento do consumo existente ao término dos contratos em vigor. Visto que estes contratos já são, por definição, respaldados por geradores em operação, não há necessidade de um prazo maior para sua entrada. Como consequência, as licitações são realizadas com um ano de antecedência (“A-1”), sendo oferecidos contratos com durações variadas, entre cinco e quinze anos. Este tipo de leilão é conhecido como leilão de “energia existente”.

A participação em leilões impõe desafios importantes tanto para distribuidoras quanto para geradoras. No caso das distribuidoras, deve-se desenvolver uma estratégia de contratação que garanta o abastecimento de 100% do mercado em condições de grande incerteza na demanda, evitando tanto a sobre-contratação excessiva (devido ao limite de repasse à tarifa de no máximo 3% de excesso de contratação em relação à demanda) quanto a subcontratação (que penaliza a distribuidora em multa correspondente ao máximo entre o valor de referência, cujo *proxy* será o valor da energia nova, e o preço no mercado de curto prazo). A situação se torna mais complexa devido ao conjunto de instrumentos para gerência de risco permitido pela regulamentação (BRASIL, 2005): (i) contratação de energia nova com cinco e três anos de antecedência (com limites de quantidade para o segundo e punições/incentivos se o preço médio de contratação for superior/inferior à média do leilão); (ii) contratação de energia existente a cada ano; (iii) contratação de ajuste (com limite de 1% da carga total contratada); (iv) possibilidade de rateio de sobras e déficits de energia contratados pelas distribuidoras no âmbito do pool, através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD), o que equivale a ceder/receber excedentes de energia contratada sem ônus financeiro; e (v)

possibilidade de redução do montante contratado de energia existente em razão do exercício pelos CPLs da opção de compra de outro fornecedor ou que optarem por autoprodução de energia, e em razão de outras variações de mercado, onde poderá haver, em cada ano, redução de até 4% do montante inicial contratado.

2.4 CONCLUSÕES

As indústrias de energia elétrica reestruturadas devem adotar novas políticas para orientar suas decisões estratégicas, em um ambiente competitivo e com incertezas, que determinam o seu sucesso no curto e no longo prazo. Os modelos tradicionais de planejamento da expansão não consideram os problemas atuais, decorrentes da introdução de competição em mercados reestruturados, a serem enfrentados pelas organizações (GARY e LARSEN, 2000), devendo ser complementados com técnicas de simulação dinâmica de modo a analisar o impacto da competição sobre o mercado das organizações.

A reestruturação do SEB e as opções de fornecimento de energia elétrica oferecidas aos consumidores potencialmente livres têm efeito sobre o planejamento da demanda de empresas distribuidoras, decorrente da migração de consumidores entre os ambientes de contratação regulado e livre. Com base nestas constatações, o próximo capítulo apresenta a metodologia tradicional de projeção de demanda e suas limitações para planejamento do mercado consumidor atual de distribuidoras. Apresenta também a metodologia proposta no presente trabalho.

3 METODOLOGIA DE PROJEÇÃO DE DEMANDA: TRADICIONAL E PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

A elaboração de projeções de demanda de energia elétrica é uma das principais atividades integrantes dos estudos de mercado de energia e constituem a base de informações que orientam o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. Neste capítulo é descrita e analisada a metodologia tradicional de projeção de demanda de energia elétrica utilizada pelo SEB, suas limitações, os efeitos da reforma sobre as projeções de mercado. A revisão bibliográfica é, também, apresentada. Com base nesta revisão, é descrita a metodologia proposta no presente trabalho.

3.2 METODOLOGIA TRADICIONAL

A metodologia tradicional de projeção de mercado que foi utilizada na maior parte das empresas do setor elétrico era baseada na Portaria DNAEE nº 760, de julho de 1976. Esta metodologia tem uma abordagem extrapolativa, ou seja, considera que o futuro é determinável a partir das variáveis de entrada. Este tipo de abordagem faz extrapolação de tendências do passado pela aplicação de séries temporais, é fundamentada na hipótese de que o futuro pode ser projetado mediante análise do passado (CASTELO BRANCO, 2003; SCHUCH, 2000).

3.2.1 Aspectos Gerais

Para a elaboração das premissas básicas de mercado é necessário a construção de cenários macroeconômicos, através de estudo e mapeamento das incertezas, e da construção de vários futuros possíveis, plausíveis e prováveis, os quais subsidiarão os cenários para o

consumo de energia elétrica através de análises de sensibilidade e aplicação da relação entre indicadores de renda (PIB, por exemplo) e consumo de energia.

Em geral, são montados cenários macroeconômicos para o estado e para o país, no intuito de identificar as principais incertezas, impactos e perspectivas da situação econômica, social e demográfica atual e futura. Esses cenários geram as taxas de crescimento do PIB.

Para a cenarização do consumo de energia, utiliza-se uma relação de elasticidade consumo de energia/PIB. Esta elasticidade deverá ser sempre revista, através do comportamento observado.

Os dados e informações necessários para o início do processo de projeção, são de grande importância, como: série histórica anual, informações sobre autoprodutores e grandes consumidores.

A metodologia tradicional realiza a projeção de demanda dividindo os consumidores finais em seis classes de consumo: residencial, industrial, comercial, poderes públicos e iluminação pública, rural e consumo próprio e irrigação. A classe industrial concentra a maioria dos consumidores livres e consumidores potencialmente livres, que são o foco do presente trabalho. Por este motivo, somente a metodologia tradicional para projeção de demanda desta classe será apresentada a seguir. No entanto, as metodologias das demais classes de consumo estão descritas no Anexo A.

A pesquisa de campo é realizada para todas as classes de consumo, junto aos grandes clientes, de acordo com as especificações de cada concessionária. A pesquisa é realizada através de entrevista direta ou por telefone, em toda a área de concessão da empresa para clientes existentes e potenciais. Sua periodicidade deve ser anual, como acompanhamento contínuo.

Para os consumidores potenciais, ou seja, aqueles que estão se instalando ou ainda estão com intenção de se instalar no estado ou área de concessão, obtêm-se informações

através das secretarias de governo, bancos ou órgãos oficiais de desenvolvimento, revistas e jornais.

3.2.2 Metodologia Tradicional para Projeção da Classe Industrial

A projeção de consumo da classe industrial engloba o consumo de todos os tipos de indústria pertencentes a este setor. Para fins de projeção, as indústrias são desagregadas em dois segmentos: grandes indústrias (grandes consumidores) e indústrias tradicionais, segundo Faria (1993), conforme mostra a Figura 3.1.

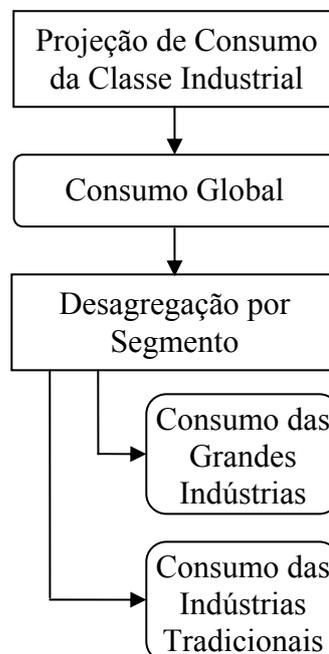


Figura 3.1 Projeção de consumo industrial: metodologia tradicional.

Fonte: retirada de Castelo Branco (2003).

Os critérios adotados para a desagregação do consumo industrial são os seguintes: grandes indústrias ou indústrias especiais, geralmente eletro intensivas e indústrias tradicionais, que representam as indústrias não enquadradas como grandes consumidores.

O consumo das indústrias tradicionais (consumo tradicional) é projetado conforme as perspectivas de evolução do PIB, considerando a elasticidade entre o PIB e o consumo de energia elétrica. Considera-se também a tendência histórica do segmento.

Existem algumas externalidades, como programas de incentivos governamentais (implantação de pólos industriais, p. ex.). Neste caso, o consumo de energia elétrica é estimado de forma individualizada, por analogia à projeção global do segmento tradicional.

Nos seis primeiros anos, o consumo das grandes indústrias (consumo especial) é projetado através de pesquisa direta junto aos grandes consumidores; para os anos subsequentes, é projetado de forma similar ao segmento tradicional, ou seja, com base no PIB.

Uma alternativa para prever o comportamento do consumo industrial é correlacionar o consumo com algum indicador do produto real da indústria, como os Indicadores da Produção da Indústria. Costa (1994) recomenda a adoção desse critério, desde que sejam respeitadas as seguintes condições: as séries históricas devem conter dados de pelo menos 10 anos; a série histórica de consumo industrial de energia elétrica deve conter a autoprodução; e, o indicador do produto real da indústria deve ter origem governamental. Nota-se que essa alternativa é válida se os indicadores industriais forem compatíveis com a área de concessão da concessionária, mas admite-se a utilização de indicadores nacionais ou estaduais (se houver) desde “que as vendas industriais da concessionária sejam suficientemente diversificadas em termos de participação nos diversos ramos da indústria”.

3.2.3 Limitações da Metodologia Tradicional

O problema de decisão de uma empresa distribuidora no mercado de energia elétrica brasileiro envolve basicamente as seguintes variáveis: quantidade de energia a ser comprada, em que leilão comprar, o prazo dos contratos e como alocam os contratos ao longo dos anos.

Como visto no Capítulo 2, as distribuidoras deverão declarar anualmente a quantidade a ser contratada nos leilões de energia, visando o atendimento de 100% de sua demanda. Esta decisão necessita ser tomada com antecedência de no mínimo 5 anos, em relação à sua realização. Com isso, a decisão de contratação é baseada em uma projeção da demanda.

Tradicionalmente, os estudos de mercado das empresas ou dos órgãos governamentais do setor constituem três cenários de evolução de demanda (do país ou das empresas). A partir de três trajetórias possíveis para o crescimento da economia (AZEVEDO, VELLOSO e DAVID, 2001). Uma vez obtidos estes cenários, uma alternativa seria determinar a contratação das distribuidoras através dos mesmos: por exemplo, pelo modo clássico, a contratação da demanda pelas distribuidoras seria feita a favor da segurança, visando o suprimento do cenário de máxima demanda ao menor custo. Ou ainda, fazendo uma contratação tendo como referência o cenário de maior probabilidade.

Estes tipos de estratégias podem ser classificados como “planos fixos” de contratação, onde as decisões são tomadas levando em conta somente um cenário de demanda (PEREIRA, MCCOY, MERYLL, 2000; GORENSTIN et al., 1993). Caso os valores de realização da demanda sejam iguais aos deste cenário, tem-se de fato atingido o custo mínimo para o problema. No entanto, o que ocorreria se a realização da demanda fosse diferente do cenário traçado para contratação?

A migração de consumidores entre os ambientes de contratação e os aspectos estratégicos dos agentes decorrentes desta migração constituem uma nova fonte de incerteza e, conseqüentemente, erro de projeção de mercado para as distribuidoras, que pode resultar em aplicações de penalidades, conforme descrito no item 2.3.3. A migração de consumidores ocorre ao longo do tempo, uma vez que depende de prazos contratuais, da regulamentação e da decisão dos consumidores. A Figura 3.2 mostra a evolução do número de consumidores livres cadastrados na CCEE, no período compreendido entre novembro de 2004 e julho de 2006.

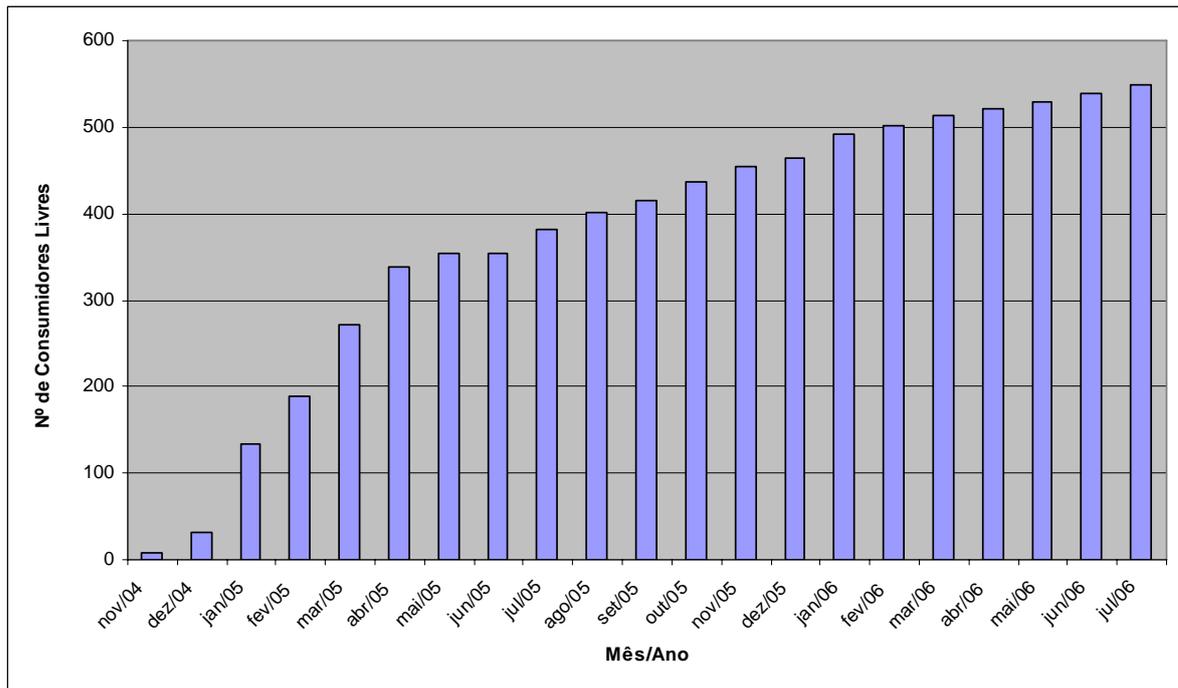


Figura 3.2 Evolução do número de consumidores livres cadastrados na CCEE.

Fonte: CCEE (2006).

Os investimentos no mercado de energia elétrica são influenciados pelas incertezas de longo prazo. A demanda futura e os preços da eletricidade são variáveis incertas, havendo pouco ou nenhum controle sobre as mesmas. Além disto, os mercados de energia em ambiente competitivo são relativamente novos, a probabilidade de ajustes políticos periódicos e de intervenção da entidade reguladora, isto é, riscos regulatórios, são uma fonte relevante de incertezas.

À medida que as incertezas aumentam, o modelo tradicional de projeção de demanda precisa ser complementado com outros métodos de projeção, como simulação comportamental, métodos financeiros e análise de cenários. O modelo tradicional pode ser utilizado como entrada, por exemplo, ao modelo de simulação ou ao processo de elaboração de cenários (DYNER E LARSEN, 2001).

A consideração de aspectos competitivos e comportamentais dos agentes no problema de projeção de mercado gera relações de causa-efeito entre a evolução do mercado e as ações empresariais, formando laços de realimentação. Desta forma, devem ser utilizadas técnicas

apropriadas ao ambiente competitivo para complementar a metodologia tradicional no processo de planejamento de mercado.

A seguir serão apresentadas algumas técnicas aplicáveis ao suporte às decisões de companhias, no nível estratégico, visando encontrar aquela que melhor se adapta para suprir as limitações da metodologia tradicional.

3.3 FERRAMENTAS DE SUPORTE ÀS DECISÕES ESTRATÉGICAS

De acordo com Dyner e Larsen (2001), após a reestruturação, no longo prazo (nível estratégico), haverá pouco uso de métodos tradicionais. As incertezas são grandes; o risco é muito alto, de modo a comprometer a confiança em modelos matemáticos para auxiliar as decisões que determinarão não apenas futuro da companhia, mas sua sobrevivência. Estas são decisões que a alta administração da companhia precisará tomar, assegurando o melhor resultado sob um conjunto de circunstâncias futuras possíveis. As ferramentas apropriadas para apoiar as decisões são simulações comportamentais, análise de competitividade, análises financeiras (teoria de opções) e cenários, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 Ferramentas de suporte às decisões em nível estratégico.

Método	Aplicação típica	Referências
Simulação dinâmica	Estratégias de investimento, análise de concorrência	Bunn e Larsen (1992) Bunn, Dyner e Larsen (1997) Dyner, Smith e Peña (1995) Ford (1999) Stermann (2000)
Análise de competitividade	Análise industrial, análise de concorrência	Grant (1998) Porter (1980) Oster (1994)
Teoria de opções	Decisões de investimento	Alleman e Noam (2000) Brennan e Trigeorgis (1999) Dixit e Pindyck (1994) Dixit (1989)
Cenários	Avaliação de estratégias em decisões de investimento	Schwartz (1991) Wack (1985a,b) Schoemaker (1994)

Fonte: adaptada de Dyner e Larsen, 2001.

A simulação dinâmica é um tipo de modelagem de simulação comportamental, baseado no reconhecimento explícito de realimentações e atrasos de tempo (FORRESTER, 1961; STERMAN, 2000). Modelos de simulação tradicionais vêm sendo produzidos com a máxima quantidade de detalhes possível, para tornar o modelo mais preciso e gerar projeções melhores. Modelos de simulação dinâmica, por outro lado, têm evoluído com foco na compreensão da dinâmica futura da indústria. O foco tem sido a aprendizagem: facilitar uma melhor compreensão de como a indústria evolui no tempo, verificar quais as variáveis críticas e onde intervir no sistema para gerar um resultado desejado (LOMI e LARSEN, 1999). O método tem sido extensivamente aplicado nos Estados Unidos (FORD, 1997, 1999) e no Reino Unido (BUNN e LARSEN, 1992; BUNN e LARSEN, 1997) e constitui uma ferramenta estratégica para o uso em indústrias em processo de reestruturação com muita incerteza e grande risco (DYNER e LARSEN, 2001).

Quando as empresas estão sob o regime monopolista, não têm prioridade em ser eficientes do ponto de vista de custo-benefício. Com a reestruturação e a introdução da concorrência, as empresas precisam ser eficientes de modo a entregar um produto ou serviço de qualidade e de baixo custo para seus clientes. A análise de competitividade, também denominada de análise de estratégias (DYNER e LARSEN, 2001), aplica-se aos casos em que as empresas estão passando pelo processo de reestruturação, com a finalidade de definir as melhores estratégias de atuação, passando, por exemplo, a terceirizar serviços para empresas especializadas e investir em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Ao invés de utilizar os métodos tradicionais, como valor presente líquido, taxa interna de retorno ou outras ferramentas para análise de investimentos, a teoria de opções constitui uma técnica para identificar o período ótimo para se realizar investimentos. É útil em um ambiente com elevado grau de incerteza ou irreversibilidade. Enquanto em métodos tradicionais para análise de investimentos a incerteza é limitada a um fator de desconto, na

teoria de opções a incerteza é descrita como um processo estocástico (DYNER e LARSEN, 2001).

Cenários são “histórias” plausíveis e consistentes sobre como o futuro poderia ser ou não. Atualmente, são amplamente usados como ferramentas de planejamento e de definição de estratégias. Constituem um modo de pensar sobre o futuro no longo prazo, onde o grau de incerteza é elevado para que sejam utilizadas outras ferramentas (SCHWARTZ, 1991). Cenários são então usados para avaliar as estratégias e políticas da organização, e para desenvolver um conjunto de linhas de ação para o futuro (SCHWARTZ, 1991; SCHOEMAKER, 1994).

Para as empresas, a transição para a competição é um fenômeno para o qual métodos tradicionais não são apropriados e podem induzir administradores a erros. Os administradores em indústrias reestruturadas não possuem todas as informações necessárias e, portanto, não irão atuar como agentes econômicos racionais (LARSEN e BUNN, 1999). Modelos de simulação incorporando a realimentação de informações através das políticas comportamentais, como é o caso da simulação dinâmica, preenchem a lacuna deixada pelos modelos tradicionais e dão suporte à análise de políticas estratégicas adotadas em mercados competitivos. Estes modelos são essenciais para auxiliar os administradores a avaliar a performance de várias políticas estratégicas em ambientes em que o comportamento dinâmico prevalece.

Entre as técnicas descritas anteriormente, a simulação dinâmica foi adotada neste trabalho, por permitir a simulação de relações de causa-efeito entre as políticas estratégicas das distribuidoras e as decisões dos consumidores. Esta técnica também tem a vantagem de admitir a utilização de cenários para as variáveis de entrada, como, por exemplo, o crescimento econômico e os preços de energia elétrica, necessários à projeção.

A seguir é apresentada a revisão bibliográfica, contendo os trabalhos publicados que utilizam a simulação dinâmica na elaboração de seus modelos, bem como trabalhos voltados ao suporte às decisões das distribuidoras.

3.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A simulação dinâmica vem sendo aplicada no setor energético, desde a década de 70, quando foi desenvolvido um modelo para o Departamento de Energia dos Estados Unidos (NAIL, 1977). Alguns modelos utilizando esta técnica tem se voltado à avaliação de estratégias (FORD, 1983) e investimento sob incerteza (FORD, 1990). Ford e Bull (1989) utilizaram a simulação dinâmica para modelar políticas de conservação de energia elétrica para o serviço público de eletricidade de *Bonneville*, Estados Unidos.

Um foco de pesquisa, dentro de setores elétricos, tem sido a análise econômica estrutural, incluindo a redução na competitividade (MOORHOUSE, 1995), o poder de mercado (NEWBERY, 1995; BUNN, DAY e VLAHOS, 1998), mecanismos de mercado (BENAVIDES, 1997), comercialização de energia elétrica (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996) e precificação do acesso à transmissão (GREEN, 1997). Ford (1997) apresenta um panorama do uso da simulação dinâmica no setor de eletricidade. Bunn e Larsen (1997) apresentam vários modelos de elaboração de políticas energéticas.

Bunn, Dyner e Larsen (1997) desenvolveram um modelo usando simulação dinâmica com o objetivo de compreender os efeitos da probabilidade de perda de carga sobre os investimentos na expansão da capacidade de geração e o comportamento competitivo das companhias privatizadas no Reino Unido. O modelo foi usado para considerar alguns efeitos da transição para o ambiente competitivo com respeito à estrutura de mercado, risco e incerteza e competição estratégica.

Neubauer, Westman e Ford (1997) apresentam um modelo de simulação utilizando simulação dinâmica com a finalidade de projetar a perda de consumidores pela *Bonneville Power Administration* (BPA), nos Estados Unidos, para os Produtores Independentes de Energia. O objetivo do modelo é auxiliar no planejamento estratégico da expansão da capacidade de geração sob condições de competição com PIEs. Segundo os autores, alguns consumidores estavam dispostos a pagar um excedente para contratar energia com PIEs ao invés de permanecerem no mercado da BPA. Uma das razões seria a expectativa de que o preço da energia da BPA poderia superar os preços de produtores independentes. Outra razão seria a insatisfação com a qualidade da prestação de serviços da agência. Além disto, os consumidores estariam procurando diversificar seus fornecedores para dividir os riscos.

De modo geral, a simulação dinâmica tem sido utilizada como uma ferramenta para resolver uma ampla quantidade de problemas estratégicos e para desenvolver estratégias em vários contextos organizacionais. A dinâmica, as incertezas e a natureza subjetiva das suposições necessárias para serem realizadas análises estratégicas podem ser mais bem analisadas através de um pensamento sistêmico e utilizando modelos de simulação do que através de meios tradicionais de análise da indústria, por exemplo, modelos de otimização (LARSEN e BUNN, 1999).

Gary e Larsen (2000) apresentam um modelo de simulação utilizando simulação dinâmica, desenvolvido para examinar as conseqüências de políticas de investimento em capacidade de geração na indústria de eletricidade do Reino Unido. Existem outras publicações referentes a modelos similares, como Ford (1990), Bunn e Larsen (1992), Bunn, Dyner e Larsen (1997), Lyneis (1997) e Ford (2001).

Lyneis (2000) utiliza a simulação dinâmica para elaborar um modelo estrutural da indústria de aeronaves que realiza a projeção de demanda por novas aeronaves. Mesmo sendo

um modelo de projeção, pouco pode ser aplicado sobre o modelo proposto, pois não há uma tradução direta para a indústria de energia elétrica.

Ford (2001) descreve um modelo computacional para simular, de maneira geral, a construção da planta energética em um sistema como o da Califórnia. Os resultados foram obtidos através de suposições sobre o comportamento dos investidores. O crescimento na demanda foi considerado a uma taxa constante de 2% ao ano.

Olsina, Garcés e Haubrich (2006) apresentam um modelo que utiliza a simulação dinâmica para representar a estrutura do mercado de energia no atacado e a lógica das relações entre os componentes do sistema, com o objetivo de obter sua resposta dinâmica, visando auxiliar aos investidores quanto à decisão de realizar investimentos em geração, considerando o efeito de custos de combustíveis, da expectativa de retorno sobre o investimento, dos preços de mercado, o atraso devido à liberação da concessão e ao prazo de construção das usinas.

No Brasil, existem alguns trabalhos de suporte à decisão de contratação de energia elétrica para as distribuidoras (AZEVEDO, 2005; GUIMARÃES, 2006) e um trabalho relacionado diretamente à projeção de demanda para estas empresas no longo prazo que utiliza a simulação dinâmica, apresentado por Schuch (2000).

