



**UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA**

**MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

**LAUCIDES DAMASCENO ALMEIDA**

**GESTÃO DE RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE  
DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
NOVO CONTEXTO REGULATÓRIO BRASILEIRO**

**SALVADOR**

**2006**

**LAUCIDES DAMASCENO ALMEIDA**

**GESTÃO DE RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE  
DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
NOVO CONTEXTO REGULATÓRIO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador:  
Professor Dr. José Eduardo Pinheiro Santos  
Tanure

**SALVADOR**

**2006**

Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade  
Salvador - UNIFACS

Almeida, Laucides Damasceno.

Gestão de riscos associados às previsões de demanda das distribuidoras de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro /. Laucides Damasceno. - 2006.

189 f.:il.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS.

Orientador: Prof<sup>a</sup> José Eduardo Santos Tanure.

1. Energia elétrica - Regulamentação. 2. Política energética. 3. Energia elétrica. 4. Energia elétrica – Distribuição. Energia elétrica – Análise de risco. I. Tanure, José Eduardo, orient. II. Universidade Salvador – UNIFACS. III. Título.

CDD: 621.042

## TERMO DE APROVAÇÃO

LAUCIDES DAMASCENO ALMEIDA

### GESTÃO DE RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO NOVO CONTEXTO REGULATÓRIO BRASILEIRO

Dissertação aprovada como requisito parcial para a obtenção do grau de  
Mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador –  
UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure – Orientador \_\_\_\_\_  
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo (USP)  
Universidade Salvador – UNIFACS

Fernando Monteiro de Figueiredo \_\_\_\_\_  
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo (USP)  
Universidade de Brasília - UnB

André Luiz de Carvalho Valente \_\_\_\_\_  
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo (USP)  
Universidade Salvador – UNIFACS

Salvador, 30 de outubro de 2006.

Dedico este trabalho a Arlete, John e Alice, que pacientemente acompanharam esta fase, ficando por muitos sábados, domingos e feriados privados da minha companhia.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, Professor Dr. Eduardo Tanure, que com muita sabedoria soube orientar e compreender o quanto é difícil conciliar as atividades diárias do trabalho de uma empresa com o tempo necessário para o desenvolvimento de uma dissertação de mestrado, tornando este trabalho possível de ser realizado.

À banca examinadora pela leitura, análise e contribuições efetuadas.

A COELBA, pelo apoio financeiro e pela oportunidade dispensada para participar de um programa de pesquisa e desenvolvimento.

E a todos aqueles que colaboraram direta ou indiretamente durante toda a realização do trabalho.

“O início de um hábito é como um fio invisível, mas a cada vez que o