Azevedo (2005) apresenta um modelo de suporte à decisão de distribuidoras na contratação de energia elétrica nos leilões de energia instituídos pelo atual modelo institucional. O autor utiliza a teoria dos jogos⁹ para modelar os lances dos demais participantes do leilão, dados os lances realizados pela distribuidora e considerando a

⁹ Teoria dos Jogos é um ramo da matemática aplicada que estuda situações estratégicas onde jogadores escolhem diferentes ações na tentativa de melhorar seu retorno. A teoria dos jogos tornou-se um ramo proeminente da matemática nos anos 30 do século XX, especialmente depois da publicação em 1944 de *The Theory of Games and Economic Behavior* de John von Neumann e Oskar Morgenstern. A teoria dos jogos distingue-se da economia na medida em que procura encontrar estratégias racionais em situações em que o resultado depende não só da estratégia própria de um agente e das condições de mercado, mas também das estratégias escolhidas por outros agentes que possivelmente têm estratégias diferentes ou objetivos comuns. (WIKIPÉDIA, 2007)

sistemática dos leilões em dois estágios. O modelo, no entanto, não é adequado para tratar do problema de projeção de demanda.

Guimarães (2006) apresenta uma ferramenta computacional para servir como base na elaboração de estratégias de atuação de distribuidores nos leilões de energia instituídos pelo atual modelo institucional. O modelo utiliza diferentes cenários de demanda pré-definidos e uma árvore de decisão, onde cada “nó” da árvore está condicionado a um evento estocástico (evolução da demanda). A demanda de um ano t pode evoluir para diversos cenários no ano $t+1$, estabelecidos de acordo com taxas de crescimento anuais pré-determinadas, e com probabilidades distintas de evolução para cada cenário, também pré-determinadas. Esta ferramenta é uma evolução à utilização de cenários aliada à metodologia tradicional, não contemplando a migração de consumidores entre os ambientes de contratação. Logo, não é apropriado para lidar com a realimentação entre a migração de consumidores e a evolução da demanda da distribuidora.

Schuch (2000) apresenta um modelo de projeção de demanda para concessionárias de distribuição, com base nas convenções de Dinâmica de Sistemas, com aplicação prática sobre a divisão de mercado entre duas empresas. O modelo contempla os fatores estratégicos e comportamentais dos agentes de mercado. No entanto, o modelo foi construído com base na regulamentação vigente na época, necessitando ser complementado com as novas regras de comercialização, objetivo deste trabalho de pesquisa. Conforme o Capítulo 2, as regras de comercialização foram redefinidas em 2004, com as publicações da Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004) e do Decreto nº 5.163 (BRASIL, 2005), onde foram criados os dois ambientes de contratação, ACR e ACL. Adicionalmente, as mudanças institucionais, como, por exemplo, a substituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE) pela CCEE, através da Lei nº 10.848, e a criação da EPE, através da Lei nº 10.847, ambas de 2004, diminuíram o risco regulatório, de modo que foi definida uma base regulatória consistente, afetando, então, o processo de

decisão de consumidores, como se pode verificar na Figura 3.2. O que se verificou foi que os consumidores passaram a migrar com maior intensidade para o mercado livre, aproveitando os baixos preços daquele período.

Com base na revisão da literatura, a metodologia proposta neste trabalho utiliza a simulação dinâmica, representa as opções dos consumidores quanto à migração entre os ambientes de contratação, estratégias das distribuidoras e aspectos regulatórios.

3.5 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta engloba a metodologia tradicional, no que se refere à projeção das classes de consumo, pois esta continua válida para projeção da demanda global.

A construção da metodologia foi realizada através de uma adaptação das metodologias apresentadas por Bunn e Larsen (1997), Lyneis (1997), Neubauer, Westman e Ford (1997), Gary e Larsen (2000), Schuch (2000), Ford (2001) e Olsina, Garcés e Haubrich (2006).

A Figura 3.3 apresenta a metodologia proposta. Nesta figura, as variáveis de entrada para a projeção, através da metodologia tradicional, foram apresentadas no item 3.2. A partir destas informações são projetadas as demandas para cada classe de consumo. A demanda da classe industrial é dividida em demanda dos grandes consumidores e em demanda dos consumidores tradicionais. Dentre os grandes consumidores, verificam-se quais estão qualificados, segundo a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1998), a escolher seus fornecedores, agregando a demanda dos consumidores potencialmente livres. A partir de informações de preços e tarifas, prazos contratuais, prazo de retorno¹⁰ e produtos e serviços oferecidos pelos fornecedores, os consumidores decidem se adquirem energia elétrica da distribuidora ou no ACL, segundo o critério de menor custo e de melhores produtos e

¹⁰ Prazo de retorno é o período que a distribuidora pode estabelecer para que consumidores livres retornem ao seu mercado, sendo que o limite máximo definido pela Lei nº 9.074, de 1995 (BRASIL, 1998), é de 5 anos.

serviços. A distribuidora verifica a participação de mercado¹¹ de consumidores potencialmente livres e faz a decisão por investimentos em mais produtos e serviços, de modo a tornar seu mercado mais atrativo e isto influenciará as decisões subseqüentes dos consumidores. Em contrapartida os investimentos elevam as tarifas para o ano seguinte, o que também influencia a decisão dos consumidores. Ao decidir entre a distribuidora e o ACL, o consumidor influencia diretamente o mercado de CPLs e a demanda agregada ao mercado livre.

Considerando este conjunto de variáveis, esta metodologia contribuiu para a melhoria da qualidade da projeção de demanda de distribuidoras de energia elétrica.

¹¹ Segundo Schuch (2000), “Participação de Mercado” é um conceito tradicional em marketing (*market share*) e define a percentagem de mercado global atendida por uma empresa. No caso da distribuidora a participação de mercado de consumidores potencialmente livres é a percentagem de mercado desta classe de consumidores atendida pela empresa.

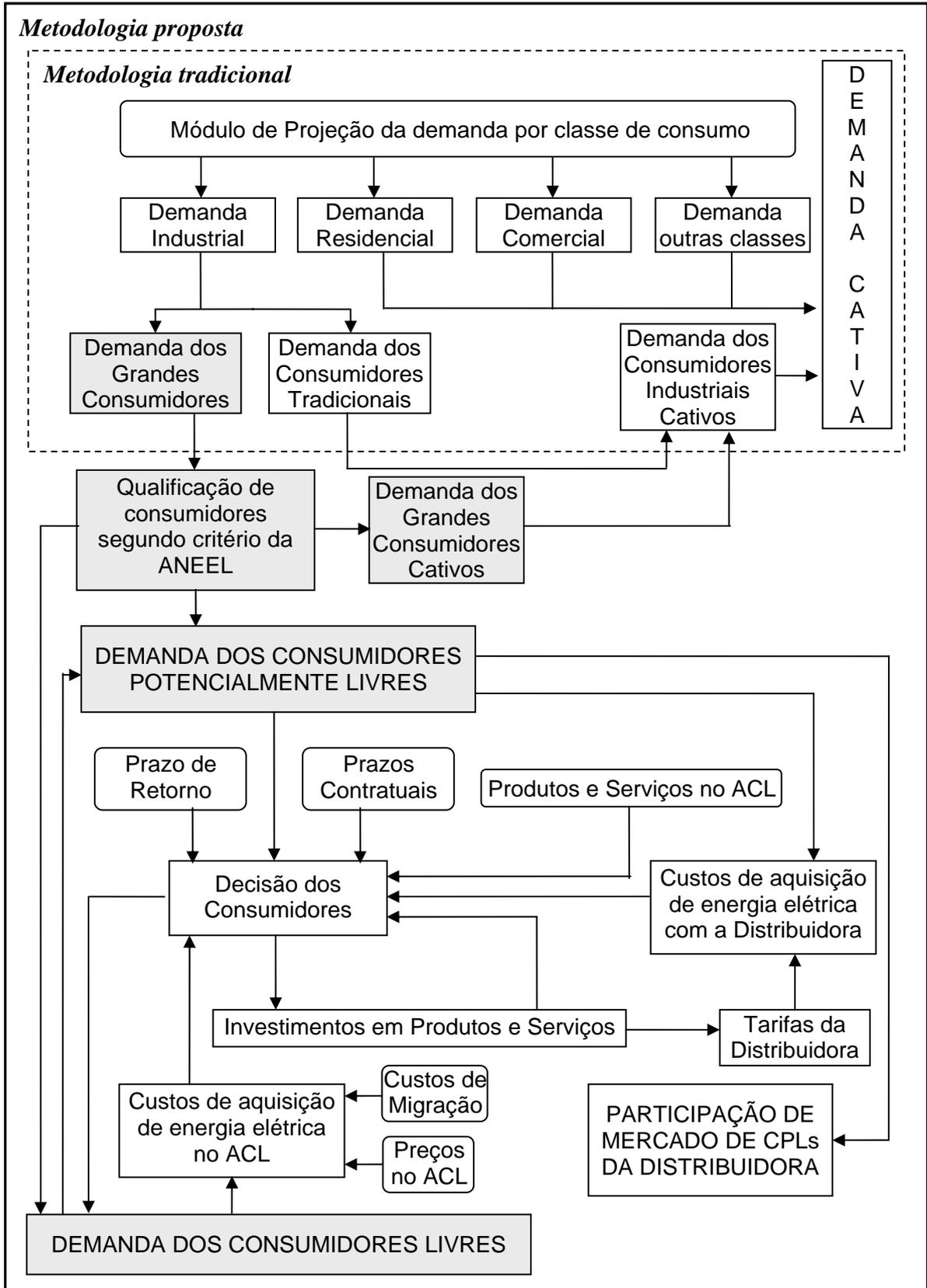


Figura 3.3 Metodologia proposta.

3.6 CONCLUSÕES

A entrada de fornecedores na competição pela venda de energia elétrica para consumidores livres introduz novas variáveis no problema de projeção da demanda. Estas variáveis estão inter-relacionadas e geram realimentações que fornecem a característica dinâmica ao problema.

A simulação dinâmica é uma técnica adequada para a análise da influência de políticas da distribuidora sobre o comportamento dos consumidores e, conseqüentemente, sobre seu mercado. A metodologia proposta realiza a projeção de demanda e pode realizar, também, estudos de estratégias empresariais.

O próximo capítulo apresenta o modelo proposto e a modelagem matemática.

4 MODELO DE PROJEÇÃO DE DEMANDA: TRADICIONAL E PROPOSTO

4.1 INTRODUÇÃO

Como visto nos capítulos anteriores, a reforma do setor elétrico alterou, entre outros aspectos, o comportamento dos agentes de mercado, que por sua vez, tem efeito sobre o planejamento da demanda. Em particular, as distribuidoras passaram a competir pelo fornecimento de energia, mantendo-se o monopólio sobre o serviço de distribuição. A competição pelo fornecimento de energia existe somente para os consumidores qualificados como livres, sendo que a grande maioria destes consumidores concentra-se na classe industrial, havendo casos também na classe comercial, como, por exemplo, *shopping centers*. Com base nesta consideração, o modelo proposto foi construído para projeção da classe industrial, em ambiente competitivo, e as demais classes são projetadas de forma tradicional. No entanto, com algumas modificações, o modelo pode ser usado para projeção da classe comercial em ambiente competitivo.

Modelo, na definição clássica, é uma representação da realidade. Assim definido, um modelo se tornaria complexo e incompleto. Complexo porque os fatores que compõem a realidade são estruturalmente complexos e dinâmicos. Incompleto porque um modelo é uma abstração da realidade (SCHUCH, 2000).

Pidd (1998) define modelo como "uma representação externa e explícita de parte da realidade vista pela pessoa que deseja usar aquele modelo para entender, gerenciar e controlar parte daquela realidade".

Um modelo no sentido de Pidd jamais representará a realidade, mas sim uma simplificação e uma representação aproximada de parte da realidade. A simplificação é o que torna os modelos aplicáveis, desde que sejam considerados os fatores mais importantes de acordo com os objetivos de seu uso. O modelo é um instrumento de apoio a ser utilizado na

tomada de decisões, independentemente do objetivo para o qual foi construído. Portanto, a simplificação nele contida não deve comprometer, mas auxiliar as decisões.

Neste sentido, o modelo proposto contém simplificações, mas contempla variáveis significativas, como tarifas, investimento, etc., conforme a Figura 3.3. A definição das variáveis que influenciam na decisão dos consumidores foi realizada através de pesquisas com consumidores, com distribuidoras, com comercializadoras e com empresas de consultoria.

Como descrito anteriormente, a classe industrial concentra a grande maioria dos consumidores livres e dos consumidores potencialmente livres. Por este motivo, somente o modelo tradicional de projeção de demanda para esta classe será apresentado, inicialmente, neste capítulo. Posteriormente, o modelo proposto no presente trabalho é detalhado. O modelo de projeção das demais classes de consumo é apresentado no Anexo A.

4.1.1 MODELO TRADICIONAL PARA PROJEÇÃO DA CLASSE INDUSTRIAL

O consumo da classe industrial é projetado desagregando-se esta classe em consumidores tradicionais e grandes consumidores, conforme o item 3.2.2.

O consumo projetado para os consumidores tradicionais é obtido através da expressão (1).

$$Ct_i = Ct_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + E_i \quad (1)$$

Onde:

Ct_i = Consumo industrial tradicional projetado para o ano i [MWh];

Ct_{i-1} = Consumo industrial tradicional no ano $i-1$ [MWh];

TP_i = Taxa de crescimento do PIB no ano i [%];

E_i = Externalidades no ano i [MWh]; e

i = Índice do ano de projeção.

Para os grandes consumidores, a formulação utilizada na projeção de demanda para os seis primeiros anos, nos períodos de ponta e fora de ponta, é dada pelas equações (2) e (3), respectivamente:

$$Cep_i = FCp_i \cdot Hp_i \cdot Dp_i + Exp_i \quad (2)$$

$$Cef_i = FCf_i \cdot Hf_i \cdot Df_i + Exf_i \quad (3)$$

Onde:

Cep_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais na ponta no ano i [MWh];

Cef_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais fora da ponta no ano i [Mwh];

FCp_i = Fator de carga na ponta no ano i ;

FCf_i = Fator de carga fora da ponta no ano i ;

Hp_i = Número de horas na ponta no ano i [horas/ano];

Hf_i = Número de horas fora da ponta no ano i [horas/ano];

Dp_i = Demanda na ponta contratada para o ano i [MW];

Df_i = Demanda fora da ponta contratada para o ano i [MW];

Exp_i = Expansão na ponta no ano i [MWh]; e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i [MWh].

O Fator de Carga é a razão entre a demanda média, durante um determinado intervalo de tempo, e a demanda máxima registrada no mesmo período, com valores dentro do intervalo de 0 a 1.

A partir do sétimo ano, projeta-se o consumo na ponta e fora da ponta através das expressões (4) e (5), respectivamente.

$$Cep_i = Cep_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + Exp_i \quad (4)$$

$$Cef_i = Cef_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + Exf_i \quad (5)$$

Onde:

Cep_{i-1} = consumo dos grandes consumidores industriais na ponta do ano anterior ao ano i [MWh];

Cef_{i-1} = consumo dos grandes consumidores industriais fora da ponta do ano anterior ao ano i [MWh];

TP_i = taxa de crescimento do PIB no ano i [%];

Exp_i = Expansão na ponta no ano i [MWh]; e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i [MWh].

O consumo total (Ce_i) do segmento dos grandes consumidores e o consumo total da classe industrial (CI_i) são dados através das expressões (6) e (7), respectivamente.

$$Ce_i = Cep_i + Cef_i + E_i \quad (6)$$

$$CI_i = Ct_i + Ce_i - Ef_i \quad (7)$$

Onde:

Ce_i = consumo total do segmento dos grandes consumidores no ano i [MWh];

CI_i = consumo total da classe industrial no ano i [MWh];

Cep_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais na ponta no ano i [MWh];

Cef_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais fora da ponta no ano i [Mwh];

Ct_i = Consumo industrial tradicional projetado para o ano i [MWh];

E_i = externalidades no ano i [MWh];

Ef_i = Eficientização no ano i [MWh], obtida a partir de dados do Programa de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

4.2 MODELO PROPOSTO

O modelo proposto representa uma evolução em relação ao modelo tradicional, permitindo a simulação do processo de decisão dos consumidores potencialmente livres e dos consumidores livres, da área de concessão da distribuidora, entre optar pelo fornecimento da distribuidora (mercado regulado) ou comercializadora (mercado livre). Conforme apresentado no Capítulo 2, estes consumidores possuem demanda maior que 3 MW, ou seja, concentram-se nas classes industrial e na classe comercial. Por isto, a metodologia tradicional foi utilizada para as demais classes de consumo.

As realimentações são representadas através de Diagramas de Laços Causais (DLCs), que, segundo Schuch (2000), “são representações visuais das relações causa-efeito entre os elementos de um sistema, formando uma estrutura de laço de realimentação. Este tipo de diagrama dá uma visão global da estrutura causal do sistema, e é muito usado na conceituação de problemas, no desenvolvimento de modelos matemáticos, na análise e explicação de resultados de casos de simulação e em projetos de novas políticas.”

As relações causa-efeito entre duas variáveis, por exemplo, x e y , são identificadas por setas partindo da variável causal em direção à variável afetada. O sinal positivo no final de uma seta partindo de x em direção a y significa que uma mudança positiva na variável x , provoca uma mudança positiva na variável y . Analogamente, o sinal negativo no final da seta

significa que uma mudança positiva na variável x resulta em uma mudança negativa na variável y .

Com uso de um Diagrama de Laço Causal, a Figura 4.1 apresenta o modelo proposto. Os símbolos τ_1 e τ_2 representam os atrasos resultantes do prazo de retorno de consumidores livres ao mercado da distribuidora e do período necessário para que os investimentos em produtos e serviços da distribuidora sejam convertidos em produtos e serviços.

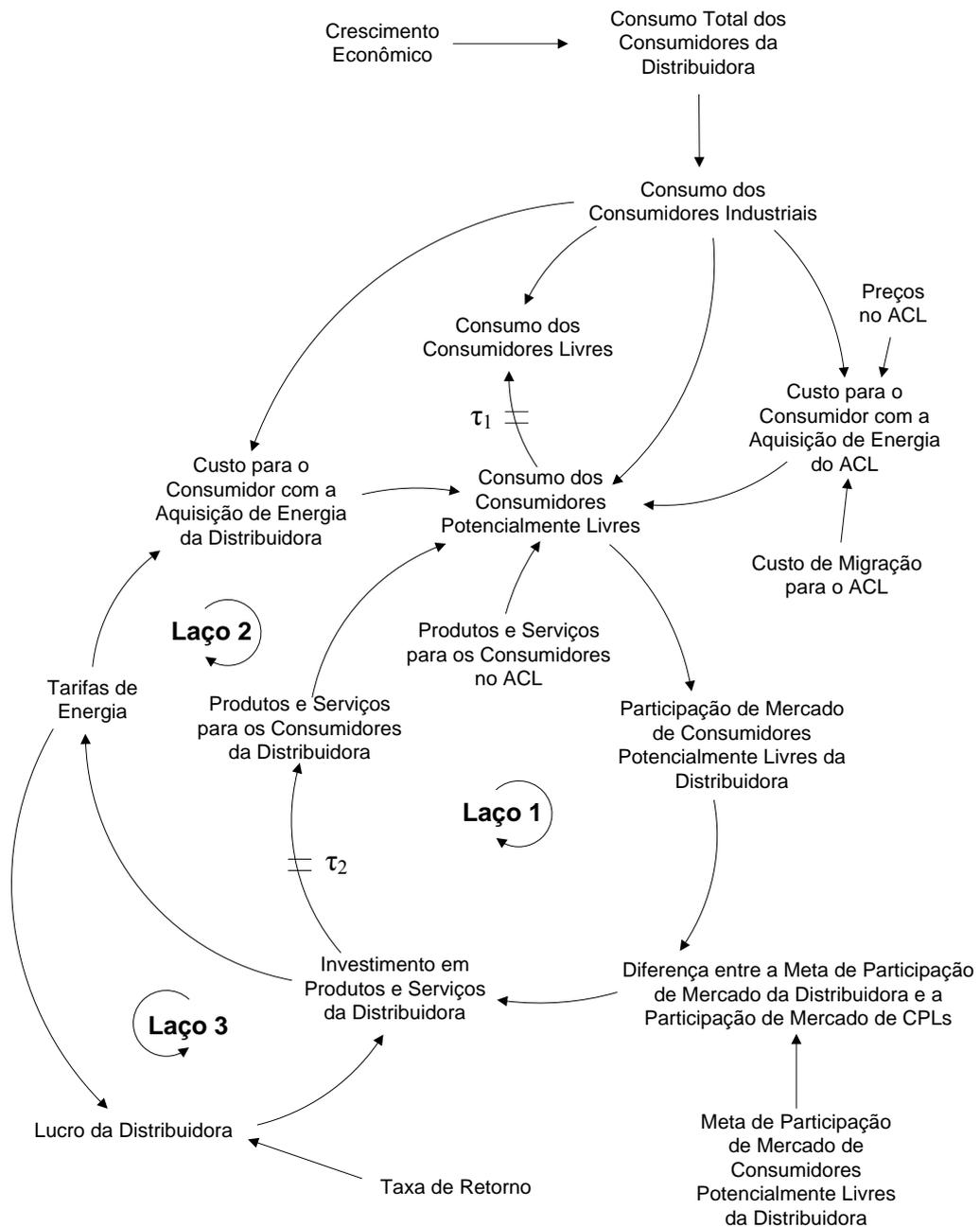


Figura 4.1 Diagrama de laço causal do modelo proposto.

Os laços causais são sucessões circulares de relações causa-efeito que caracterizam os sistemas dinâmicos. De acordo com Senge (1998), laços causais mostram como as ações podem se reforçar ou equilibrar umas às outras e permitem aprender a reconhecer os tipos de estruturas continuamente recorrentes. Para melhor entendimento da dinâmica envolvida no modelo, analisa-se cada laço, procurando identificar a sua contribuição no problema sob análise. Isso é feito através do desmembramento da Figura 4.1 nas Figuras 4.1 (a) até (c).

No primeiro laço, o aumento da *Diferença entre a Meta de Participação de Mercado da Distribuidora e a Participação de Mercado de CPLs (DPdM)* induz a mais *Investimentos em Produtos e Serviços da Distribuidora*, o que após um certo período (τ_2) aumentará o valor dos *Produtos e Serviços para os Consumidores da Distribuidora*. Isto fará com que o *Consumo dos Consumidores Potencialmente Livres* e a *PdM* cresçam, reduzindo a *DPdM*. Portanto, o aumento do valor da *DPdM* causa uma sucessão de efeitos que resulta na diminuição do valor desta mesma variável, o que caracteriza a polaridade negativa do Laço 1.

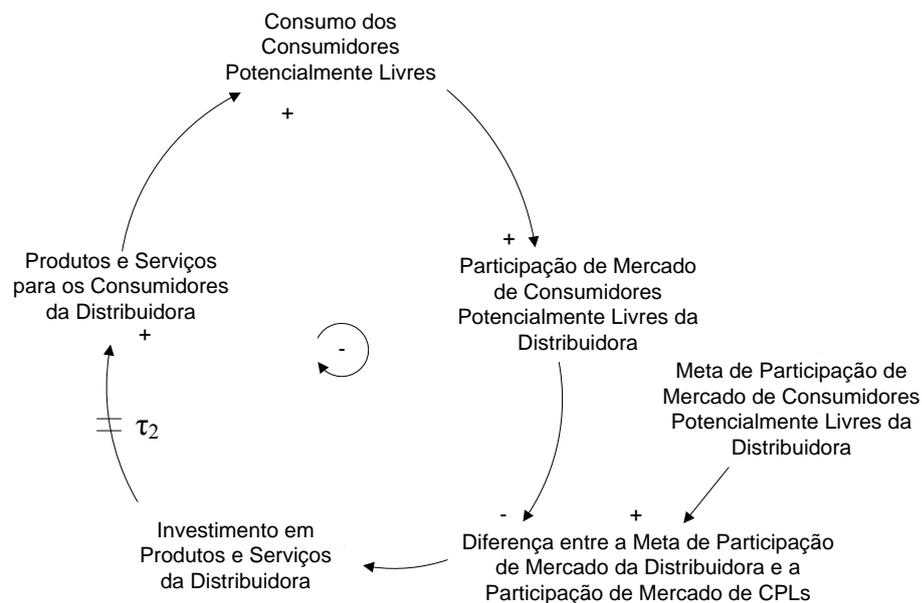


Figura 4.1 (a) Laço 1.

Os investimentos realizados são repassados às *Tarifas de Energia*. Por sua vez, o *Lucro da Distribuidora* é influenciado pelas *Tarifas de Energia*. Os investimentos constituem uma parcela do lucro, conforme será detalhado no item 4.2.2. Deste modo, o Laço 2 tem polaridade positiva. No entanto, deve-se evidenciar que as tarifas de energia elétrica são reajustadas segundo a metodologia da ANEEL, apresentada no item 4.2.2, de modo que os investimentos em questão são repassados apenas para a “Parcela B”, dentre as parcelas que compõe as tarifas. Por este motivo, os investimentos realizados não farão com que as tarifas sejam sempre crescentes, havendo um limite para o reajuste tarifário, contemplado neste modelo.

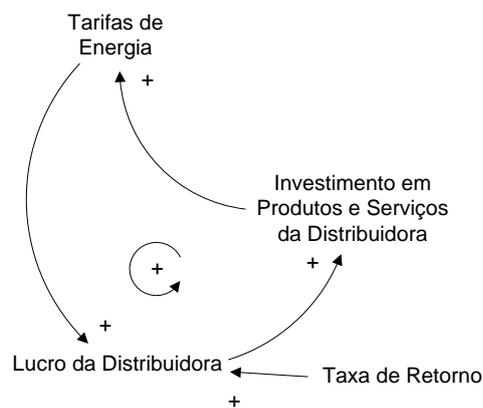


Figura 4.1 (b) Laço 2.

A elevação nas *Tarifas de Energia* eleva o *Custo para o Consumidor com Aquisição de Energia da Distribuidora (CustoDist)*, o que tende a reduzir o *Consumo dos Consumidores Potencialmente Livres* e, conseqüentemente, a *PdM*. Isto aumenta a *DPdM*, o que, conforme a análise realizada no parágrafo anterior, vai reforçar o aumento do *CustoDist*. Portanto, o Laço 3 tem polaridade positiva.

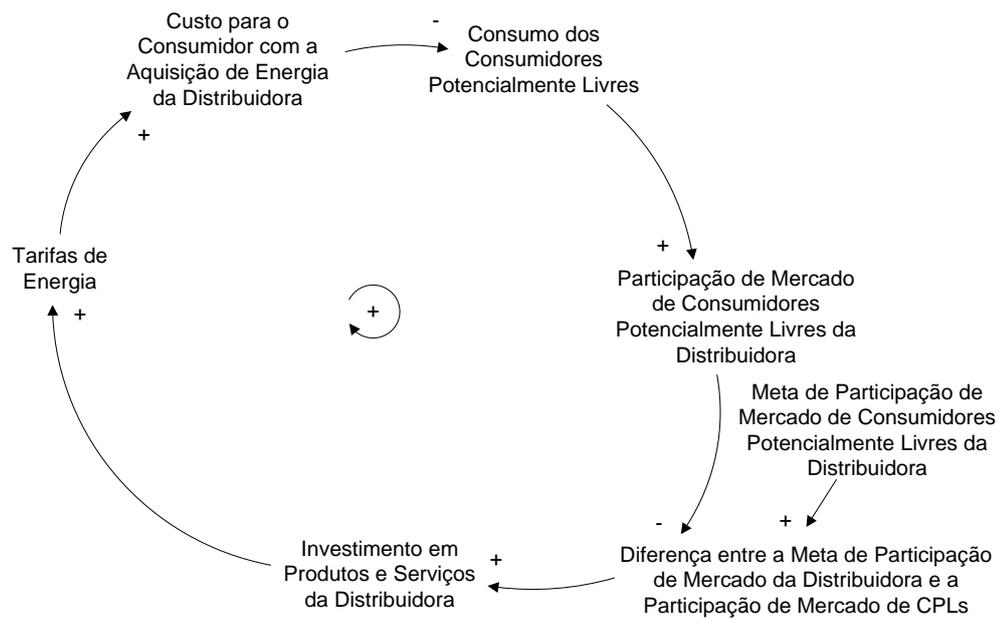


Figura 4.1 (c) Laço 3.

4.2.1 ASPECTOS COMPUTACIONAIS

O modelo foi elaborado considerando as atuais regras de qualificação de consumidores livres e potencialmente livres. Embora a regulamentação permita a autoprodução e a aquisição de energia de fontes alternativas, esta última para consumidores especiais, ou seja, aqueles com demanda contratada entre 500 kW e 3 MW, estas possibilidades não foram contempladas no modelo proposto.

A autoprodução pode ser incluída no modelo como uma terceira forma de aquisição de energia, modelando-se os custos relacionados ao investimento e os custos variáveis de geração. Esta modelagem não foi realizada por não terem sido obtidos dados a respeito destes custos, bem como sobre a redução de encargos prevista pela regulamentação (BRASIL, 2005) para esta alternativa, e sobre o perfil de consumidores que a adotam. Os consumidores especiais também não foram modelados, uma vez que o mercado de fontes alternativas corresponde a cerca de apenas 1% do mercado livre em termos nacionais (ALMEIDA, 2005).

Também foi constatado em uma entrevista com profissional da Siclo Consultoria¹² que, para cerca de 90% destes consumidores, não é viável adquirir energia de fontes alternativas, por serem fontes de energia da ordem de três vezes mais caras que as fontes convencionais.

Não foi considerada, também, a competição entre os fornecedores que atuam no mercado livre (PIE, comercializadoras), visto que este aspecto não é o foco principal deste trabalho. No entanto, o modelo proposto considera as condições gerais do mercado livre, sem comprometer os resultados.

Os *softwares* comumente utilizados para a modelagem de sistemas dinâmicos são o *Powersim*, *Vensim*, *Stella*, *Dínamo*, *IThink* e *Netlogo*. Estes *softwares* apresentam a vantagem de facilitar a implementação de modelos na abordagem de sistemas dinâmicos. No entanto, o modelo tradicional, utilizado neste trabalho, estava previamente implementado em *Matlab*. Para transferir a programação deste modelo para a linguagem de sistemas dinâmicos, seria necessário muito tempo. Verificou-se que esta transferência de programação entre ferramentas computacionais tomaria muito do tempo disponível para a realização deste trabalho, podendo vir a comprometer a qualidade do modelo proposto. Por este motivo, optou-se por implementar o modelo proposto utilizando o *Matlab*, a qual também apresenta diversas sub-rotinas previamente implementadas, facilitando a complementação do modelo tradicional.

A formulação matemática do modelo é apresentada a seguir.

4.2.2 MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático foi elaborado de modo a incluir o processo de decisão dos consumidores e as estratégias da distribuidora no planejamento da demanda. A apresentação do modelo será realizada na seguinte ordem: cálculo dos custos com aquisição de energia, dos

¹² Empresa de consultoria localizada em Porto Alegre/RS, voltada para o gerenciamento de custos com energia de grandes consumidores.

produtos e serviços, da decisão dos consumidores, da participação de mercado de consumidores potencialmente livres, dos investimentos e dos reajustes tarifários.

4.2.2.1 Custos com aquisição de energia

Os custos com aquisição de energia são determinados para cada consumidor, em base anual e para cada ambiente de contratação. No ACR, representado pela distribuidora, os custos são determinados para o horário de ponta e fora de ponta, conforme as equações (8) e (9).

$$CustoDistP_{k,i} = ConsumoP_{k,i} * TarifaP_i \quad (8)$$

$$CustoDistFP_{k,i} = ConsumoFP_{k,i} * TarifaFP_i \quad (9)$$

Onde:

$CustoDistP_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k , no ano i , com a distribuidora, no horário de ponta, em R\$;

$CustoDistFP_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k no ano i com a distribuidora, no horário fora de ponta, em R\$;

$ConsumoP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário de ponta, no ano i , em MWh;

$ConsumoFP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário fora de ponta, no ano i , em MWh;

$TarifaP_i$ = tarifa de energia da distribuidora, no horário de ponta, para o ano i , em R\$/MWh;

$TarifaFP_i$ = tarifa de energia da distribuidora, no horário fora de ponta, para o ano i , em R\$/MWh;

k = índice que indica o consumidor; e

i = índice que indica o ano.

No modelo são utilizadas apenas as tarifas de energia¹³, uma vez que as tarifas de uso do sistema de distribuição são aplicadas tanto para CPLs quanto para CLs, enquanto que as tarifas de energia são pagas somente pelos CPLs.

O custo total de aquisição de energia com a distribuidora, para um consumidor, é dado pela soma entre o custo para o horário de ponta e o custo para o horário fora de ponta, conforme a expressão (10).

$$CustoDist_{k,i} = CustoDistP_{k,i} + CustoDistFP_{k,i} \quad (10)$$

Onde:

$CustoDist_{k,i}$ = custo de aquisição de energia no ACR para o consumidor k no ano i , em R\$;

$CustoDistP_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k , no ano i , com a distribuidora, no horário de ponta, em R\$; e

$CustoDistFP_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k no ano i com a distribuidora, no horário fora de ponta, em R\$.

No ACL, o custo de aquisição de energia para um consumidor é calculado através da expressão (11).

$$CustoACL_{k,i} = Consumo_{k,i} \cdot Preço_i \quad (11)$$

Onde:

$CustoACL_{k,i}$ = custo de aquisição de energia no ACL para o consumidor k , no ano i , em R\$;

$Consumo_{k,i} = ConsumoP_{k,i} + ConsumoFP_{k,i}$ em MWh;

$ConsumoP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário de ponta, no ano i , em MWh;

¹³ Com o processo de abertura tarifária, as tarifas foram divididas em tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão e em tarifas de energia. As tarifas de energia são aplicadas apenas sobre a comercialização de energia elétrica, enquanto que as tarifas de uso são aquelas que remuneram a distribuidora e os detentores das linhas de transmissão pelo serviço de distribuição e de transmissão de energia.

$ConsumoFP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário fora de ponta, no ano i , em MWh; e

$Preço_i$ = preço no ACL para o ano i , em R\$/MWh.

Caso o consumidor ainda não tenha migrado para o ACL, também é somado à equação (12) o custo de migração para o ACL, o qual reflete o investimento em equipamentos de medição própria, uma vez que a concessionária não tem obrigação legal de fornecer medidores para consumidores livres. Trata-se de transformadores de corrente e de potencial, além de equipamentos que realizam o registro do consumo de energia à distância. Profissionais de engenharia da Siclo Consultoria e da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) informaram que o custo da instalação destes equipamentos, para uma tensão de fornecimento de 69 kV, está em torno de R\$ 300.000,00, enquanto que para a tensão de 25 kV, está em torno de R\$ 80.000,00. Não foram obtidos os custos para as demais tensões de fornecimento do grupo de alta tensão (grupo “A”). Assim a modelagem destes valores foi realizada fazendo-se uma interpolação linear com base no nível de tensão dos consumidores. A Tabela 4 apresenta o resultado obtido, em função do Subgrupo de Alta Tensão.

Tabela 4 Custos de migração para o ACL.

Subgrupo de tensão	Custo (R\$)
A1	1.105.000,00
A2	645.000,00
A3	300.000,00
A3a	175.000,00
A4	80.000,00

O grupo “A” é aquele em que os consumidores qualificados para optar por seu fornecedor estão conectados. De acordo com a Resolução nº 456 (ANEEL, 2000a) este grupo contém os seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;

- d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo em caráter opcional.

O Custo Marginal de Operação (CMO) reflete as condições de atendimento à demanda e é utilizado como base para a determinação do Preço de Liquidação de Diferenças¹⁴ (PLD), que por sua vez é utilizado para realizar a contabilização das diferenças contratuais no Mercado de Curto Prazo (MCP). Portanto, pode ser utilizado como base para determinação do preço da energia. Verificou-se, através de entrevistas com especialistas do mercado de energia, que a precificação no mercado livre é realizada atribuindo-se um percentual sobre o CMO. Não se pode definir com exatidão o percentual atribuído, uma vez que esta é uma variável estratégica das comercializadoras e das geradoras, mas de acordo com especialista da Siclo Consultoria o valor do percentual está entre 20 e 40%. Para o cálculo dos preços no ACL é utilizada a equação (12).

$$Preço_i = CMO_i \cdot \frac{(100 + Percentual)}{100} \quad (12)$$

Onde:

CMO_i = CMO para o ano i em R\$/MWh; e

Percentual = percentual utilizado para o cálculo dos preços, dentro do intervalo de 20 a 40%.

4.2.2.2 Produtos e serviços

Os produtos e serviços foram definidos com base na opinião de especialistas em planejamento de mercado de energia elétrica, representando também os riscos envolvidos com cada ambiente de contratação. Sabe-se que o risco regulatório tem grande influência sobre as decisões dos agentes do setor elétrico, principalmente sobre investimentos em geração de

energia elétrica. No caso da comercialização de energia no varejo, a criação da figura de consumidores livres ocorreu em 1995 (BRASIL, 1998), enquanto as regras de comercialização foram definidas apenas em 2004 (BRASIL, 2005). Isto manteve o risco regulatório muito elevado para os consumidores livres, que, por exemplo, poderiam contratar energia de uma comercializadora ou de uma geradora e a qualquer tempo poderia ser publicado um decreto inviabilizando os termos deste contrato. Por este motivo, considerou-se que os produtos e serviços no ACL mantiveram-se inferiores aos da distribuidora até a publicação das regras de comercialização.

Os produtos e serviços da distribuidora são dados de entrada até o ano que antecede a projeção da demanda, enquanto que os produtos e serviços no ACL são dados de entrada ao modelo. O cálculo desta variável é realizado através da expressão (13). O investimento, segundo a opinião de especialista em mercado de energia elétrica da Siclo Consultoria, se converte em produtos e serviços com um atraso de um ano.

$$PeSD_i = Inv_i + PeSD_{i-1} \quad (13)$$

Onde:

$PeSD_i$ = produtos e serviços da distribuidora, no ano i , em R\$; e

Inv_i = investimento realizado em produtos e serviços da distribuidora no ano i , em R\$.

4.2.2.3 Decisão dos consumidores

O processo de decisão dos consumidores leva em consideração os custos de aquisição de energia e os produtos e serviços. A decisão depende do perfil de cada consumidor, atribuindo-se pesos sobre a decisão entre custos de aquisição de energia e produtos e serviços dos fornecedores. Estes pesos são dados de entrada ao modelo, sendo definido através de pesquisa da distribuidora junto aos consumidores.

¹⁴ O Preço de Liquidação das Diferenças é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Outro fator de influência é o prazo de retorno de CLs para o ACR, estipulado pela distribuidora. Podem ocorrer duas situações: o consumidor está no ACR ou está no ACL. Na primeira situação, o consumidor sabe que deverá considerar o custo com aquisição de energia em cada ambiente agregado durante todo o prazo de retorno, pois este é o período mínimo em que deverá permanecer no ACL caso decida por este ambiente. Na segunda situação, o consumidor somente pode tomar a decisão se o prazo de retorno tenha finalizado. O processo de decisão é, então, modelado através das equações (14) e (15), respectivamente para cada situação. A decisão foi construída de acordo com a seguinte regra: se o resultado for positivo, o consumidor opta pela distribuidora; se for negativo, opta pelo ACL; se for nulo, permanece com o fornecedor atual.

$$Decisão_{k,i} = PesoCusto_k \cdot \left(\sum_{m=i}^{i+n-1} CustoDist_{k,m} - \sum_{m=i}^{i+n-1} CustoACL_{k,m} \right) + \text{PesoPeS}_k \cdot (PeSD_i - PeSACL_i) \quad (14)$$

$$Decisão_{k,i} = PesoCusto_k \cdot (CustoDist_{k,i} - CustoACL_{k,i}) + \text{PesoPeS}_k \cdot (PeSD_i - PeSACL_i) \quad (15)$$

Onde:

$Decisão_{k,i}$ = decisão do consumidor k entre os fornecedores, distribuidora e ACL, no ano i ;

$PesoCusto_k$ = peso que o consumidor k atribui para os custos com aquisição de energia, em R\$⁻¹;

$PesoPeS_k$ = peso que o consumidor k atribui para os produtos e serviços, em R\$⁻¹;

$CustoDistFP_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k no ano i com a distribuidora, no horário fora de ponta, em R\$;

$CustoACL_{k,i}$ = custo de aquisição de energia no ACL para o consumidor k , no ano i , em R\$;

$PeSD_i$ = produtos e serviços da distribuidora, no ano i , em R\$;

$PeSACL_i$ = produtos e serviços do ACL em R\$, no ano i ; e

n = prazo de retorno estipulado pela distribuidora.

Os prazos contratuais do consumidor são respeitados. No ACL, os prazos contratuais mínimos são de um ano. No ACR, a distribuidora pode estipular um prazo contratual, sendo que o prazo mínimo, de acordo com a ANEEL (2000a), é de um ano.

A variável *Decisão* define se o consumidor migra de um ambiente para outro ou se permanece no atual. Por exemplo, se um consumidor está no ACR e o resultado da Decisão for negativo, ele migra para o ACL, agregando a demanda do mercado livre. Se a Decisão for positiva, ele permanece no ACR, agregando a demanda do mercado de CPLs. As equações (16) e (17) apresentam o efeito da decisão dos consumidores sobre o mercado da distribuidora e do ACL, respectivamente.

$$\begin{aligned} Decisão_k > 0 &\rightarrow MCPL_i = MCPL_i + Consumo_{k,i} \\ Decisão_k < 0 &\rightarrow MCPL_i = MCPL_i \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned} Decisão_k > 0 &\rightarrow MACL_i = MACL_i \\ Decisão_k < 0 &\rightarrow MACL_i = MACL_i + Consumo_{k,i} \end{aligned} \quad (17)$$

Onde:

$Decisão_{k,i}$ = decisão do consumidor k entre os fornecedores, distribuidora e ACL, no ano i .

Se o resultado for positivo, o consumidor opta pela distribuidora; se for negativo, opta pelo ACL; se for nulo, permanece com o fornecedor atual;

$MCPL_i$ = mercado de consumidores potencialmente livres no ano i , em MWh;

$MACL_i$ = mercado de consumidores livres no ano i , em MWh;

$Consumo_{k,i} = ConsumoP_{k,i} + ConsumoFP_{k,i}$ em MWh;

$ConsumoP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário de ponta, no ano i , em MWh; e

$ConsumoFP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário fora de ponta, no ano i , em MWh.

Para o caso em que a *Decisão* do consumidor tenha valor nulo, ele permanece no ambiente em que estava até o ano em que toma a decisão, agregando a demanda deste ambiente.

4.2.2.4 Participação de mercado

A participação de mercado de consumidores potencialmente livres é, então, definida através da expressão (18). O mercado de consumidores livres é considerado apenas para os consumidores da área de concessão da distribuidora.

$$PdM_i = \frac{MCPL_i}{MCPL_i + MACL_i} \cdot 100 \quad (18)$$

Onde:

PdM_i = participação de mercado de consumidores potencialmente livres da distribuidora, no ano i , em %;

$MCPL_i$ = mercado de consumidores potencialmente livres no ano i , em MWh; e

$MACL_i$ = mercado de consumidores livres no ano i , em MWh.

A diferença entre a meta de participação de mercado e a participação de mercado de CPLs é definida pela equação (19).

$$DPdM_i = MPdM - PdM_i \quad (19)$$

Onde:

$DPdM_i$ = diferença entre a meta de participação de mercado e a participação de mercado de CPLs, no ano i , em %;

$MPdM$ = meta de participação de mercado de CPLs da distribuidora, em %; e

PdM_i = participação de mercado de consumidores potencialmente livres da distribuidora, no ano i , em %.

4.2.2.5 Investimentos em produtos e serviços

Os investimentos realizados pela distribuidora em marketing, produtos e serviços para os consumidores, são definidos pela equação (20). O “Fator de Investimento” é definido pela distribuidora, como um dado de entrada ao modelo, com o objetivo de controlar a parcela do lucro que será revertida em investimentos. Adotou-se esta metodologia para a definição dos investimentos pela razão de que os contratos de concessão estabelecem que as distribuidoras são responsáveis por realizar investimentos sustentados para manter o equilíbrio econômico-financeiro. A distribuidora pode administrar este equilíbrio realizando investimentos através de uma parcela de seus lucros, conforme a seguinte expressão.

$$Inv_i = FdI \cdot DPdM_i \cdot Lucro_{i-1} \quad (20)$$

Onde:

Inv_i = investimento realizado em marketing, produtos e serviços da distribuidora no ano i , em R\$;

FdI = Fator de Investimento;

$DPdM_i$ = diferença entre a meta de participação de mercado e a participação de mercado de CPLs, no ano i , em %; e

$Lucro_{i-1}$ = remuneração permitida da distribuidora no ano $i-1$, em R\$.

O lucro da distribuidora (remuneração permitida) é obtido através do resultado da aplicação de uma taxa de retorno, adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a Base de Remuneração (BdR).

Segundo a ANEEL (2005a), para o cálculo da taxa de retorno é adotada a metodologia conhecida do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC). Esse enfoque metodológico busca proporcionar à concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes. A

taxa de retorno é definida para cada ciclo de revisão tarifária, sendo então um dado de entrada para o modelo proposto.

Para o montante de investimento a ser remunerado – Base de Remuneração – a ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº 493 (ANEEL, 2002a). O conceito chave desta Resolução é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão, em particular, os níveis de qualidade exigidos, avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

A equação (21) expressa o cálculo da remuneração permitida, com base na metodologia da ANEEL.

$$Lucro_i = WACC_i \cdot BdR_i \quad (21)$$

Onde:

$Lucro_i$ = remuneração permitida da distribuidora no ano i , em R\$;

$WACC_i$ = taxa de retorno para o ano i ; e

BdR_i = Base de Remuneração da distribuidora no ano i , em R\$.

O cálculo da Base de Remuneração é realizado exclusivamente por empresas credenciadas à ANEEL. A reprodução deste cálculo é de elevada complexidade, de modo que o modelo proposto faz uma simplificação, calculando o lucro com a aplicação da taxa de retorno diretamente sobre o Valor da Parcela B (VPB). No entanto, caso a distribuidora decida incluir a Base de Remuneração no modelo, isto pode ser feito considerando-a como uma parcela do VPB.

4.2.2.6 Reajustes tarifários

As tarifas são compostas por uma parcela contendo os custos não-gerenciáveis pela distribuidora, denominada por “Parcela A”, e por uma parcela contendo custos gerenciáveis, denominada por “Parcela B”. Os custos não-gerenciáveis são os encargos setoriais, encargos de transmissão e custos com a compra de energia elétrica. Os custos gerenciáveis são despesas de operação e manutenção, despesas de capital, Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), eficiência energética e PIS/COFINS.

Os contratos de concessão das distribuidoras estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, o Reajuste Tarifário Anual, a Revisão Tarifária Periódica e a Revisão Tarifária Extraordinária. O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela distribuidora.

Em cada reajuste anual de um novo período tarifário - Data de Reajuste em Processamento (DRP) - a distribuidora tem consolidada, com base na estrutura e níveis tarifários então vigentes, a sua receita anual (RA_{i-1}) referente aos últimos doze meses. Tem também consolidado, o valor da Parcela A (VPA_{i-1}), considerando os valores e condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).

O novo valor da Parcela A (VPA_i) na DRP é obtido pelo somatório dos valores então vigentes para cada um de seus itens. O valor da Parcela B (VPB_{i-1}), na Data de Referência Anterior (DRA) é obtido pela diferença entre RA_0 e VPA_0 . O novo valor da Parcela B (VPB_i) é resultante da Parcela B (VPB_{i-1}), corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

De acordo com a ANEEL (2005a), o novo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior do IRT, definido pela equação (22).

$$IRT_i = \frac{VPA_i + VPB_{i-1}(IVI \pm X)}{RA_{i-1}} * 100 \quad (22)$$

Onde:

IRT_i = Índice de Reajuste Tarifário na data de reajuste em processamento, em %;

VPA_i = Valor da Parcela A na data de reajuste em processamento, em R\$;

VPB_{i-1} = Valor da Parcela B na data de referência anterior, em R\$;

RA_{i-1} = receita anual da distribuidora referente doze meses anteriores à data de reajuste em processamento, em R\$;

IVI = Refere-se ao “número índice” obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à Data do Reajuste em Processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior; e

X = É um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido no contrato de concessão, a ser subtraído ou adicionado ao IVI a cada reajuste tarifário anual.

As tarifas são, então, atualizadas através da equação (23).

$$\begin{aligned} TarifaP_i &= IRT_i \cdot TarifaP_{i-1} \\ TarifaFP_i &= IRT_i \cdot TarifaFP_{i-1} \end{aligned} \quad (23)$$

Onde:

$TarifaP_i$ = tarifa de energia da distribuidora, no horário de ponta, para o ano i , em R\$/MWh;

$TarifaFP_i$ = tarifa de energia da distribuidora, no horário fora de ponta, para o ano i , em R\$/MWh;

$TarifaP_{i-1}$ = tarifa de energia da distribuidora, no horário de ponta, para o ano $i-1$, em R\$/MWh;

$TarifaFP_{i-1}$ = tarifa de energia da distribuidora, no horário fora de ponta, para o ano $i-1$, em R\$/MWh; e

IRT_i = Índice de Reajuste Tarifário na data de reajuste em processamento, em %.

O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Destaca-se que, enquanto nos reajustes tarifários anuais a Parcela B da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica é calculada a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados.

A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X.

A ANEEL, por meio da Revisão Tarifária Extraordinária, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder a revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

A metodologia para o cálculo da revisão tarifária é complexa, sendo necessário, até mesmo para a ANEEL, contratar empresas capacitadas para realizar o cálculo. Neste trabalho, optou-se por utilizar somente reajustes tarifários anuais para realizar a projeção das tarifas. Para isto, manteve-se o Fator X constante e igual ao valor determinado na última revisão tarifária da distribuidora. Esta opção de modelagem foi considerada uma boa aproximação pelo superintendente de tarifas da Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

O repasse destes investimentos às tarifas é realizado acrescentando-se o valor investido durante o período de um ano ao Valor da Parcela B, uma vez que esta é a parcela sobre a qual incidem os custos gerenciáveis pela distribuidora.

4.3 CONCLUSÕES

O modelo proposto foi construído com base em consultas a outros trabalhos relacionados ao tema e entrevistas com especialistas de concessionárias de distribuição do SEB (CEEE, COPEL, AES-SUL), da comercializadora Infoenergy e da empresa Siclo Consultoria, voltada para consumidores especiais. Considerando as fontes consultadas, o modelo proposto contempla variáveis com influência significativa sobre a decisão dos consumidores. O modelo permite a projeção da demanda de consumidores e a simulação do impacto de estratégias da distribuidora sobre esta projeção.

O próximo capítulo apresenta os resultados de aplicação do modelo, através de cenários. Os parâmetros utilizados na aplicação foram definidos a partir das entrevistas com especialistas e do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro, fornecido pela EPE.

5 APLICAÇÃO DO MODELO

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos com uso do modelo computacional para projeção do mercado de consumidores potencialmente livres de uma distribuidora hipotética. Os resultados do modelo são comparados com os do modelo tradicional.

Os modelos de simulação dinâmica apresentados no Capítulo 3 foram elaborados para as indústrias de energia elétrica em vários países que passaram por processos de reestruturação, com simulações de sistemas regulatórios sem antecedentes. A validação destes modelos é realizada utilizando-se um modo de referência, que consiste de um padrão de comportamento esperado para os resultados. A construção do modo de referência baseia-se na observação de variável similar, a qual se deseja referenciar, em outras indústrias, pois este procedimento é usado somente quando não há dados históricos do sistema sob investigação. Neste capítulo, também é definido o modo de referência utilizado para validação do modelo.

5.2 PARÂMETROS PARA SIMULAÇÃO

Os parâmetros associados às políticas de investimentos foram baseados em discussões com profissionais experientes da indústria de eletricidade. De acordo com Gary e Larsen (2000), *experts* do sistema são os melhores “juízes” para verificar a consistência de um parâmetro do modelo, e podem providenciar uma faixa razoável para os valores numéricos quando não há dados disponíveis.

Os dados sobre consumidores, série histórica de consumo, demanda contratada, prazos contratuais e fator de carga, são hipotéticos, pois não foi possível obtê-los junto às distribuidoras, por serem considerados informações estratégicas. As simulações foram

realizadas utilizando uma série histórica com valores referentes ao período 1994 a 2003. Foi considerado um conjunto de 8 (oito) consumidores com características semelhantes de consumo, fator de carga e demanda contratada. Os dados utilizados para um dos consumidores estão dispostos na Tabela 5. O término dos prazos contratuais, a partir dos quais os consumidores começam a realizar migrações, foram baseados na evolução do número de CLs, apresentada na Figura 3.2. O prazo para os contratos de fornecimento entre a distribuidora e consumidores foi definido como sendo de um ano, estando de acordo com a ANEEL (2000a). As projeções têm um horizonte de 10 anos, compreendendo o período 2003 a 2012.

Tabela 5 Dados de consumidor potencialmente livre.

Ano	Consumo (MWh)		Demanda (kW)		Fator de Carga		Grupo de Tensão	Fim do Contrato
	Ponta	Fora de ponta	Ponta	Fora de ponta	Ponta	Fora de ponta		
1994	16916	177824	30000	33000	0.439	0.66	A1: 230 kV	2005
1995	17229	181106	30000	33000	0.439	0.66		
1996	17796	187067	30000	33000	0.439	0.66		
1997	17600	185009	30000	33000	0.434	0.652		
1998	18703	196605	29000	31000	0.516	0.775		
1999	18205	192420	29000	31000	0.504	0.761		
2000	17804	191263	28000	30000	0.493	0.756		
2001	17478	184148	26251	28728	0.608	0.836		
2002	18476	197939	26021	28109	0.648	0.919		
2003	19400	207000	25862	281810	0.62	0.86		

O cenário de crescimento econômico, utilizado nas projeções, foi o cenário de referência do PIB apresentado no Plano Decenal de Expansão: 2006 – 2015, aliado aos

valores verificados historicamente para o período 2003 a 2006, conforme a Tabela 6. Os valores históricos foram retirados do banco de dados da revista Suma Econômica.

Tabela 6 Cenário de taxas de evolução anual do PIB.

Ano	Taxa de evolução do PIB (% a.a.)
2003	0,54
2004	4,9
2005	2,3
2006	2,9
2007	4
2008	4
2009	4
2010	4
2011	4
2012	4,5

Fonte: Banco de dados Suma Econômica: <http://www.suma.com.br>.

O perfil dos consumidores foi definido de acordo com uma pesquisa realizada pela COPEL em seu mercado, onde os consumidores, de um modo geral, na escolha por seus fornecedores, atribuem 60% da decisão sobre os custos de aquisição de energia e 40% para os produtos e serviços oferecidos pela empresa. Esta pesquisa não pode ser anexada a este documento, por razões de confidencialidade.

As projeções dos preços foram baseadas no Custo Marginal de Operação (CMO), aplicando-se uma percentagem sobre os valores desta variável, conforme descrito no item 4.2.2. A taxa adotada foi de 25%, considerando a opinião de especialistas do mercado de energia. O Plano Decenal de Expansão: 2006 – 2015 apresenta três cenários de crescimento da demanda nacional, referência, cenário alto e cenário baixo, para os quais foram apresentados os CMOs. A Tabela 7 apresenta o histórico de valores do CMO até o ano de 2006, com valores fornecidos pela CCEE, juntamente com a projeção até 2015 para os cenários de referência, alto e baixo, em cada submercado¹⁵.

Tabela 7 Custos Marginais de Operação em R\$/MWh.

Ano	S			SE			N			NE		
	Referência	Alto	Baixo									
1995	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	13,04	8,42	13,04	13,04	8,42	13,04	13,04
1996	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	7,59	46,57	46,57	7,59	46,57	46,57
1997	36,22	36,22	36,22	36,21	36,22	36,22	1,40	36,22	36,22	1,40	36,22	36,22
1998	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	8,89	18,28	18,28	8,89	18,28	18,28
1999	77,22	77,22	77,22	77,25	77,22	77,22	69,57	77,22	77,22	69,57	77,22	77,22
2000	132,94	132,94	132,94	134,50	132,94	132,94	95,43	132,94	132,94	93,92	132,94	132,94
2001	132,14	132,14	132,14	396,02	132,14	132,14	362,50	132,14	132,14	449,16	132,14	132,14
2002	13,31	13,31	13,31	36,82	13,31	13,31	12,74	13,31	13,31	75,57	13,31	13,31
2003	13,52	13,52	13,52	13,01	13,52	13,52	13,23	13,52	13,52	13,98	13,52	13,52
2004	19,08	19,08	19,08	19,08	19,08	19,08	18,88	19,08	19,08	43,71	19,08	19,08
2005	34,10	34,10	34,10	28,88	34,10	34,10	26,32	34,10	34,10	18,52	34,10	34,10
2006	86,45	86,45	86,45	83,51	86,45	86,45	69,77	86,45	86,45	43,75	86,45	86,45
2007	70,00	73,00	51,00	70,00	72,00	50,00	72,00	75,00	56,00	70,00	72,00	55,00
2008	163,00	172,00	112,00	164,00	173,00	114,00	157,00	165,00	107,00	153,00	160,00	104,00
2009	99,00	106,00	61,00	105,00	113,00	64,00	106,00	113,00	73,00	106,00	113,00	73,00
2010	85,00	91,00	58,00	96,00	104,00	64,00	98,00	103,00	63,00	98,00	103,00	64,00
2011	111,00	115,00	90,00	124,00	125,00	98,00	124,00	124,00	105,00	122,00	120,00	105,00
2012	113,00	110,00	96,00	122,00	118,00	95,00	128,00	122,00	118,00	128,00	120,00	118,00
2013	105,00	99,00	108,00	115,00	107,00	118,00	116,00	108,00	124,00	115,00	107,00	125,00
2014	111,00	110,00	114,00	122,00	118,00	124,00	119,00	113,00	128,00	119,00	112,00	129,00
2015	79,00	85,00	77,00	84,00	87,00	83,00	88,00	93,00	92,00	87,00	88,00	90,00

Fonte: CCEE (2007).

Segundo especialista em mercado de energia da COPEL, os geradores que participam do ACL geralmente não fornecem energia para consumidores que estejam localizados em submercados dos quais os geradores não façam parte. A razão para isto é o “risco de submercado”, ou seja, a diferença de Preços de Liquidação de Diferenças pode gerar ganhos ou perdas para um gerador na liquidação de um contrato em outro submercado. Por exemplo, suponha um gerador “G₁” operando no submercado “A”, cuja produção é “M” MWh, que possui um contrato nesse montante com um consumidor “C₁” no submercado “B”, sendo o PLD em “A” com valor \$“X”/MWh e o PLD em “B” com valor \$“Y”/MWh. A renda do gerador devido à produção no submercado “A” é \$ $M.X$, enquanto que o pagamento devido ao contrato no submercado “B” é \$ $M.Y$. Assim, o gerador está exposto ao risco de obter prejuízo se o valor do PLD em “B” for superior ao PLD de “A”. Maiores detalhes sobre o risco de submercado podem ser obtidos em Porrua (2005).

Pela razão apresentada, considera-se que o consumidor livre adquire energia apenas no submercado em que estiver localizado.

¹⁵ Os quatro submercados de energia elétrica são: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste-Centro-oeste (SE/CO) e Sul (S), que nada mais são do que zonas, cujas fronteiras são definidas por restrições de transmissão de caráter estrutural.

Para realizar a projeção das tarifas são necessárias as projeções das parcelas A e B, aplicando então o IRT sobre as tarifas vigentes no período anterior à Data de Reajuste em Processamento. A Parcela A está relacionada aos encargos e com a compra de energia elétrica. A distribuidora pode fazer uma estimativa da evolução dos encargos, enquanto que os custos com aquisição de energia podem ser obtidos utilizando-se modelos de simulação de leilões de energia elétrica, como os propostos por Azevedo (2005), Guimarães (2006), Masili (2004), Munhoz (2004) e Susteras (2006). Nas simulações deste trabalho, optou-se por fazer uma extrapolação linear com base nos valores da Parcela A na Data de Referência Anterior e na Data de Reajuste em Processamento, apresentados na Nota Técnica da Resolução Homologatória nº 380 (ANEEL, 2006).

O Valor da Parcela B é atualizado utilizando-se o IGP-M e o Fator X, conforme a metodologia da ANEEL. O cálculo do Fator X é uma tarefa complexa e dificilmente se atinge o valor posteriormente publicado pela ANEEL. Esta afirmação foi confirmada pelo superintendente em tarifas da COPEL e por especialistas da CEEE. Por esta razão, o valor adotado para o Fator X durante todo o período de projeção foi o publicado na Resolução Homologatória nº 380 (ANEEL, 2006), que homologa as tarifas da CEEE para o período compreendido entre 25 de outubro de 2006 e 24 de outubro de 2007. O valor é de 0,6231%.

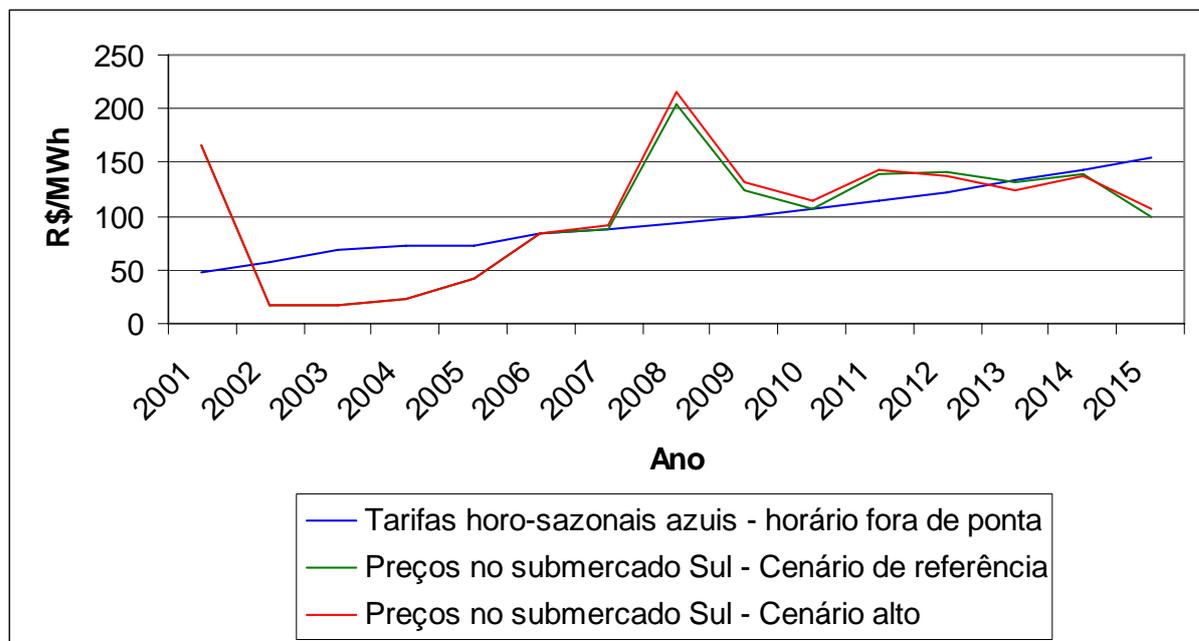
A projeção dos índices do IGP-M foram obtidos para 2007, juntamente com o histórico de valores, através do banco de dados da revista Suma Econômica. Optou-se por repetir esta projeção para os demais anos do horizonte das simulações. Os valores utilizados estão dispostos na Tabela 8. Até 2006, as tarifas utilizadas serão aquelas publicadas para esta mesma distribuidora (ANEEL, 2000b, 2001, 2002b, 2003, 2004, 2005b, 2006).

Tabela 8 IGP-M.

Ano	IGP-M (%)
2006	3,277
2007	4,53
2008	3,76
2009	3,76
2010	3,76
2011	3,76
2012	3,76

Fonte: Banco de dados Suma Econômica: <http://www.suma.com.br>.

As Figura 5.1 estabelece uma comparação entre os preços no mercado livre, para o submercado Sul, utilizando o cenário de referência e o cenário alto para o CMO, e as tarifas horo-sazonais azuis para o Subgrupo de tensão A3a, no horário fora de ponta.

**Figura 5.1 Tarifas e preços.**

Os produtos e serviços considerados foram hipotéticos, construídos com base no valor dos custos de aquisição de energia de um dos consumidores da distribuidora. Assim, têm-se valores que possam ser comparados aos custos com aquisição de energia no módulo de decisão dos consumidores. Sabe-se que o ACL tornou-se atrativo a partir da publicação das regras de comercialização (BRASIL, 2005), de modo que as comercializadoras ofereciam mais produtos e serviços, uma vez que estavam preparadas para atuar em um ambiente

competitivo. Optou-se por utilizar valores duas vezes maiores para o ACL que os produtos e serviços oferecidos pela distribuidora. A partir de então, foi considerada uma melhoria contínua de 5%, enquanto que no ACR, os valores dependem da política de investimentos da distribuidora.

A meta de participação de mercado de consumidores potencialmente livres é um dado que a distribuidora fornece. Geralmente a meta é atingir 100% de seu mercado potencialmente livre, portanto este foi o valor adotado nas simulações apresentadas neste capítulo.

A taxa de retorno utilizada foi aquela definida para as revisões tarifárias que ocorrerem a partir de 2007, com o valor de 9,68%. Antes disto, a taxa de retorno estava definida em 11,26%. Estes valores foram obtidos da ANEEL (2007).

Como não foram obtidas informações sobre a base de remuneração das distribuidoras, o cálculo do lucro da distribuidora foi realizado aplicando-se a taxa de retorno diretamente sobre o Valor da Parcela B.

A seguir é definido o modo de referência utilizado para validar o modelo proposto.

5.3 MODO DE REFERÊNCIA

De acordo com Ford (1999), “Construir um modelo de simulação é um processo iterativo de erros e acertos. O modelo é usualmente construído em etapas com grau crescente de complexidade, até que ele permita reproduzir o comportamento esperado do sistema que representa. Em uma etapa mais avançada, o modelo pode ser utilizado para aprender sobre o comportamento simulado e ainda melhorá-lo pela aplicação de políticas apropriadas”. Segundo Ford os resultados obtidos para uma variável devem ser comparados com um modo de referência para esta variável.

A participação de mercado da empresa é uma decorrência de sua demanda. No novo contexto do SEB, a definição da participação se constitui numa variável dinâmica, pois

depende do comportamento dos consumidores e de estratégias da distribuidora. Assim, o modo de referência do modelo é vinculado com esta variável e ilustrado na Figura 5.2.

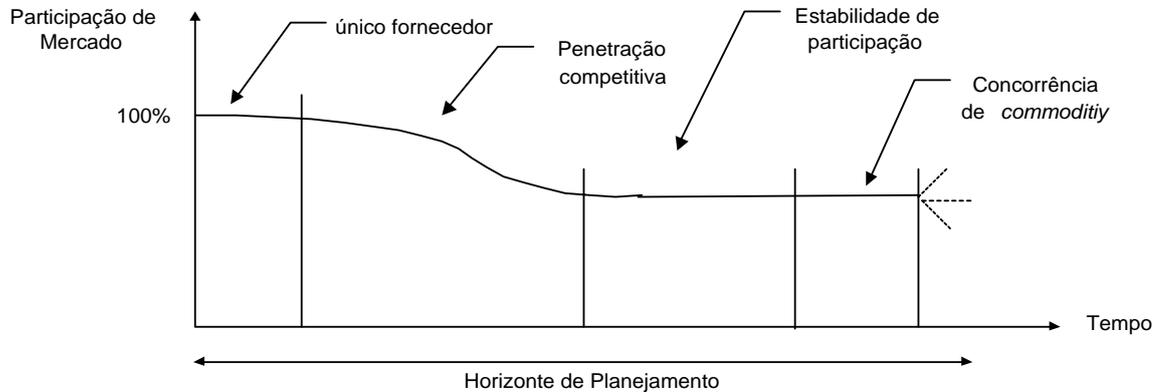


Figura 5.2 Modo de referência para o modelo proposto.

Fonte: adaptada da Figura 12.7 de Kotler (1998).

Na Figura 5.2, a evolução da participação é caracterizada por quatro estágios, a partir de uma situação de monopólio geográfico, como descrito logo a seguir. Essa descrição segue Kotler (1998), em termos gerais, mas referenciada à indústria de energia elétrica.

1. *monopólio geográfico*: a empresa detentora de uma área de concessão (incumbente) tem uma participação de mercado (PdM) de 100%, em relação à demanda agregada desta área;
2. *penetração competitiva*: com o aparecimento de consumidores livres, outras empresas entram no mercado, com preço inferior ao da incumbente, reduzindo sua PdM; neste estágio, a incumbente e as desafiantes promovem a diferenciação através de esforço de marketing, visando atender à demanda da área e desencorajar a entrada de novas desafiantes;
3. *estabilidade de participação*: PdM das empresas estabelecida na área não se altera substancialmente;
4. *concorrência de commodity*: produto com pequenas variações de preço e qualidade faz com que consumidores escolham fornecedor de melhor reputação; os demais

fornecedores obtêm somente uma taxa média de retorno, incentivando sua saída do mercado e provocando o retorno à situação de uma única fornecedora, que aumenta sua PdM.

Em cada estágio do ciclo competitivo, as empresas devem estabelecer políticas de preço e reavaliar suas estratégias, com vistas a manter ou ampliar sua PdM.

De posse destas informações, o próximo item apresenta alguns resultados obtidos através das simulações.

5.4 CENÁRIOS

Esta seção apresenta alguns cenários, com o objetivo de analisar o efeito das decisões da distribuidora sobre as decisões dos consumidores e, conseqüentemente, sobre a participação de mercado de CPLs. Os cenários são apresentados com variações nas políticas estratégicas da distribuidora. Serão utilizados os cenários de referência e o cenário alto para o CMO, uma vez que a expectativa do mercado sobre ocorrência do cenário baixo é muito reduzida.

5.4.1 Cenário 1

Este cenário utiliza a metodologia tradicional para fazer a projeção da demanda de energia elétrica dos consumidores potencialmente livres. O resultado é apresentado na Figura 5.3.

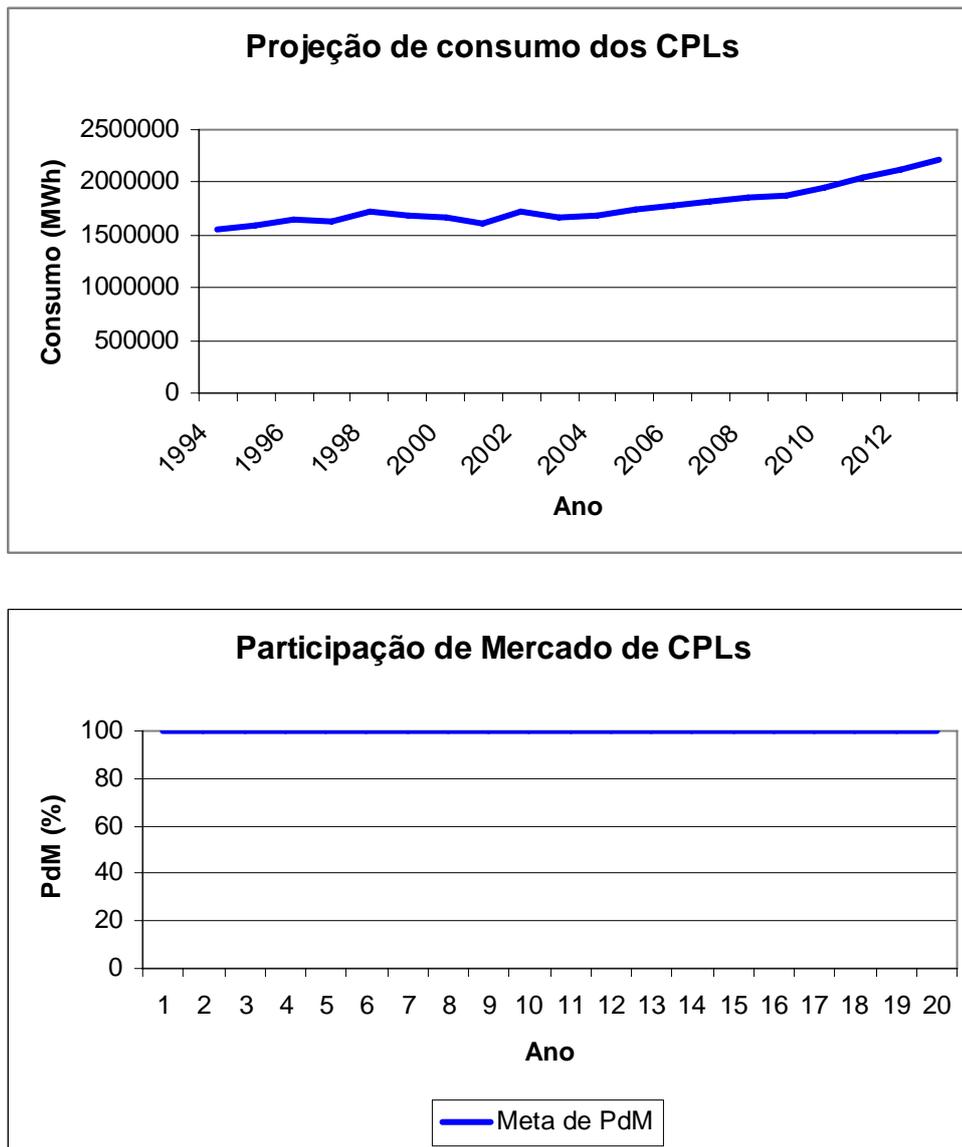


Figura 5.3 Cenário 1 com o modelo tradicional.

O modo de referência para a participação de mercado considerando a competição por consumidores possui quatro estágios. O resultado do modelo tradicional é caracterizado apenas pelo estágio de monopólio geográfico.

5.4.2 Cenário 2

O cenário 2 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 5 anos;

- Fator de Investimento de 0%; e
- Cenário de referência para o CMO.

A razão para considerar o prazo de retorno igual a 5 anos é devido ao fato de que este é o maior prazo que pode ser estabelecido, conforme o Decreto nº 5.163 (BRASIL, 2005), sendo que os resultados podem ser utilizados para a contratação de energia no leilão de energia nova realizado em “A”-5. A Figura 5.4 mostra os resultados obtidos.

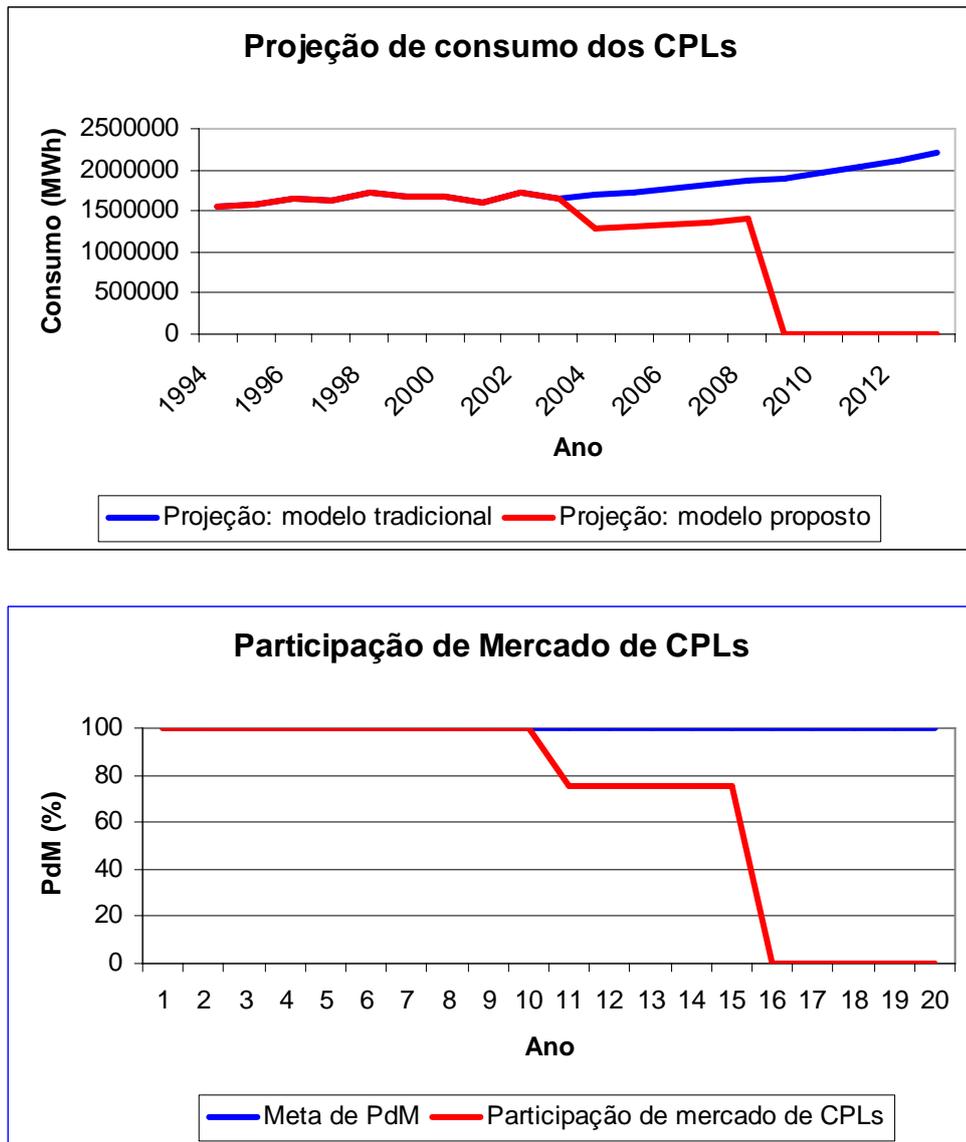


Figura 5.4 Cenário 2.

Comparando com o modelo tradicional, a migração de consumidores teve efeito significativo sobre o mercado da distribuidora. Mesmo que os preços no ACL estejam

superiores a partir de 2008, as comercializadoras oferecem mais produtos e serviços que a distribuidora, que por sua vez, não está investindo neste quesito. Inicialmente a distribuidora tem o monopólio geográfico, mas com a criação do ACL em 2004 (BRASIL, 2004), verifica-se uma penetração competitiva, entre 2003 e 2004, seguida de uma estabilidade de participação, entre os anos de 2004 e 2008. Por fim, os consumidores optam por fornecedores do ACL, devido à oferta de produtos e serviços de maior qualidade.

Comparando os resultados da participação de mercado com o modo de referência, verificam-se os quatro estágios, de modo que o resultado do modelo proposto está dentro do padrão estabelecido. Após o estágio de monopólio geográfico (até 2003), alguns consumidores migram para o ACL (penetração competitiva: entre 2003 e 2004), permanecendo neste ambiente de 2004 a 2008 (estabilidade de participação). No estágio de concorrência de *commodity* (a partir de 2009), o mercado livre torna-se mais atrativo, com mais produtos e serviços ofertados, conquistando todos os CPLs da distribuidora.

5.4.3 Cenário 3

O cenário 3 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 5 anos;
- Fator de Investimento de 30%; e
- Cenário de referência para o CMO.

O Fator de Investimento de 30% foi aquele que trouxe resultados satisfatórios para a maioria das simulações realizadas, sendo, então, utilizado neste e em outros cenários. O resultado é apresentado na Figura 5.5.

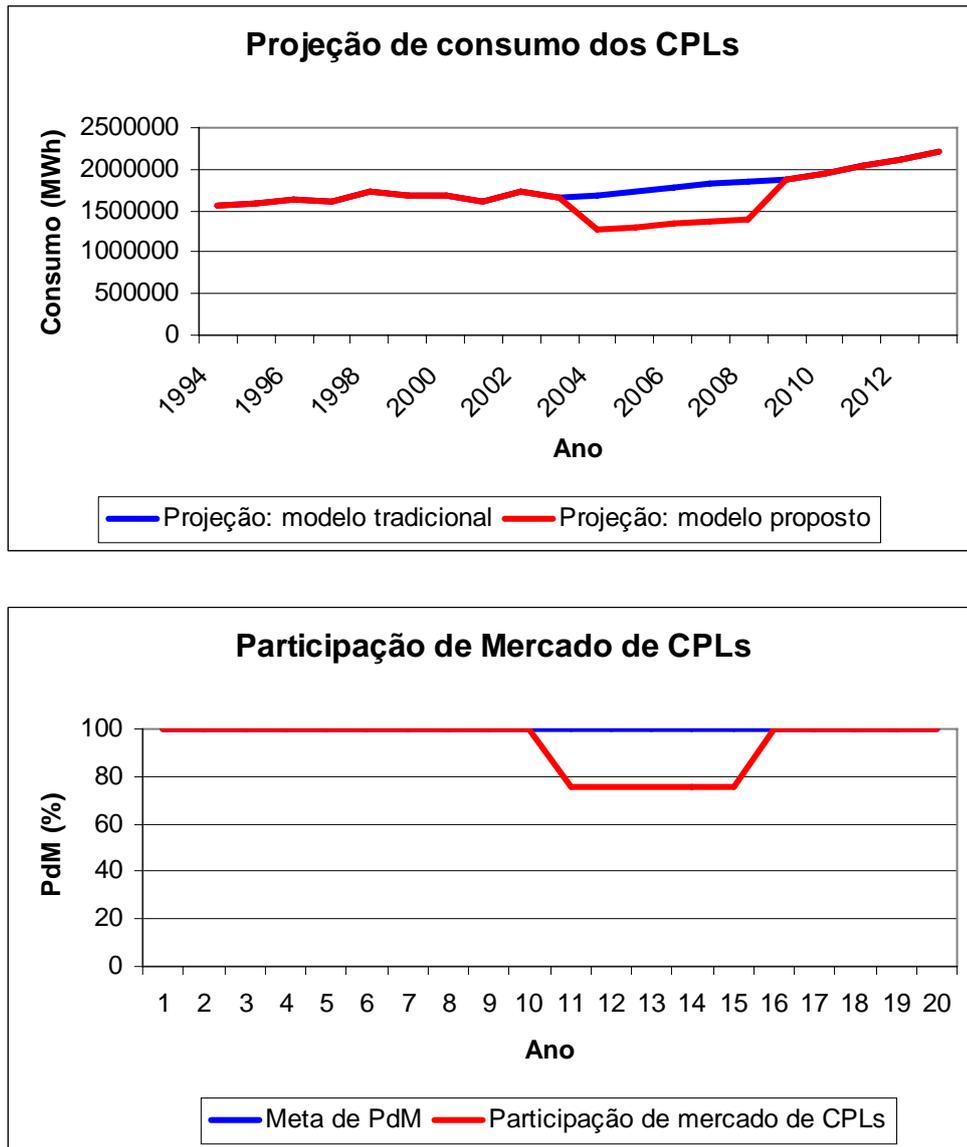


Figura 5.5 Cenário 3.

A partir do momento em que a distribuidora realiza investimentos em produtos e serviços, seu mercado se torna mais atrativo, o que aliado ao fato de que os preços no ACL estão superiores em relação às tarifas (Figura 5.1), eleva a participação de mercado de CPLs durante o estágio de concorrência de *commodity* (a partir de 2009), estando de acordo com o modo de referência. Num primeiro momento, esta estratégia parece ser muito interessante para a distribuidora. No entanto, a questão que fica é: quais seriam os resultados no caso de outro cenário de CMOs? O próximo cenário responde esta questão.

5.4.4 Cenário 4

O cenário 4 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 5 anos;
- Fator de Investimento de 30%; e
- Cenário alto para o CMO.

O cenário é apresentado na Figura 5.6.

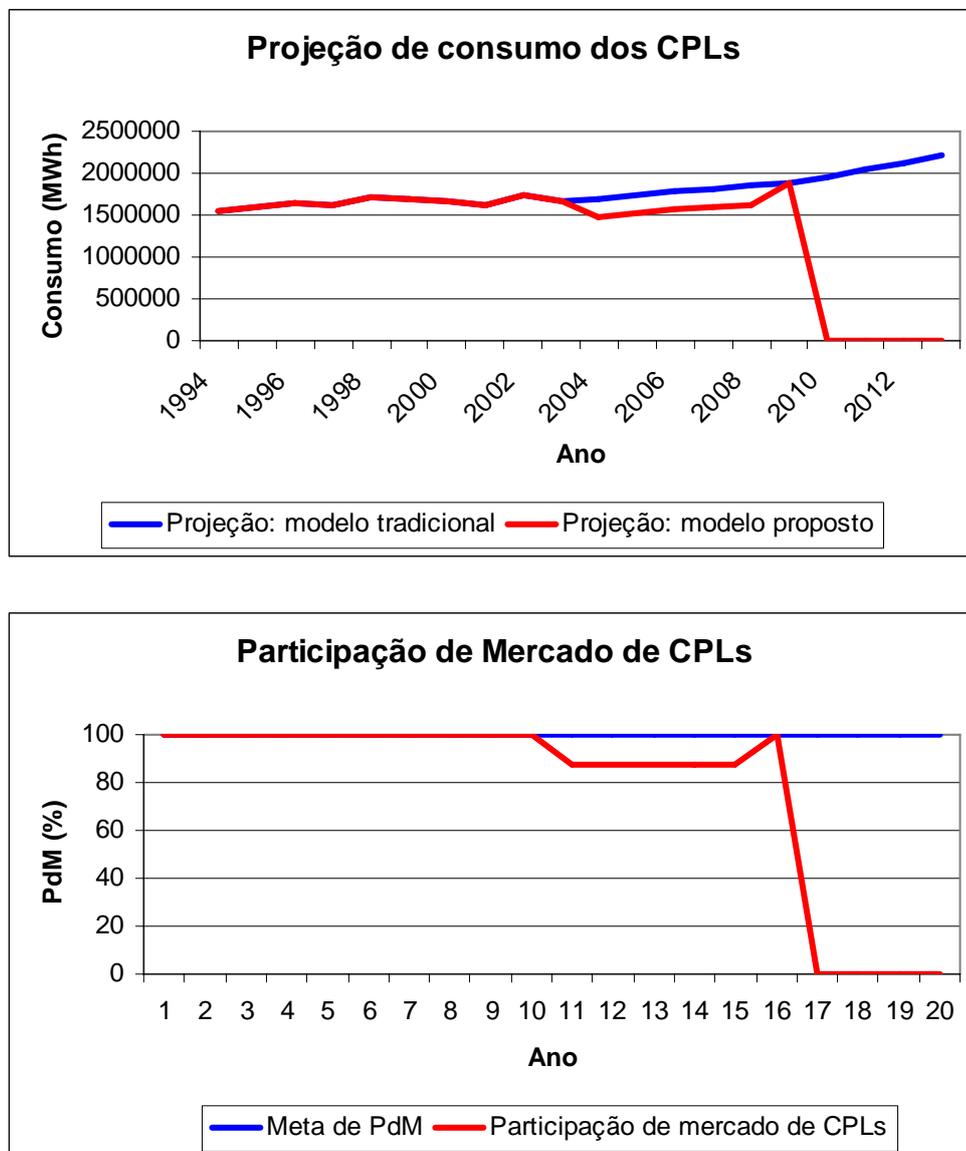


Figura 5.6 Cenário 4.

As políticas adotadas pela distribuidora são de alto grau de risco, uma vez que são sensíveis às variações no cenário de CMO. Verificou-se na simulação que a participação de mercado da distribuidora se reduz a partir de 2010. Entre 2004 e 2008, a participação de mercado manteve-se superior em relação ao cenário 3, o que resultou em investimentos menores em produtos e serviços, de modo que o ACL tornou-se mais atrativo para os consumidores a partir de 2010. Este resultado mostra, de forma satisfatória, a importância em se modelar as realimentações inerentes ao problema. As decisões da distribuidora influenciaram as decisões dos consumidores, inicialmente (2004 a 2008), realimentando as decisões da distribuidora com informações sobre a participação de mercado que, novamente, influenciaram as decisões dos consumidores posteriormente (migrações em 2010).

Assim, os resultados verificados no cenário 3 são sensíveis às variações do preço, uma vez que a mudança do cenário de preços pode influenciá-los. Constatou-se, através de simulações que o menor Fator de Investimento que retoma a participação de mercado, com prazo de retorno de 5 anos e cenário alto de CMO, é de 60%, que pode ser considerado um valor muito elevado pelas distribuidoras. Portanto, é necessário verificar outras estratégias de menor custo que não exponham a distribuidora ao risco de variações no cenário de CMO.

Comparando-se a participação de mercado com o modo de referência, os quatro estágios estão presentes, sendo que durante a concorrência de *commodity* (a partir de 2009), a distribuidora perde seus consumidores.

5.4.5 Cenário 5

O cenário 5 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 3 anos;
- Fator de Investimento de 0%; e

- Cenário de referência para o CMO.

Considerou-se o prazo de retorno de 3 anos, pois uma das opções de contratação de energia nova é através do leilão realizado em “A” – 3. A Figura 5.7 apresenta o cenário 5.

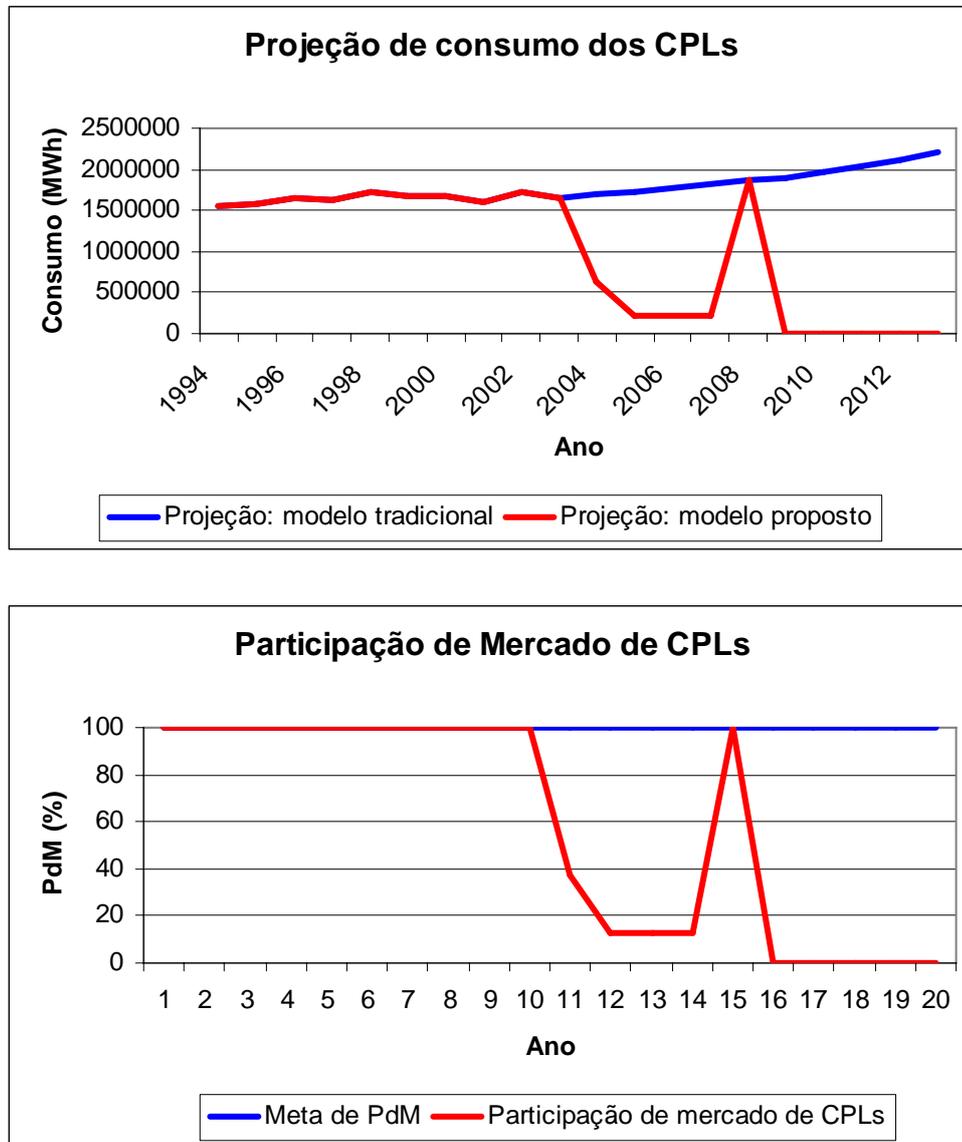


Figura 5.7 Cenário 5.

O prazo de retorno de 3 anos faz com que os consumidores tenham maior liberdade para explorar os baixos preços do ACL durante os estágios de penetração competitiva (entre 2003 e 2005) e estabilidade de participação (entre 2005 e 2007). O preço elevado em 2008 fez com que os consumidores retornassem ao mercado da distribuidora neste ano, sendo que a partir de 2009, os produtos e serviços do ACL, superiores em relação aos da distribuidora,

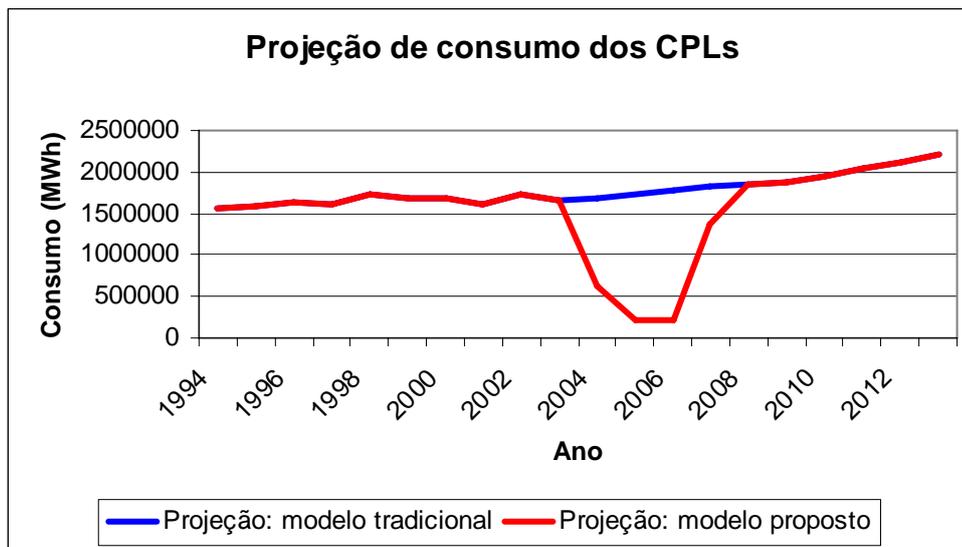
fazem com que os consumidores migrem para este ambiente. O estágio de concorrência de *commodity* compreende os anos a partir de 2008. O próximo cenário apresenta os resultados considerando os investimentos em produtos e serviços na simulação.

5.4.6 Cenário 6

O cenário 6 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 3 anos;
- Fator de Investimento de 30%; e
- Cenário de referência para o CMO.

Os resultados estão apresentados na Figura 5.8.



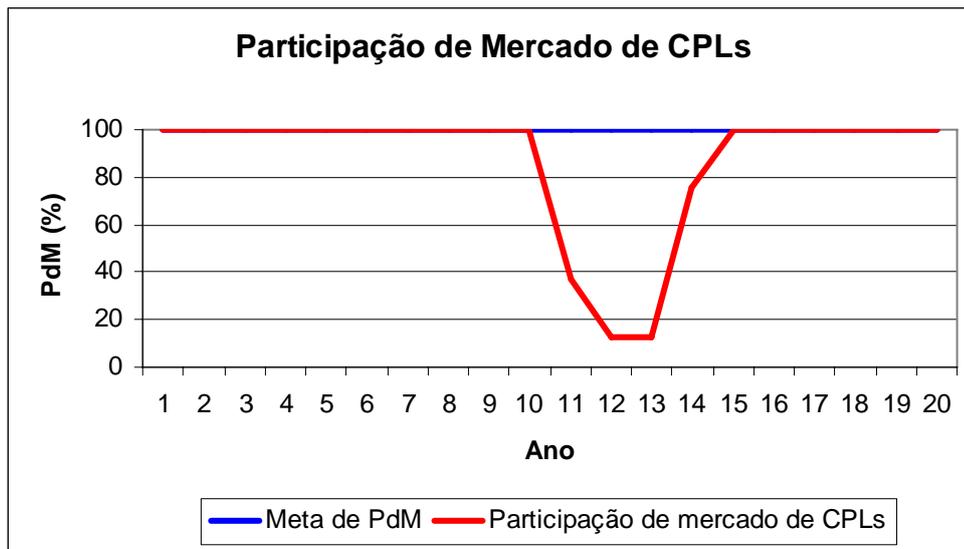


Figura 5.8 Cenário 6.

A combinação destas políticas tem efeito significativo para o estágio de concorrência de *commodity* (a partir de 2007), onde a distribuidora retoma seu mercado. O estágio de estabilidade de participação (entre 2005 e 2006) foi reduzido em um ano. O teste de sensibilidade destas políticas sobre o cenário de CMOs será apresentado no cenário a seguir.

5.4.7 Cenário 7

O cenário 7 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 3 anos;
- Fator de Investimento de 30%; e
- Cenário alto para o CMO.

A Figura 5.9 apresenta o cenário 7.

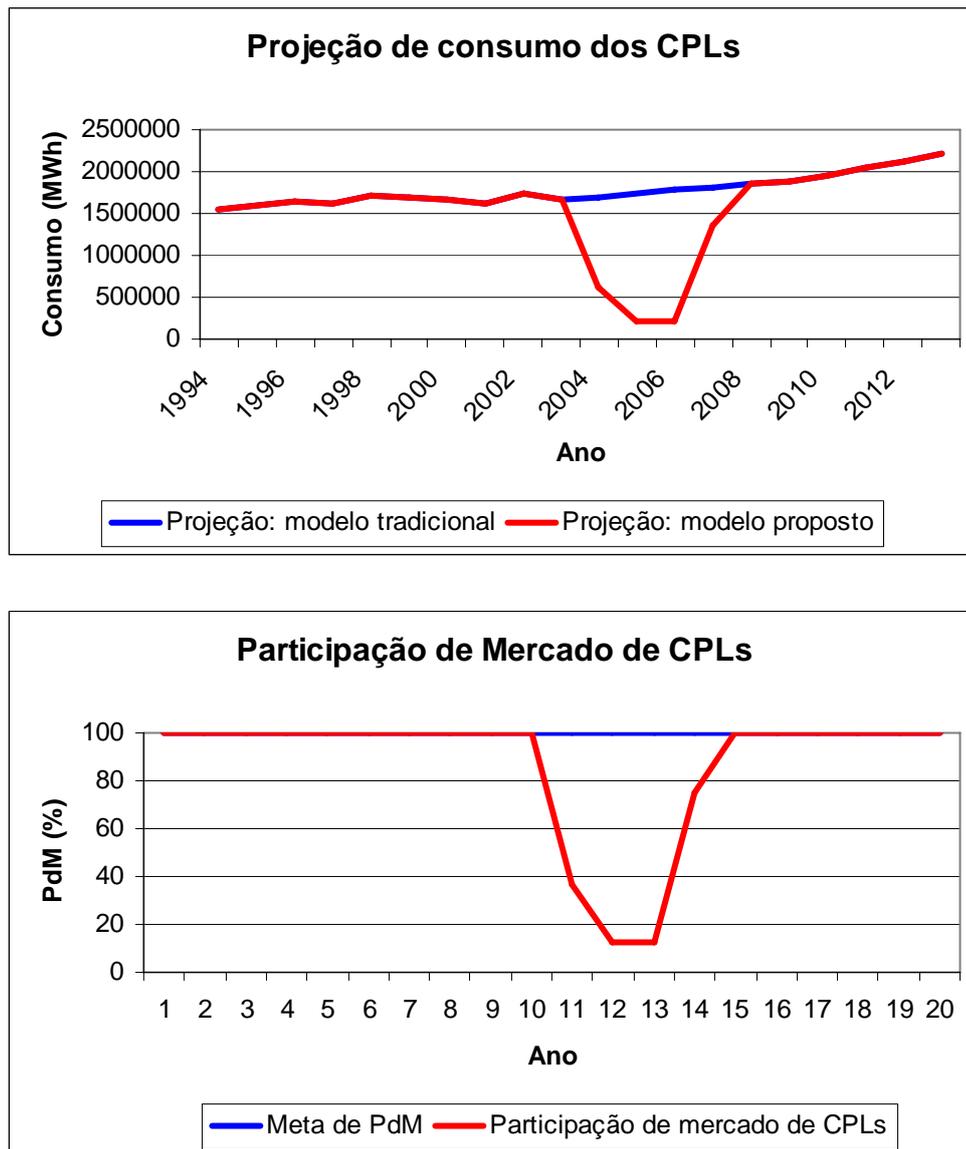


Figura 5.9 Cenário 7.

Os resultados obtidos neste caso foram os mesmos que para o cenário 6, indicando que estas políticas não são sensíveis aos cenários de CMO utilizados. Logo, a distribuidora teria resultados assegurados para os cenários considerados, o que não ocorre utilizando prazo de retorno de 5 anos e Fator de Investimento de 30% (cenário 3 e cenário 4).

Existe, ainda, a possibilidade de contratação de energia nos leilões de ajuste, que podem ser realizados no ano anterior ao ano de início do suprimento. Além disto, existem possibilidades de utilização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, bem como de manter contratada uma quantidade de energia antes repassada para consumidores que

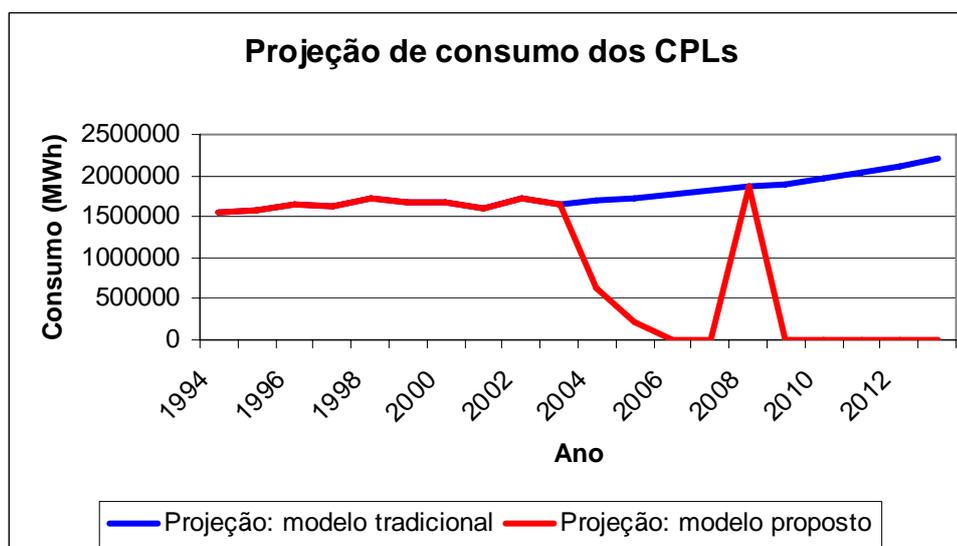
migraram para o ACL no estágio de penetração competitiva. Portanto, ainda podem ser verificadas as políticas de investimento e os cenários de CMO para o prazo de retorno de 1 ano, conforme os próximos cenários.

5.4.8 Cenário 8

O cenário 8 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 1 ano;
- Fator de Investimento de 0%; e
- Cenário de referência para o CMO.

Os resultados estão apresentados na Figura 5.10.



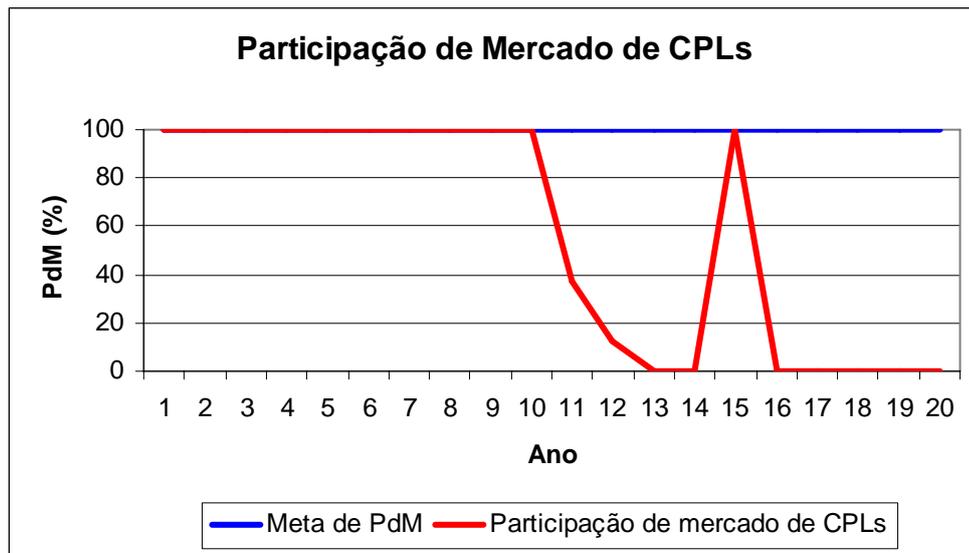


Figura 5.10 Cenário 8.

Reduzindo o prazo de retorno, os consumidores ficaram livres para adquirir energia no ACL durante o período em que os preços estavam mais baixos (estágios de penetração competitiva e de estabilidade de participação), de modo que todos os consumidores migraram até 2006. Em 2008, a elevação do preço em relação às tarifas fez com que os consumidores retornassem para o mercado da distribuidora. A partir de 2009, os produtos e serviços do ACL e os preços não tão elevados fazem com que os consumidores decidam migrar para este ambiente. Portanto, a distribuidora deve realizar investimentos em produtos e serviços, visando manter seu mercado mais atrativo. O estágio de concorrência de *commodity* ocorre a partir de 2008.

5.4.9 Cenário 9

O cenário 9 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 1 anos;
- Fator de Investimento de 30%; e
- Cenário de referência para o CMO.

Os resultados são mostrados na Figura 5.11.

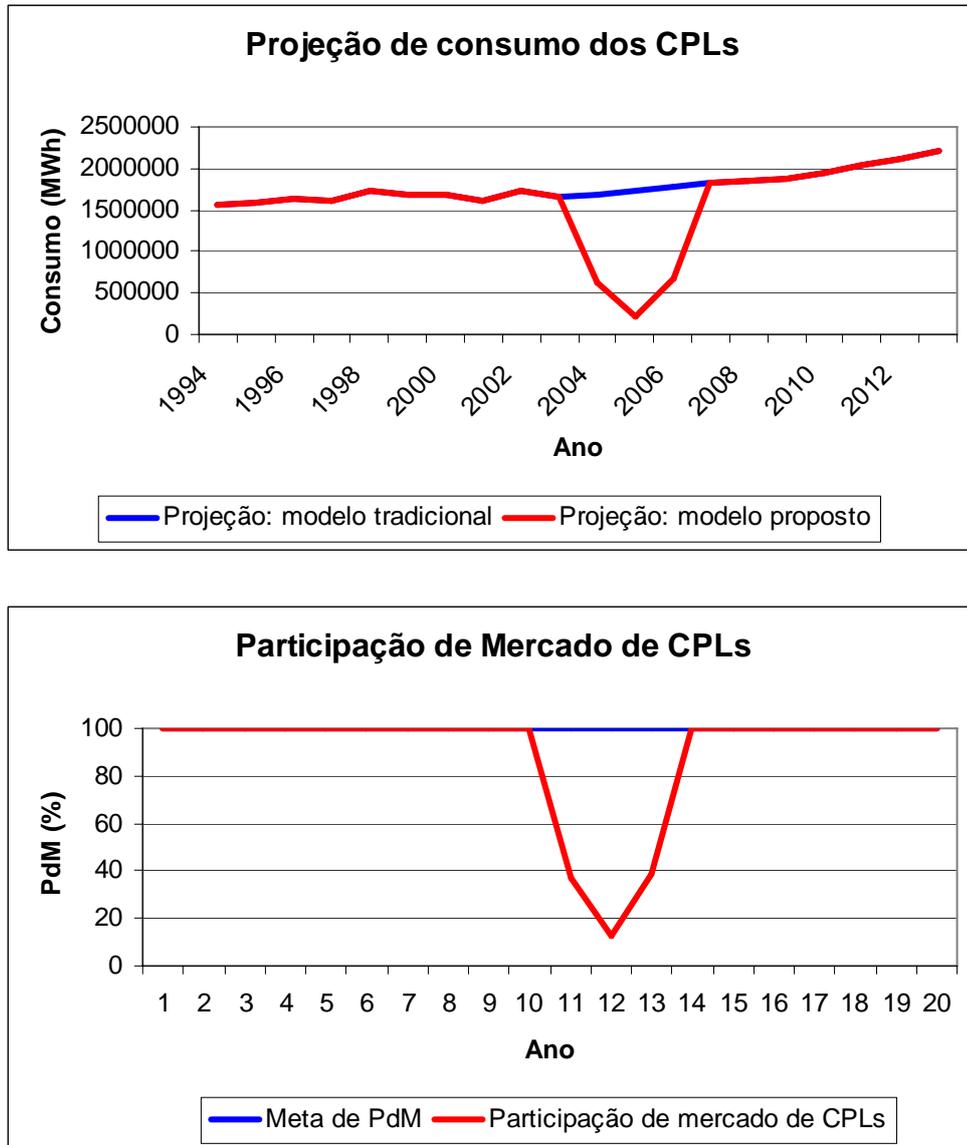


Figura 5.11 Cenário 9.

Verifica-se que os investimentos fizeram com que a meta de participação de mercado da distribuidora, durante o período de concorrência de *commodity* (a partir de 2006), fosse atingida. O próximo cenário verifica o impacto da mudança do cenário de CMO.

5.4.10 Cenário 10

O cenário 10 foi realizado de acordo com as seguintes premissas:

- Prazo de retorno de consumidores livres ao mercado de consumidores potencialmente livres de 1 ano;
- Fator de Investimento de 30%; e
- Cenário alto para o CMO.

A Figura 5.12 apresenta o cenário 10.

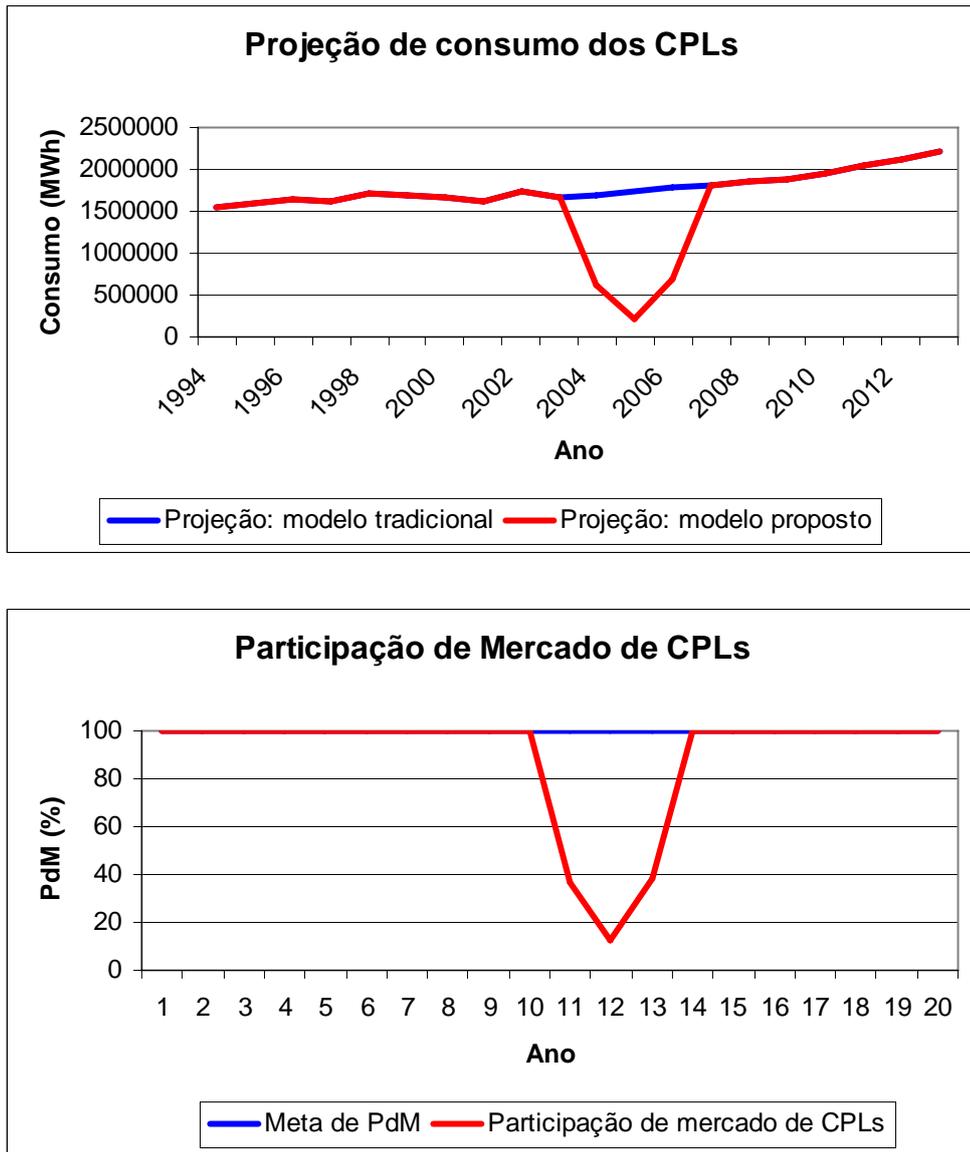


Figura 5.12 Cenário 10.

Os resultados obtidos para o cenário 10 foram os mesmos que para o cenário de referência para o CMO (cenário 9). Desta forma, esta estratégia assegura a distribuidora do risco de variação nos preços.

5.4.11 Análise de Resultados

Considerando que a distribuidora necessita verificar a quantidade de energia a contratar no leilão de energia nova, do tipo “A”-5, realizado em 2007 com início de suprimento em 2012, a Tabela 9 apresenta os resultados obtidos para este ano. Se a distribuidora baseasse sua contratação no modelo tradicional, teria contratado cerca de 2.118.892,00 MWh de energia a mais do que o necessário, uma vez que neste caso, estaria mantendo o prazo de retorno no seu valor máximo, de 5 anos, sem realizar investimentos em produtos e serviços. Isto é confirmado através da simulação utilizando o modelo proposto (cenário 2), onde, em 2012, todos os CPLs já se tornaram livres. Dependendo da representação do mercado de CPLs frente ao mercado global desta distribuidora, esta quantidade poderá exceder o limite de 3% de sobrecontratação, expondo a distribuidora ao mercado de curto prazo, onde os preços podem estar mais baixos do que o valor pago pela energia.

Tabela 9 Resultados dos Estudos de caso para 2012.

Cenário	Prazo de Retorno	Fator de Investimento	Cenário de CMO	Consumo (MWh)	PdM (%)
1	-	-	-	2.118.892,00	-
2	5	0%	Referência	0	0
3	5	30%	Referência	2.118.892,00	100
4	5	30%	Alto	0	0
5	3	0%	Referência	0	0
6	3	30%	Referência	2.118.892,00	100
7	3	30%	Alto	2.118.892,00	100
8	1	0%	Referência	0	0
9	1	30%	Referência	2.118.892,00	100
10	1	30%	Alto	2.118.892,00	100

Verifica-se que as estratégias da distribuidora sobre o prazo de retorno e sobre o fator de investimento, têm impacto significativo sobre a decisão dos consumidores. Isto mostra a importância de se realizar simulações de modo a verificar quais as melhores políticas a serem adotadas pela empresa, considerando os possíveis cenários de preços. A estratégia de não realizar investimentos em produtos e serviços e manter o prazo de retorno no valor máximo de 5 anos, definido pela legislação, a qual tem sido muito comum entre as distribuidoras, pode não ter representado uma elevada perda de mercado até o momento, resultando em uma participação de mercado de CPLs em torno de 75%.

A expectativa de que os preços no ACL estarão superiores nos próximos anos (Figura 5.1) pode levar as distribuidoras a acreditarem que sua participação de mercado não reduzirá. Deste modo, as distribuidoras estariam adotando o método tradicional de solução dos problemas apresentado no Capítulo 1, Figura 1.1, esperando o problema surgir para então tomar uma decisão. No entanto, as simulações mostram que as distribuidoras poderão perder todo seu mercado potencialmente livre a partir de 2009 se não adotarem estratégias para evitar a migração de consumidores para o ACL.

Dentre as estratégias simuladas, a que apresentou melhores resultados, para ambos os cenários de CMO, foi a utilização de prazo de retorno de 1 ano e fator de investimento de 30%, uma vez que o mercado de CPLs começa a crescer com um ano de antecedência em relação à estratégia de prazo de retorno de 3 anos.

5.5 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os resultados obtidos com simulações de diversas estratégias adotadas pela distribuidora, evidenciando o efeito destas estratégias sobre a evolução da demanda. A validação do modelo é realizada comparando-se os resultados obtidos com o modelo desenvolvido com o modo de referência. Verificou-se que os resultados apresentam a

característica do padrão estabelecido. Portanto, o modelo proposto reproduz o modo de referência, desde que sejam respeitadas as condições para utilização do mesmo e que sejam utilizados os dados de entrada apropriados para cada distribuidora.

Foram analisadas duas variáveis estratégicas da distribuidora, o prazo de retorno de consumidores ao mercado de CPLs e o Fator de Investimento. Outra variável que se pode analisar é a duração dos contratos no ACR, a qual foi mantida fixa em 1 ano para as simulações apresentadas. O prazo de retorno apresentou influência sobre os estágios de penetração competitiva, estabilidade de participação e concorrência de *commodity*. O Fator de Investimento apresentou influência somente sobre o estágio de concorrência de *commodity*, uma vez que os investimentos somente são realizados a partir do momento em que ocorre a perda de mercado, trazendo resultados para o ano posterior ao ano em que os investimentos foram realizados.

O risco de variações nos preços foi considerado através de cenários de CMOs. Este método é válido, uma vez que a técnica de cenários é utilizada para análise de decisões sob incerteza. Com isto, a distribuidora pode testar as políticas para os cenários mais prováveis, definindo as estratégias que trazem resultados adequados para todos ou a maioria deles. Nos cenários obtidos, verificou-se que a estratégia de adotar o prazo de retorno de 5 anos e Fator de Investimento de 30% traz o melhor resultado, entre as demais estratégias, para o cenário de referência do CMO. No entanto, a distribuidora estaria correndo o risco de perder todo o seu mercado caso se verificasse o cenário alto para o CMO. Mantendo-se o Fator de Investimento em 30% e reduzindo o prazo de retorno, os resultados foram melhores para o estágio de concorrência de *commodity*, em ambos os cenários de CMO, enquanto que para os estágios anteriores, apresentaram resultados piores.

Nota-se que o modelo captura a sensibilidade dos cenários de preços e das estratégias da distribuidora. Isto é explicado pelo fato de que, as decisões dos consumidores são

conseqüências diretas destes fatores. A tarifa da distribuidora é pouco sensível às variações nestes parâmetros, uma vez que a Parcela B é a única que sofre influência, a qual está limitada ao lucro da distribuidora. Além disto, a Parcela A, em geral, é maior que a Parcela B, pois é sobre ela que incidem os encargos e os custos com a compra de energia.

6 CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA

Este capítulo objetiva sintetizar as principais conclusões sobre os resultados das investigações conduzidas no presente trabalho e emitir recomendações para pesquisas posteriores.

6.1 CONTRIBUIÇÕES

No presente trabalho foi realizada uma análise da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sob o ponto de vista de estrutura organizacional, apresentando as regras de comercialização de energia elétrica vigentes e identificando o problema de planejamento do mercado consumidor de uma distribuidora, com uso da metodologia tradicional de projeção. Este problema é resultante da atual regulamentação do SEB, que possibilita consumidores, qualificados como livres, deixarem de adquirir energia elétrica de empresas de distribuição para adquirir de fornecedores do Ambiente de Contratação Livre, o que tem efeito no planejamento do mercado consumidor destas empresas.

A metodologia tradicional para planejamento do mercado consumidor não é adequada para o tratamento do problema identificado, pois não considera a dinâmica de migração de consumidores entre os ambientes de contratação regulado e livre. Esta metodologia apresentou resultados satisfatórios quando as empresas atuavam em regime de monopólio. Planejamento de mercado em ambiente de negócios competitivos exige uma abordagem dinâmica, integrando aspectos técnicos e estratégicos e a realimentação entre as variáveis que compõe o problema, o que é realizado com o modelo proposto.

O estudo das realimentações entre decisões dos consumidores e decisões da distribuidora mostrou-se importante no atual ambiente de negócios. As distribuidoras necessitam contratar energia elétrica com antecedência de até 5 anos, para, a partir de então, repassar a energia para os consumidores do seu mercado de fornecimento. A decisão do

consumidor potencialmente livre entre permanecer no mercado da distribuidora e migrar para o mercado livre influencia a demanda a ser contratada pela distribuidora. Por outro lado, a decisão da distribuidora em estabelecer o prazo de retorno para consumidores livres ao seu mercado e em investir na melhoria de seus produtos e serviços, como, por exemplo, estudo de efficientização para os clientes e tratamento diferenciado para os mesmos, influencia a decisão dos consumidores por seus fornecedores.

Para testar a eficácia do modelo proposto, foram realizados estudos de caso, com variações nas estratégias empresariais das distribuidoras e nos cenários de preços utilizados. Verificou-se que a estratégia tradicional das distribuidoras, de estipular um prazo de retorno de consumidores livres ao mercado regulado de cinco anos, sem realizar investimentos em produtos e serviços para os consumidores, as expõe ao risco de perda de seu mercado de consumidores potencialmente livres, no que se refere ao fornecimento de energia elétrica. Verificou-se que investir em produtos e serviços e reduzir o prazo de retorno constituem a alternativa mais adequada para atingir a meta de participação de mercado, pois a distribuidora eleva a qualidade de seus serviços, elevando a satisfação dos consumidores, e reduz o risco de exposição dos consumidores às variações nos preços da energia elétrica no mercado livre, pois permite que os consumidores livres possam retornar ao mercado da distribuidora com maior antecedência.

A técnica de abordagem do problema de planejamento da demanda, simulação dinâmica, e as variáveis consideradas no modelo proposto (tarifa, preço, política de investimento, etc.) representam uma evolução em relação à metodologia em uso pelas distribuidoras do SEB. No entanto, as investigações revelaram uma série de tópicos de pesquisa, mostradas a seguir.

6.2 TÓPICOS PARA PESQUISA

Empresas de distribuição precisam elaborar estratégias que resultem na maximização de sua participação de mercado potencialmente livre e precisam definir as quantidades de energia a serem contratados em cada tipo de leilão. O modelo proposto visa dar suporte a estas decisões, podendo ser melhorado, incluindo a possibilidade de autoprodução por parte de consumidores e de consumidores especiais adquirirem energia de fontes alternativas. Estas opções podem ser incluídas no modelo proposto considerando os custos relacionados a cada opção e o perfil dos consumidores que estão voltados a exercê-las. O perfil dos consumidores pode ser definido através de pesquisa direta com os mesmos. Os custos relacionados com a autoprodução envolvem investimentos em geradores e custo de combustíveis. Os custos com fontes alternativas podem ser obtidos através de pesquisa de mercado.

As comercializadoras de energia necessitam de estudos de flexibilização contratual e de precificação da energia elétrica. Existem vários trabalhos tratando do assunto de precificação, a maioria deles voltados para indústrias de outros países, podendo ser adaptados ao Setor Elétrico Brasileiro. A flexibilização contratual está relacionada a elaboração de contratos considerando o perfil dos consumidores, adaptados às necessidades dos mesmos e minimizando riscos para ambas as partes. A flexibilização contratual é um assunto novo na indústria de eletricidade, com pouca literatura a respeito. No entanto, já existem trabalhos tratando de tipos de contratos, como contratos futuros e contratos de opção, que podem contribuir para esta pesquisa.

Consumidores livres necessitam de ferramentas de projeção de sua demanda que lhes dêem suporte na contratação de energia elétrica, uma vez que são responsáveis pelo abastecimento da totalidade de sua demanda, sujeitos a aplicação de penalidades pelo descumprimento deste quesito. Neste caso, o modelo proposto pode ser simplificado e

complementado, com características específicas do consumidor, para tratar somente da projeção da demanda livre.

Consumidores livres e potencialmente livres necessitam de ferramentas de projeção para avaliar a melhor opção de fornecimento de sua demanda de energia elétrica, entre autoprodução, contratação no mercado livre e contratação no mercado regulado. A inclusão da alternativa de autoprodução, ao modelo aqui apresentado, permitiria que os consumidores potencialmente livres tivessem uma ferramenta de suporte à decisão mais completa.

Consumidores especiais precisam verificar quais as melhores opções entre as fontes alternativas e o mercado regulado, e os consumidores em geral precisam de estudos de efficientização, definindo os horários para manter diversos tipos de equipamentos operando, uma vez que pagam tarifas diferenciadas por horário de ponta e fora de ponta. Um trabalho na área de fontes alternativas, voltado ao problema de suporte à decisão, se faz necessário para atender esta questão aqui colocada.

Uma técnica de modelagem que poderia ser utilizada, além da simulação dinâmica, é a simulação de agentes (modelo de agentes). Para isto, seria necessário fazer um levantamento da aplicação da técnica para o tratamento do problema da reestruturação de setores de eletricidade, de modo a verificar o estado da arte para o planejamento da demanda de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000a. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº 412, de 24 de outubro de 2000b. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº 440, de 23 de outubro de 2001. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº 493, de 3 de setembro de 2002a. Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº 577, de 24 de outubro de 2002b. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, fixa os valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e estabelece a receita anual de instalações de conexão, referentes à Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE (Distribuição). **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução nº 570, de 23 de outubro de 2003. Homologa as tarifas de energia elétrica e as tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE - distribuição. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Homologatória nº 242, de 18 de outubro de 2004. Homologa o resultado da primeira revisão tarifária periódica e as tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE - Distribuição. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**, Brasília, abril, 2005a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Homologatória nº 234, de 18 de outubro de 2005b. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, estabelece a receita anual das instalações de conexão, fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, referentes à Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Homologatória nº 380, de 17 de outubro de 2006. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, estabelece a receita anual das instalações de conexão, fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, referentes à Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2007.

ALLEMAN, J.; NOAM, E. **The New Investment Theory of Real Options and its Implications**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2000. ISBN 0792377346.

ALMEIDA, A. A. A Comercialização de Energia Elétrica no Varejo: riscos e oportunidades. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais . . .** Curitiba: COPEL, 2005. p. 1-8.

AMORIM, J. M. B. et al. GERISCO : Um Sistema de Suporte à Decisão para Contratação de Energia Elétrica. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais . . .** Curitiba: COPEL, 2005. p. 1-8.

ANTON, H. **Cálculo: um novo horizonte**. Porto Alegre: Bookman, 2000. ISBN 0471153060.

ARAÚJO, J. L. R. H. **Modelos de Energia para Planejamento**. Monografia (Concurso de Professor Titular) - Programa de Engenharia Nuclear e Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1988.

ARMSTRONG, M.; COWEN, S.; VICKERS, J. **Regulatory Reform: economic analysis and british experience**. Cambridge: MIT Press, 1994. ISBN 0262510790.

AZEVEDO, E. M. Sistema de Apoio a Decisão para Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais . . .** Curitiba: COPEL, 2005. p. 1-8.

AZEVEDO, J. B. L.; VELLOSO, C. G.; DAVID, J. M. Projeção do Mercado de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Expansão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16., 2001, Campinas. **Anais . . .** Campinas: [s. n.], 2001.

BENAVIDES, J. Capacity Payments in a Predominantly Hydroelectric Spot Market. In: ANNUAL USAEE NATIONAL CONFERENCE, 18., 1997, [S. l.], **Proceedings . . .** [S. l.: s.h.], 1997. p. 168-172.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 set. 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 26 jul. 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2006.

BRENNAN, M. J.; TRIGEORGIS, L. **Project Flexibility, Agency, and Product Market Competition**: new developments in the theory and application of real options analysis. Oxford: Oxford University Press, 1999. ISBN 0195112695.

BENAVIDES, J. Capacity Payments in a Predominantly Hydroelectric Spot Market. In: ANNUAL USAEE NATIONAL CONFERENCE, 18., 1997, [S. l.], **Proceedings . . .** [S. l.: s.h.], 1997. p. 168-172.

BUNN, D.W. Evaluating the Effects of Privatising Electricity. **Journal of the Operational Research Society**, [S. l.], v. 45, n. 4, p. 367-375, 1994. Disponível em: <<http://www.stockton-press.co.uk/jor>>. Acesso em: out. 2006.

BUNN, D. W.; DAY, C.; VLAHOS, K. Understanding Latent Market Power in the Electricity Pool of England and Wales. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PRICING STRATEGIES (EPRI), 1998, [S. l.], **Proceedings . . .** [S. l.: s.h.], 1998. p. 1-10.

BUNN, D.W.; DYNER, I.; LARSEN, E. R. Modelling Latent Market Power Across Gas and Electricity Markets. **System Dynamics Review**, [S. l.], v. 14, n. 4, p. 271-288, 1997.

BUNN, D.W.; LARSEN, E. R. Sensitivity of Reserve Margin to Factors Influencing Investment Behaviour in the Electricity Market of England and Wales. **Energy Policy**, [S. l.], v. 20, n. 5, p. 420-429, mai. 1992. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: out. 2006.

BUNN, D.W., LARSEN, E. R. **Systems Modelling for Energy Policy**. New York: J. Wiley, p. 303-325, 1997. ISBN 0471957941.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE, 2007. <<http://www.ccee.gov.br/>>.

- CASTELO BRANCO, A. C. G. O. **Projeção de Demanda de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade de Salvador, Salvador, 2003.
- CASTRO, R.; FILHO, C. L. Análise de Decisões sob Incertezas para Investimento e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais . . .** Curitiba: COPEL, 2005. p. 1-8.
- COSTA, R. N. P. **Previsão do Mercado de Energia Elétrica de Curto Prazo: uma abordagem de série de tempo**. Dissertação (Mestrado), Universidade de São Paulo, São Paulo, 1994.
- DIXIT, A. Entry and Risk Decision under Uncertainty. **Journal of Political Economy**, [S. l.], v. 97, n. 3, p. 620–638, 1989. Disponível em: <<http://proquest.umi.com/pqdlink?Ver=1&Exp=02-20-2012&RQT=318&PMID=28863&cfc=1>>. Acesso em: 2006.
- DIXIT, A.; PINDYCK, R. **Investment under Uncertainty**. Princeton: Princeton University Press, 1994. ISBN 0691034109.
- DYNER, I.; LARSEN, E. R. From Planning to Strategy in the Electricity Industry. **Energy Policy**, [S. l.], v. 29, p. 1145-1154, 2001. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: 2006.
- DYNER, I.; SMITH, R.; PEÑA, G. System Dynamics Modelling for Residential Energy Efficiency Analysis and Management. **Journal of the Operational Research Society**, [S. l.], v. 46, p. 1163–1173, 1995. Disponível em: <<http://www.stockton-press.co.uk/jor>>. Acesso em: 2006.
- FARIA, S. N. G. **Um Modelo Integrado de Previsão do Mercado de Energia Elétrica a Longo Prazo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.
- FORD, A. Using Simulation for Policy Evaluation in the Electric Utility Industry. **Simulation**, [S. l.], v. 40, p. 85-92, 1983.
- FORD, A. Estimating the Impact of Efficiency Standards on the Uncertainty of the Northwest Electric System. **Operations Research**, [S. l.], v. 38, p. 580-597, 1990. Disponível em: <<http://proquest.umi.com/pqdlink?Ver=1&Exp=02-20-2012&RQT=318&PMID=15504>>. Acesso em: 2006.
- FORD, A. System Dynamics and the Electric Power Industry. **System Dynamics Review**, [S. l.], v. 13, n. 1, p. 53-86, 1997.
- FORD, A. **Modeling the Environment**. Covelo: Island Press, 1999. ISBN 1559636017.
- FORD, A. Waiting for the Boom: a simulation study of power plant construction in california. **Energy Policy**, [S. l.], v. 29, n. 11, p. 847-869, 2001. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: 2006.

FORD, A., BULL, M. Using System Dynamics for Conservation Policy Analysis in the Pacific Northwest. **System Dynamics Review**, [S. l.], v. 5, n. 1, p. 1-16, 1989.

FORRESTER, J. W. **Industrial Dynamics**. Portland: Productivity Press, 1961. ISBN 0915299879.

GARY, S; LARSEN, E. R. Improving Firm Performance in Out-of-Equilibrium, Deregulated Markets Using Feedback Simulation Models. **Energy Policy**, [S. l.], v. 28, p. 845-855, 2000. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: out. 2006.

GORENSTIN, B. G.; CAMPODÓNICO, N. M.; COSTA, J. P.; PEREIRA, M. V. F. Power System Planning Under Uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l.], v. 18, n. 1, fev. 1993.

GRANT, R. **Contemporary Strategy Analysis**. Malden: Blackwell Publishers, 1998. ISBN 1405163097.

GREINER, P. Posicionamento sobre as Transformações Estruturais da Área Energética no Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, [S. l.], v. 4, n. 1, pp. 115-34, 1995.

GREEN, R. Electricity Transmission Pricing: an International Comparison. **Utilities Policy**, [S. l.], v. 6, p. 177-184, 1997. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/journal/09571787>>. Acesso em: 2006.

GUIMARÃES, A. R. **Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda**. Tese (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2006.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. New York: J. Wiley, 1996. ISBN 0471957828.

KOTLER, P. **Administração de Marketing: análise, planejamento, implementação e controle**. São Paulo: Atlas S.A., 1998. ISBN 8522411638.

LARSEN, E.R.; BUNN, D.W. Deregulation in Electricity: understanding strategic and regulatory risk. **Journal of the Operational Research Society**, [S. l.], v. 50, n. 4, p. 337-344, 1999. Disponível em: <<http://www.stockton-press.co.uk/jor>>. Acesso em: out. 2006.

LOMI, A.; LARSEN, E. R. Learning Without Experience: understanding the strategic implications of deregulation in the electricity industry. **European Management Journal**, [S. l.], v. 17, n. 2, p. 151-163, 1999.

LOTERO, R. C. **A Eficiência Econômica na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: uma abordagem através da economia dos custos de transação**. 1999. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

LYNEIS, J. Preparing for a Competitive Environment: developing strategies for america's electric utilities. In: BUNN, D.W., LARSEN, E. R. **Systems Modelling for Energy Policy**. New York: J. Wiley, 1997. p. 273-301. ISBN 0471957941.

LYNEIS, J. M. System Dynamics for Market Forecasting and Structural Analysis. **System Dynamics Review**, [S. l.], v. 16, n. 1, p. 3-25, 2000.

MASILI, G. S. **Metodologia e Software para Simulação de Leilões de Energia Elétrica do Mercado Brasileiro**. Dissertação (Mestrado) - Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

MENDES, D. P. et al. Regulação da Compra de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais . . .** Curitiba: COPEL, 2005. p. 1-8.

MIDTTUN, A. THOMAS, S. Theoretical Ambiguity and the Weight of Historical Heritage: a Comparative Study of the British and Norwegian Electricity Liberalization. **Energy Policy**, [S. l.], v. 26, n. 3, p. 179-197, 1998. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: out. 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, DF: MME, dez. 2003.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Alternativas de Modelos, Estrutura, Capacitação e Instrumentos Formais para Órgãos Reguladores Estaduais**. Brasília, DF: MME, 1999.

MOORHOUSE, J. C. Competitive Markets for Electricity Generation. **The Cato Journal**, [S. l.], v. 14, p. 421-442, 1995.

MUNHOZ, F. C. **Metodologia e Software para Fixação de Lances em Leilões de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

NAIL, R. **Managing the Energy Transition: a system dynamics search for alternatives to oil and gas**. Ballinger: Cambridge, 1977. ISBN 088410608X.

NASCIMENTO, J. G. A. et al. Considerações Sobre as Mudanças Institucionais no Setor Elétrico Brasileiro. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 14., 1997, Belém. **Anais . . .** Belém: [s. n.], 1997.

NEUBAUER, F.; WESTMAN, E.; FORD, A. Applying Planning Models to Study New Competition: analysis for the bonneville power administration. **Energy Policy**, [S. l.], v. 25, n. 3, p. 273-280, 1997. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: out. 2006.

NEWBERY, D. M. Power Markets and Market Power. **Energy Journal**, [S. l.], v. 16, p. 39-66, 1995. Disponível em: <<http://proquest.umi.com/pqdlink?Ver=1&Exp=02-20-2012&RQT=318&PMID=17591>>. Acesso em: 2006.

OLSEN, O. J. **Competition in the Electricity Supply Industry: experience from europe and the united states**. Copenhagen: DJOF Publishing, 1995. ISBN 8757473218.

OLSINA, F.; GARCÉS, F.; HAUBRICH, H. J. Modeling Long-term Dynamics of Electricity Markets. **Energy Policy**, [S. l.], v. 34, p. 1411-1433, 2006. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: out. 2006.

OSTER, S. M. **Modern Competitive Analysis**. Oxford: Oxford University Press, 1994. ISBN 019507579X.

PEREIRA, M. V. F.; MCCOY, M. F.; MERYLL, H. M. Managing Risk in the New Power Business. **IEEE Computer Applications in Power**, New York, v. 13, n. 2, p. 18-24, abr. 2000.

PIDD, M. **Modelagem Empresarial: ferramentas para tomada de decisão**. Porto Alegre: Artes Médicas Sul Ltda., 1998. ISBN 8573073527.

PORRUA, F. **Metodologia para Precificação e Análise do Risco de Contratação entre Submercados no Setor Elétrico Brasileiro**. 2005. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

PORTER, M. E. **Competitive Strategy**. New York: Free Press, 1980. ISBN 0743260880.

SCHOEMAKER, P. J. H. scenario planning: a tool for strategic thinking. **Sloan Management Review**, Boston, v. 36, n. 2, p. 25–40, 1995.

SCHUCH, G. B. **Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo**. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

SCHWARTZ, P. **Art of the Long View**. New York: Currency, 1991. ISBN 0385267312.

SENGE, P. M. **A Quinta Disciplina: arte e prática da organização que aprende**. São Paulo: Best Seller, 1998. ISBN 8571236216.

STERMAN, J. D. **Business Dynamics: systems thinking and modeling for a complex world**. Irwin: McGraw-Hill, 2000. ISBN 0072311355.

SUSTERAS, G. S. **Aplicação de Algoritmos Genéticos para Previsão do Comportamento das Distribuidoras como Apoio à Estratégia de Comercialização de Energia de Agentes Geradores**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

WACK, P. Scenarios: uncharted waters ahead. **Harvard Business Review**, [S. l.], v. 63, p. 73–90, 1985a.

WACK, P. Scenarios: shooting the rapids. **Harvard Business Review**, [S. l.], v. 63, p. 131–142, 1985b.

WIKIPÉDIA. Disponível em: <<http://www.wikipedia.org>>. Acesso em: 2007.

PUBLICAÇÕES RELACIONADAS À DISSERTAÇÃO

SILVA, M. F. A.; SCHUCH, G. B.; BOFF, D. Modelo de Projeção de Demanda Considerando a Migração de Consumidores entre os Ambientes Regulado e Livre. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 16., 2006, Salvador. **Anais . . .** Salvador: UFBA, 2006. p. 1327-1332.

SILVA, M. F. A.; SCHUCH, G. B.; BOFF, D. Consideração de Estratégias na Modelagem da Projeção de Demanda de Empresas de Distribuição no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica. In: CONGRESO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, Buenos Aires, 2006. **Anais . . .** Buenos Aires: [s. n.], 2006.

BOFF, D.; SILVA, M. F. A.; SCHUCH, G. B. Efeitos do Novo Marco Regulatório na Participação de Mercado de Empresas Comercializadoras de Energia Elétrica. In: CONGRESO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, Buenos Aires, 2006. **Anais . . .** Buenos Aires: [s. n.], 2006.

ANEXO A

Modelo Tradicional de Projeção de Demanda.

ANEXO A: MODELO TRADICIONAL DE PROJEÇÃO DE DEMANDA

A.1 INTRODUÇÃO

A metodologia e o modelo tradicional de projeção de demanda, baseado na Portaria DNAEE nº 760, de julho de 1976 e retirada de Castelo Branco (2003), para as classes de consumo residencial, comercial, poderes públicos e iluminação pública, serviços públicos, rural e consumo próprio e irrigação estão descritos a seguir. A metodologia tradicional de projeção para a classe industrial está descrita no Capítulo 3 e o modelo tradicional para esta classe está descrito no Capítulo 4.

A.2 CLASSE RESIDENCIAL

A projeção de consumo da classe residencial tem sido obtida conforme o esquema da Figura A.1.

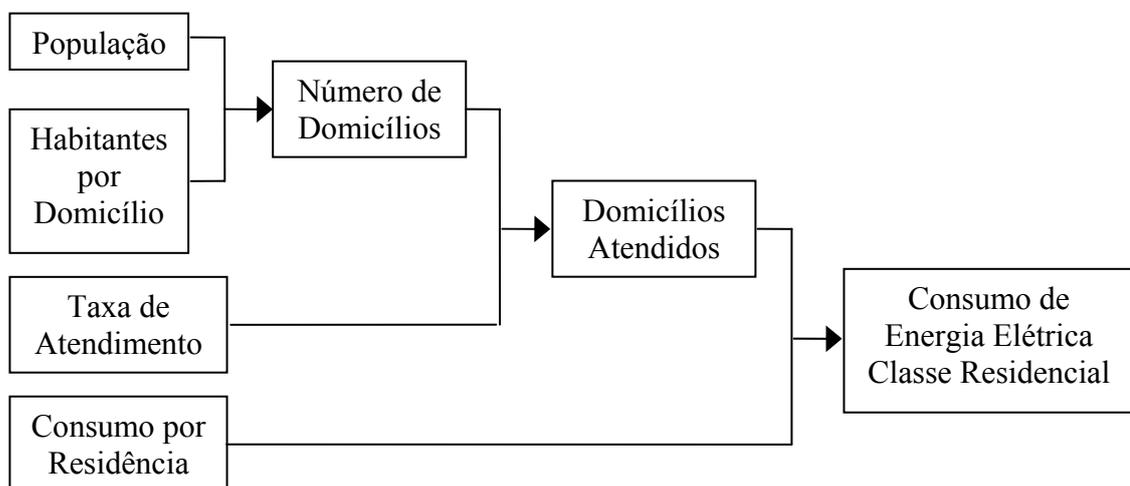


Figura A.1 Projeção de consumo residencial: metodologia tradicional.

Fonte: retirada de Castelo Branco (2003).

Trata-se de correlacionar os dados históricos de população da área de atuação da concessionária aos números de consumidores residenciais. De posse da projeção populacional obtém-se a previsão do número de consumidores residenciais. Posteriormente, utilizam-se os

dados históricos do consumo residencial por consumidor, aplicando o ajuste de curvas e extrapolação¹⁶ dos dados para o período desejado. Por fim, multiplicam-se os dados referentes à previsão do número de consumidores com os dados de consumo por residência, obtendo-se a previsão do consumo residencial de energia elétrica (COSTA, 1994).

Seguindo a metodologia apresentada, faz-se a projeção do consumo por residência e do número de domicílios, obtendo-se a partir destes o consumo global da classe residencial. O consumo por residência é influenciado pela renda *per capita* e pelas tarifas, podendo haver programas de efficientização.

A renda *per capita* é a relação entre o PIB e a população, cuja equação é apresentada a seguir:

$$RPC_i = \frac{PIB_i}{Pop_i} \quad (24)$$

Onde:

RPC_i = Renda *per capita* [R\$/habitante];

PIB_i = Cenário do produto interno bruto no ano i [R\$]; e

Pop_i = Cenário populacional no ano i [habitantes].

O efeito da renda no consumo é dado pela taxa de crescimento da renda em um determinado período, como está demonstrado a seguir:

$$ER_i = \frac{RPC_i}{RPC_{i-k}} \quad (25)$$

Onde:

ER_i = Efeito da renda no ano i [%];

¹⁶ Os dados históricos de consumo residencial por consumidor devem ser regredidos contra o tempo, utilizando-se do ajuste de curvas linear, quadrática, logarítmica ou exponencial, de acordo com o melhor ajustamento, e a partir de então extrapolados para o horizonte desejado (COSTA, 1994).

RPC_i = Renda *per capita* no ano i [R\$/hab]; e

RPC_{i-k} = Renda *per capita* no ano $i - k$ [R\$/hab].

k = atraso no tempo considerado no cálculo da taxa de crescimento da renda [anos]

Alterações na renda do consumidor têm efeito no consumo por residência. Estas alterações são representadas pela expressão (26).

$$CPR1_i = CPR2_i + CPR2_i \cdot ER_i \quad (26)$$

Onde:

$CPR1_i$ = Consumo por residência considerando somente a renda no ano i [MWh/dom];

$CPR2_i$ = Extrapolação do consumo por residência no ano i [MWh/dom]; e

ER_i = Efeito da renda no ano i .

O efeito da tarifa no consumo residencial é representado através da elasticidade entre consumo e tarifa, que por sua vez, ocorre com um atraso n em anos. Por conseguinte, tem-se:

$$ET_i = Tar Pr oj_{i-n} \cdot Elast \quad (27)$$

Onde:

ET_i = Efeito da tarifa;

$Tar Pr oj_{i-n}$ = Cenários tarifários [R\$/MWh];

$Elast$ = Elasticidade do consumo em relação à tarifa [MWh/R\$]; e

n = Atraso no tempo considerado no efeito da tarifa [anos].

O consumo final por residência depende da eficientização e do efeito da tarifa, sendo dado por:

$$CPR_i = CPR1_i - CPR1_i \cdot (ET_i + Ef_i) \quad (28)$$

Onde:

CPR_i = Consumo final por residência [MWh/dom];

$CPR1_i$ = Consumo por residência considerando somente a renda no ano i [MWh/dom];

ET_i = Efeito da tarifa no ano i ; e

Ef_i = Eficientização no ano i .

O número de domicílios atendidos depende do número total de domicílios, da taxa de atendimento e da externalidade (domicílios atendidos resultantes de programas sociais), ou seja:

$$NDA_i = NTD_i \cdot TA_i + E_i \quad (29)$$

Onde:

NDA_i = Número de domicílios atendidos no ano i [domicílios];

NTD_i = Número total de domicílios no ano i [domicílios];

TA_i = Taxa de atendimento no ano i [% a.a.];

E_i = Externalidades no ano i [domicílios]; e

i = Índice do ano.

O número total de domicílios atendidos é a relação entre a população e o número de habitantes por domicílio. A expressão (30) mostra esta relação.

$$NTD_i = \frac{Pop_i}{Habd_i} \quad (30)$$

Onde:

NTD_i = Número total de domicílios no ano i [domicílios]; e

$Habd_i$ = Habitantes por domicílio no ano i [hab/dom];

Define-se, então, o consumo global da classe residencial como:

$$CR_i = CPR_i \cdot NDA_i - Conserv \quad (31)$$

Onde:

CR_i = consumo global da classe residencial [MWh];

CPR_i = consumo final por residência [MWh/dom];

NDA_i = número de domicílios atendidos no ano i [domicílios]; e

$Conserv$ = conservação [MWh].

As variáveis consumo por residência, taxa de atendimento, habitantes por domicílio e conservação são obtidas por ajustes de curva.

A.3 CLASSE COMERCIAL

De acordo com a Portaria DNAEE nº 760, de julho de 1976, a projeção de consumo da classe comercial agrega o consumo de atividades voltadas ao comércio ou à prestação de serviços em geral, como por exemplo, lazer, educação, saúde, entre outras. Para fins de projeção, esta classe tem sido desagregada em dois segmentos: comercial especial (grandes consumidores) e comercial tradicional, conforme mostra a Figura A.2.

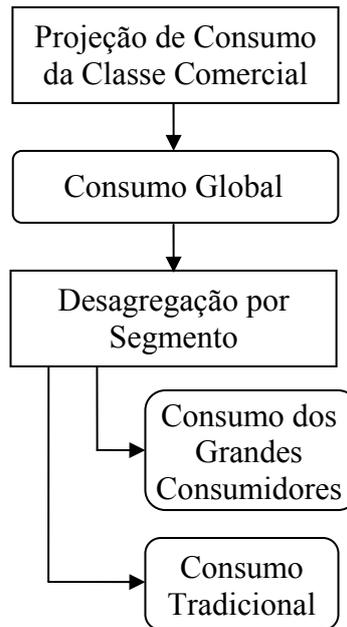


Figura A.2 Projeção de consumo da classe comercial: metodologia tradicional.

Fonte: retirada de Castelo Branco (2003).

O critério adotado para a desagregação do consumo comercial é o mesmo adotado para a classe industrial.

A crescente utilização de eletrodomésticos, a difusão da climatização de ambientes, a disseminação do uso de computadores pessoais para uso doméstico ou profissional, associada à descentralização dos ambientes de trabalho, entre outros fatores, faz com que o consumo comercial tradicional (consumo tradicional) apresente alto grau de correlação com o consumo da classe residencial. Isto explica porque o consumo comercial é projetado por correlação com o consumo residencial, levando em conta, também, a tendência histórica do segmento.

O incremento de demanda associado a programas especiais de incentivos, seja de origem governamental (universalização, p. ex.), seja estimulado por setores comerciais e industriais (implantação de *shopping centers*, p. ex.) em geral não se enquadram no consumo tradicional e devem ser estimados de forma individualizada. Deste modo, esta demanda é projetada por analogia com outros estabelecimentos (centros comerciais, p. ex.) do mesmo ramo de atividade e posteriormente agregado à projeção global do segmento tradicional.

A demanda de grandes consumidores (consumo especial) é projetada a partir de resultados de pesquisas junto aos clientes. Alternativamente, podem ser utilizados os valores de contrato de suprimento destes consumidores junto à concessionária local, para o horizonte destes contratos; para os anos seguintes, esta demanda é projetada por correlação com o consumo residencial.

Define-se abaixo o fator de correlação do consumo tradicional.

$$Corel_i = \frac{CCtH_i}{CRH_i} \quad (32)$$

$$FCorel = \frac{\sum_{i=1}^N Corel_i}{N} \quad (33)$$

Onde:

$FCorel$ = Fator de correlação do consumo comercial tradicional com o residencial;

$Corel_i$ = Correlação correspondente ao ano i ;

$CCtH_i$ = Histórico do consumo da classe comercial tradicional ano i [MWh];

CRH_i = Histórico do consumo da classe residencial no ano i [MWh];

N = Número de anos da série histórica [anos]; e

i = índice do ano.

A projeção da classe comercial tradicional é, então, definida a partir da projeção residencial e de sua respectiva correlação:

$$CCt_i = Et_i + CR_i \cdot FCorel \quad (34)$$

Onde:

CCt_i = Consumo industrial tradicional projetado para o ano i [MWh];

Et_i = Externalidades do consumo tradicional no ano i [MWh];

CR_i = Consumo global da classe residencial [MWh]; e

FC_{corel} = Fator de correlação do consumo comercial tradicional com o residencial.

Para a elaboração do cenário da classe comercial especial, são necessários cenários de demanda e fator de carga. Calcula-se a projeção do fator de carga utilizando sua taxa de crescimento. A taxa de crescimento é definida em (35), e é calculada para o consumo na ponta e fora dela. Tem-se, portanto, taxas distintas de crescimento para o consumo de ponta e fora de ponta, já que, apesar do cálculo ser efetuado da mesma maneira, os valores das séries são distintos. O cenário da demanda da classe especial até o sexto ano é fornecido pelos próprios consumidores, e nos anos subsequentes é considerada nula. Também se faz distinção entre demanda na ponta e fora dela.

$$TaxaFC_i = \frac{FC_i}{FC_{i-1}} \quad (35)$$

Onde:

$TaxaFC_i$ = Taxa de crescimento do fator de carga no ano i ;

FC_i = Fator de carga do ano i ; e

FC_{i-1} = Fator de carga do ano $i - 1$.

A projeção da classe especial subdivide-se em projeção na ponta e projeção fora da ponta. Sendo assim, calculam-se dois fatores de correlação com o residencial, um para consumo na ponta, definido em (36), e outro, fora, definido em (37).

$$Corelp_i = \frac{CCeHp_i}{CRH_i} \quad (36)$$

$$Corelf_i = \frac{CCeHf_i}{CRH_i} \quad (37)$$

Onde:

$Corelp_i$ = Correlação para consumo na ponta correspondente ao ano i ;

$Corelf_i$ = Correlação para consumo fora da ponta correspondente ao ano i ;

$CCeHp_i$ = Histórico do consumo de ponta da classe comercial especial no ano i [MWh];

$CCeHf_i$ = Histórico do consumo fora de ponta da classe comercial especial no ano i [MWh];

e

CRH_i = Histórico do consumo da classe residencial no ano i [MWh].

Calcula-se, de forma análoga ao consumo tradicional da classe, os fatores de correlação, definidos em (38) e (39).

$$FCorelp = \frac{\sum_{i=1}^N Corelp_i}{N} \quad (38)$$

$$FCorelf = \frac{\sum_{i=1}^N Corelf_i}{N} \quad (39)$$

Onde:

$FCorelp$ = Fator de correlação do consumo comercial especial com o residencial na ponta;

$FCorelf$ = Fator de correlação do consumo comercial especial com o residencial fora da ponta;

$Corelp_i$ = Correlação para consumo na ponta correspondente ao ano i ;

$Corelf_i$ = Correlação para consumo fora da ponta correspondente ao ano i ; e

A = Número de anos da série histórica [anos].

Definidas as variáveis necessárias, segue-se para a projeção do consumo comercial especial na ponta e fora dela. Para os seis primeiros anos da projeção, as equações (40) e (41) definem, respectivamente, o consumo na ponta e fora dela.

$$CCepA_i = Exp_i + FCp_i \cdot Dp_i \cdot Hp_i \quad (40)$$

$$CCefA_i = Exf_i + FCf_i \cdot Df_i \cdot Hf_i \quad (41)$$

Onde:

$CCepA_i$ = Consumo comercial especial na ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

$CCefA_i$ = Consumo comercial especial fora da ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

FCp_i = Fator de carga na ponta no ano i ;

FCf_i = Fator de carga fora da ponta no ano i ;

Hp_i = Número de horas na ponta no ano i [horas/ano];

Hf_i = Número de horas fora da ponta no ano i [horas/ano];

Dp_i = Demanda na ponta contratada para o ano i [MW];

Df_i = Demanda fora da ponta contratada para o ano i [MW];

Exp_i = Expansão na ponta no ano i [MWh]; e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i [MWh].

Para os anos consecutivos, utilizam-se as fórmulas (42) e (43).

$$CCepB_i = CR_i \cdot FC_{orelp} \quad (42)$$

$$CCefB_i = CR_i \cdot FC_{orelf} \quad (43)$$

Onde:

$CCepB_i$ = Consumo comercial especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh];

$CCefB_i$ = Consumo comercial especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh] ;

$FCorelp$ = Fator de correlação do consumo comercial especial com o residencial na ponta; e

$FCorelf$ = Fator de correlação do consumo comercial especial com o residencial fora da ponta.

Somam-se todos os consumos para se ter o consumo da classe comercial, conforme a equação (44).

$$CCet_i = CCt_i + CCepA_i + CCefA_i + CCepB_i + CCefB_i + Ee_i \quad (44)$$

Onde:

$CCet_i$ = Consumo da classe comercial sem a eficientização no ano i [MWh];

CCt_i = Consumo industrial tradicional projetado para o ano i [MWh];

$CCepA_i$ = Consumo comercial especial na ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

$CCefA_i$ = Consumo comercial especial fora da ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

$CCepB_i$ = Consumo comercial especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh];

$CCefB_i$ = Consumo comercial especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh]; e

Ee_i = Externalidades dos grandes consumidores no ano i [MWh].

Para finalizar a projeção, adiciona-se ao modelo a eficientização, chegando ao consumo global final da classe, definido na expressão (45).

$$CC_i = CCet_i + CCet_i.Ef_i \quad (45)$$

Onde:

CC_i = Consumo global final da classe comercial referente ao ano i [MWh];

$CCet_i$ = Consumo da classe comercial sem a eficientização no ano i [MWh]; e

Ef_i = Eficientização da classe comercial no ano [%].

A.4 CLASSES PODERES PÚBLICOS E ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A projeção do consumo das classes poderes públicos e iluminação pública é feita também por correlação com o consumo residencial, com exceção dos grandes consumidores, que são projetados individualmente. De forma similar aos grandes consumidores industriais e comerciais, esta projeção individual se apóia em pesquisa direta junto aos clientes da distribuidora.

Para a classe iluminação pública, além da técnica anterior, pode-se utilizar a informação disponível sobre a expansão dos serviços de iluminação, bem como a extrapolação de dados históricos. A projeção desta classe pode ser realizada também através da relação entre a demanda efetiva (Watt) de iluminação pública e o número de consumidores residenciais, levando em consideração o histórico da classe.

Para as classes poderes públicos e iluminação pública, a projeção de demanda é realizada através da correlação com o consumo residencial, conforme a equação (46). O fator de correlação é definido na equação (47). A formulação apresentada refere-se à classe de consumo poderes públicos, mas aplica-se, também, para a classe iluminação pública.

$$Corel_i = \frac{CPPH_i}{CRH_i} \quad (46)$$

$$FCorel = \frac{\sum_{i=1}^N Corel_i}{N} \quad (47)$$

Onde:

$FCorel$ = Fator de correlação da classe poderes públicos com a residencial;

$Corel_i$ = Correlação correspondente ao ano i ;

$CPPH_i$ = Histórico do consumo da classe comercial tradicional ano i [MWh];

CRH_i = Histórico do consumo da classe residencial no ano i [MWh];

N = Número de anos da série histórica [anos]; e

i = índice do ano.

Calcula-se o consumo da classe com base no fator obtido em (48).

$$Consumo_i = E_i + CR_i.FCorel \quad (48)$$

Onde:

$Consumo_i$ = Consumo da classe no ano i [MWh];

E_i = Externalidades da classe poderes públicos no ano i [MWh];

CR_i = Consumo global da classe residencial [MWh]; e

$FCorel$ = Fator de correlação da classe poderes públicos com a residencial.

O consumo global da classe de consumo poderes públicos é calculado por meio da equação (49), na qual adiciona-se a eficientização ao modelo.

$$CPP_i = Consumo_i - (Consumo_i.Ef_i) \quad (49)$$

Onde:

CPP_i = Consumo global da classe poderes públicos referente ao ano i [MWh];

$Consumo_i$ = Consumo da classe no ano i [MWh]; e

Ef_i = Eficientização no ano i .

A.5 CLASSE SERVIÇOS PÚBLICOS

A classe serviços públicos é separada, para fins de projeção, em dois segmentos: água, esgoto e saneamento e tração elétrica. O primeiro segmento é subdividido, por sua vez, em consumo tradicional e grandes consumidores. A Figura A.3 ilustra as formas de desagregação realizadas na projeção de consumo desta classe.

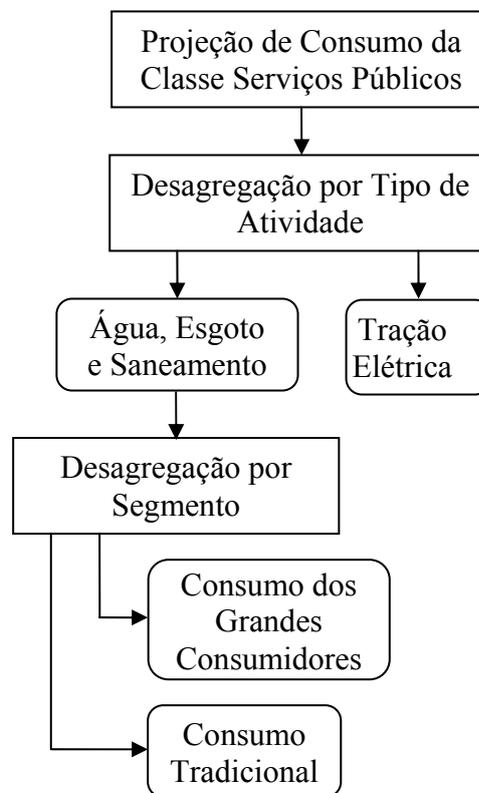


Figura A.3 Projeção de consumo da classe de serviços públicos: metodologia tradicional.

Fonte: retirada de Castelo Branco (2003).

Nos seis primeiros anos, a projeção é realizada a partir de pesquisa direta junto aos consumidores, ou a partir de informações da carga contratada para o período; para os anos seguintes, é projetada por correlação com o consumo residencial. O consumo tradicional é projetado por correlação com o consumo residencial ou por extrapolação da tendência histórica deste segmento.

Para o segmento tração elétrica, a projeção é realizada utilizando-se a evolução histórica verificada e através de pesquisa sobre programas de instalação e expansão desse serviço.

O método para projeção de consumo de energia elétrica da classe de consumo serviços públicos é distinto para tração elétrica e água esgoto e saneamento. Para o cálculo do bloco da tração elétrica, é feita uma extrapolação do histórico do consumo, que é adicionado às externalidades e ao plano de expansão, conforme (50).

$$CSPte_i = Extrap_i + Ete_i + Ex_i \quad (50)$$

Onde:

$CSPte_i$ = Consumo do bloco de tração elétrica da classe serviços públicos no ano i [MWh];

$Extrap_i$ = Extrapolação do histórico do consumo correspondente ao ano i [MWh];

Ete_i = Externalidades do bloco tração elétrica no ano i [MWh]; e

Ex_i = Expansão planejada para o ano i [MWh].

Projeta-se, então, o bloco de água, esgoto e saneamento. Este bloco se divide em projeção do consumo da classe tradicional e projeção do consumo da classe especial, e ambas se baseiam em fatores de correlação com o residencial, e, portanto, dependem da projeção desta classe de consumidores. Define-se abaixo o fator de correlação do consumo tradicional.

$$Corel_i = \frac{CSPaestH_i}{CRH_i} \quad (51)$$

$$FCorel = \frac{\sum_{i=1}^N Corel_i}{N} \quad (52)$$

Onde:

$FCorel$ = Fator de correlação do consumo da classe serviços públicos tradicional com o residencial;

$Corel_i$ = Correlação correspondente ao ano i ;

$CSPtH_i$ = Histórico do consumo da classe serviços públicos, bloco de água, esgoto e saneamento, tradicional no ano i [MWh];

CRH_i = Histórico do consumo da classe residencial no ano i [MWh];

N = Número de anos da série histórica [anos]; e

i = índice do ano.

A projeção da classe serviços públicos, bloco de água, saneamento e esgoto tradicional é, então, definida a partir da projeção residencial e de sua respectiva correlação:

$$CSPt_i = CR_i \cdot FCorel \quad (53)$$

Onde:

$CSPt_i$ = Consumo da classe serviços públicos, bloco de água, esgoto e saneamento, tradicional no ano i [MWh];

CR_i = Consumo global da classe residencial [MWh]; e

$FCorel$ = Fator de correlação do consumo da classe serviços públicos tradicional com o residencial.

Para a elaboração do cenário dos consumidores especiais da classe, são necessários cenários de demanda e fator de carga. Calcula-se a projeção do fator de carga utilizando sua taxa de crescimento, ou arbitrando outra, caso seja mais conveniente. A taxa de crescimento é definida em (54), e é calculada para o consumo na ponta e fora dela. Tem-se, portanto, taxas distintas de crescimento para o consumo de ponta e fora de ponta, já que, apesar do cálculo ser efetuado da mesma maneira, os valores das séries são distintos. O cenário da demanda dos

consumidores especiais até o sexto ano é fornecido pelos próprios consumidores, e nos anos subsequentes é considerada nula. Também se faz distinção entre demanda na ponta e fora dela.

$$TaxaFC_i = \frac{FC_i}{FC_{i-1}} \quad (54)$$

Onde:

$TaxaFC_i$ = Taxa de crescimento do fator de carga no ano i ;

FC_i = Fator de carga do ano i ; e

FC_{i-1} = Fator de carga do ano $i - 1$.

A projeção dos consumidores especiais subdivide-se em projeção na ponta e projeção fora da ponta. Sendo assim, calculam-se dois fatores de correlação com o residencial, um para consumo na ponta, definido em (55), e outro, fora, definido em (56).

$$Corelp_i = \frac{CSPeHp_i}{CRH_i} \quad (55)$$

$$Corelf_i = \frac{CSPeHf_i}{CRH_i} \quad (56)$$

Onde:

$Corelp_i$ = Correlação para consumo na ponta correspondente ao ano i ;

$Corelf_i$ = Correlação para consumo fora da ponta correspondente ao ano i ;

$CSPeHp_i$ = Histórico do consumo de ponta da classe serviços públicos especial correspondente ao ano i [MWh];

$CSPeHf_i$ = Histórico do consumo fora de ponta da classe serviços públicos especial no ano i [MWh]; e

CRH_i = Histórico do consumo da classe residencial no ano i [MWh].

Calcula-se, de forma análoga ao consumo tradicional da classe, os fatores de correlação, definidos em (57) e (58).

$$FCorelp = \frac{\sum_{i=1}^N Corelp_i}{N} \quad (57)$$

$$FCorelf = \frac{\sum_{i=1}^N Corelf_i}{N} \quad (58)$$

Onde:

$FCorelp$ = Fator de correlação do consumo especial com o residencial na ponta;

$FCorelf$ = Fator de correlação do consumo especial com o residencial fora da ponta;

$Corelp_i$ = Correlação para consumo na ponta correspondente ao ano i ;

$Corelf_i$ = Correlação para consumo fora da ponta correspondente ao ano i ; e

N = Número de anos da série histórica [anos].

Definidas as variáveis necessárias, segue-se para a projeção do consumo especial na ponta e fora dela. Divide-se, então, a projeção para antes dos seus seis primeiros anos, e para seus subseqüentes. Para os seis primeiros anos, as equações (59) e (60) definem, respectivamente, o consumo na ponta e fora dela.

$$CSPepA_i = Exp_i + FCp_i \cdot Dp_i \cdot Hp_i \quad (59)$$

$$CSPefA_i = Exf_i + FCf_i \cdot Df_i \cdot Hf_i \quad (60)$$

Onde:

$CSPepA_i$ = Consumo especial na ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

CSP_{efA_i} = Consumo especial fora da ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

FCp_i = Fator de carga na ponta no ano i ;

FCf_i = Fator de carga fora da ponta no ano i ;

Hp_i = Número de horas na ponta no ano i [horas/ano];

Hf_i = Número de horas fora da ponta no ano i [horas/ano];

Dp_i = Demanda na ponta contratada para o ano i [MW];

Df_i = Demanda fora da ponta contratada para o ano i [MW];

Exp_i = Expansão na ponta no ano i [MWh]; e

$Expf_i$ = Expansão fora da ponta no ano i [MWh].

Para os anos que se seguem ao sexto da projeção, utilizam-se as fórmulas (61) e (62) para calculá-la.

$$CSP_{epB_i} = CR_i \cdot FC_{orelp} \quad (61)$$

$$CSP_{efB_i} = CR_i \cdot FC_{orelf} \quad (62)$$

Onde:

CSP_{epB_i} = Consumo especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh];

CSP_{efB_i} = Consumo especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh];

FC_{orelp} = Fator de correlação do consumo especial com o residencial na ponta; e

FC_{orelf} = Fator de correlação do consumo especial com o residencial fora da ponta.

Somam-se todos os consumos para se ter o consumo da classe comercial, conforme (63).

$$CSPAes_i = CSPt_i + CSPepA_i + CSPefA_i + CSPepB_i + CSPefB_i + Eaes_i \quad (63)$$

Onde:

$CSPAes_i$ = Consumo do bloco água, saneamento e esgoto no ano i [MWh];

$CSPt_i$ = Consumo da classe serviços públicos, bloco de água, esgoto e saneamento, tradicional no ano i [MWh];

$CSPepA_i$ = Consumo especial na ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

$CSPefA_i$ = Consumo especial fora da ponta para os seis primeiros anos correspondente ao ano i [MWh];

$CSPepB_i$ = Consumo especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh];

$CSPefB_i$ = Consumo especial na ponta para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção correspondente ao ano i [MWh]; e

$Eaes_i$ = Externalidades do bloco água, esgoto e saneamento no ano i [MWh].

Para finalizar a projeção, adiciona-se ao modelo a efficientização, chegando ao consumo global final da classe, definido em (64).

$$CSP_i = (CSPAes_i + CSPt_i) \cdot (1 - Ef_i) \quad (64)$$

Onde:

CSP_i = Consumo global final da classe serviços públicos referente ao ano i [MWh];

$CSPAes_i$ = Consumo do bloco água, saneamento e esgoto no ano i [MWh];

$CSPte_i$ = Consumo do bloco de tração elétrica da classe serviços públicos no ano i [MWh];

Ef_i = Eficientização da classe no ano.

A.6 CLASSE RURAL E CONSUMO PRÓPRIO

O consumo rural é projetado a partir da tendência histórica, das perspectivas de crescimento do PIB do setor primário e dos programas de eletrificação rural das concessionárias, cooperativas e órgãos municipais, regionais e federais.

O consumo próprio refere-se à energia consumida pela concessionária. É projetado levando-se em consideração as ampliações das unidades físicas da empresa, mantendo coerência com a participação no consumo total observada no histórico.

Para a projeção do consumo da classe rural são necessários o PIB do setor primário, a série histórica de consumo da classe, bem como suas externalidades e a eficientização a qual está sujeita. Define-se na equação (65) o ajuste da curva da série histórica para os anos subseqüentes aos informados na série.

$$Consumo_i = Consumo_{i-1} + (Consumo_{i-1} \cdot CrescPIB_i) \quad (65)$$

$$CrescPIB_i = \frac{PIB_i}{PIB_{i-1}} \quad (66)$$

Onde:

$Consumo_i$ = Consumo da classe no ano i [MWh];

$CrescPIB_i$ = Crescimento do PIB primário no ano i ;

$Consumo_{i-1}$ = Consumo da classe no ano $i - 1$ [MWh];

PIB_i = PIB primário do ano i [R\$];

PIB_{i-1} = PIB primário do ano $i - 1$ [R\$]; e

i = Índice do ano de projeção.

Adicionam-se, então, as externalidades ao modelo de projeção, conforme a equação (67).

$$Consumo1_i = Consumo_i + E_i \quad (67)$$

Onde:

$Consumo1_i$ = Consumo da classe rural adicionado das externalidades no ano i [MWh];

$Consumo_i$ = Consumo da classe no ano i [MWh]; e

E_i = Externalidades da classe rural no ano i [MWh].

Para a projeção do consumo global da classe rural, se agrega ao modelo a efficientização. Matematicamente mostrada na equação (68).

$$CRr_i = Consumo1_i - (Consumo1_i \cdot Ef_i) \quad (68)$$

Onde:

CRr_i = Consumo global da classe rural referente ao ano i [MWh];

$Consumo1_i$ = Consumo da classe rural adicionado das externalidades no ano i [MWh]; e

Ef_i = Efficientização no ano i .

A projeção da classe própria está fundamentada na taxa de crescimento pretendida, conforme demonstra a equação (69).

$$Consumo_i = Consumo_{i-1} + (Consumo_{i-1} \cdot TaxaCresc) + PExp \quad (69)$$

Onde:

$Consumo_i$ = Consumo da classe no ano i [MWh];

$Consumo_{i-1}$ = Consumo da classe no ano $i - 1$ [MWh];

$TaxaCresc$ = Taxa de crescimento pretendida para a classe;

$PExp$ = Plano de expansão para a classe [MWh]; e

i = índice do ano de projeção.

Para o consumo global final da classe próprio, se agrega ao modelo a efficientização, segundo a equação (70).

$$CP_i = Consumo_i - (Consumo_i \cdot Eficient_i) \quad (70)$$

Onde:

$ConsumoGlobal_i$ = Consumo final da classe no ano i [MWh];

$Consumo_i$ = Consumo da classe no ano i [MWh]; e

$Eficient_i$ = Efficientização do ano i .

A.7 CLASSE IRRIGAÇÃO

Esta classe é dividida também em consumo tradicional e grandes consumidores, conforme mostra a Figura A.4. O consumo tradicional é projetado com base na variação do PIB do setor primário, levando em consideração a tendência histórica.

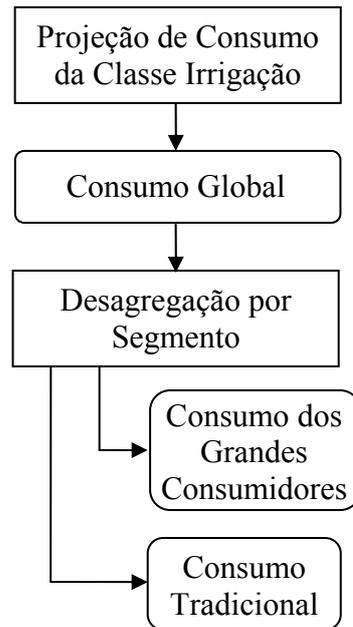


Figura A.4 Projeção de consumo da classe irrigação: metodologia tradicional.

Fonte: retirada de Castelo Branco (2003).

Os grandes consumidores são avaliados e, para os seis primeiros anos de projeção, considera-se a carga de contrato do consumidor ou informações de pesquisa junto ao cliente, como também programas de órgãos federais, governamentais e municipais.

O valor do consumo projetado para os consumidores tradicionais é obtido através da expressão (71).

$$CIRt_i = CIRt_{i-1} \cdot (1 + TP_i) \quad (71)$$

Onde:

$CIRt_i$ = Consumo da classe irrigação tradicional projetado para o ano i [MWh];

$CIRt_{i-1}$ = Consumo da classe irrigação tradicional no ano $i-1$ [MWh];

TP_i = Taxa de crescimento do PIB no ano i [%]; e

i = Índice do ano de projeção.

A projeção dos grandes consumidores para os seis primeiros anos do intervalo de estudo é obtida através das expressões (72) e (73).

$$CI\ Re\ pA_i = FCp_i \cdot Hp_i \cdot Dp_i + Exp_i \quad (72)$$

$$CI\ Re\ fA_i = FCf_i \cdot Hf_i \cdot Df_i + Exf_i \quad (73)$$

Onde:

$CI\ Re\ pA_i$ = Consumo projetado dos grandes consumidores da classe irrigação na ponta no ano i dos primeiros seis anos de projeção [MWh];

$CI\ Re\ fA_i$ = Consumo projetado dos grandes consumidores da classe irrigação fora da ponta no ano i dos primeiros seis de projeção [MWh];

FCp_i = Fator de carga na ponta no ano i ;

FCf_i = Fator de carga fora da ponta no ano i ;

Hp_i = Número de horas na ponta no ano i [horas/ano];

Hf_i = Número de horas fora da ponta no ano i [horas/ano];

Dp_i = Demanda na ponta contratada para o ano i [MW];

Df_i = Demanda fora da ponta contratada para o ano i [MW];

Exp_i = Expansão na ponta no ano i [MWh]; e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i [MWh].

A partir do sétimo ano, projeta-se o consumo dos grandes consumidores na ponta e fora da ponta através das expressões (74) e (75), respectivamente.

$$CI\ Re\ pB_i = CI\ Re\ p_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + Exp_i \quad (74)$$

$$CI\ Re\ fB_i = CI\ Re\ f_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + Exf_i \quad (75)$$

Onde:

$CI Re pB_i$ = Consumo dos grandes consumidores da classe de irrigação na ponta no ano i para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção [MWh];

$CI Re fB_i$ = Consumo dos grandes consumidores da classe de irrigação na ponta no ano i para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção [MWh];

$CI Re pB_{i-1}$ = Consumo dos grandes consumidores da classe de irrigação na ponta do ano anterior ao ano i [MWh];

$CI Re fB_{i-1}$ = Consumo dos grandes consumidores da classe de irrigação fora da ponta do ano anterior ao ano i [MWh];

TP_i = Taxa de crescimento do PIB no ano i [%];

Exp_i = Expansão na ponta no ano i [MWh]; e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i [MWh].

Somam-se todos os consumos das subdivisões para o cálculo da projeção em (76), e se agrega ao modelo a eficientização em (77), calculando o consumo global da classe irrigação.

$$CIR1_i = CI Re Ap_i + CI Re fA_i + CI Re pB_i + CI Re fB_i + CIRt_i + E_i \quad (76)$$

$$CIR_i = CIR1_i + CIR1_i \cdot Ef_i \quad (77)$$

Onde:

CIR_i = Consumo global da classe irrigação no ano i [MWh];

$CIR1_i$ = Consumo da classe irrigação no ano i sem a eficientização [MWh];

$CI Re pA_i$ = Consumo projetado dos grandes consumidores da classe irrigação na ponta no ano i dos primeiros seis de projeção [MWh];

$CI Re fA_i$ = Consumo projetado dos grandes consumidores da classe irrigação fora da ponta no ano i dos primeiros seis de projeção [MWh];

$CI Re pB_i$ = Consumo dos grandes consumidores da classe de irrigação na ponta no ano i para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção [MWh];

$CI Re fB_i$ = Consumo dos grandes consumidores da classe de irrigação na ponta no ano i para os anos subseqüentes aos seis primeiros de projeção [MWh];

$CIRt_i$ = Consumo da classe irrigação tradicional projetado para o ano i [MWh];

E_i = externalidades no ano i [MWh]; e

Ef_i = Eficientização no ano i

A.8 CONSUMO TOTAL

O consumo total é obtido através do somatório de todas as classes de consumo, incluindo a industrial.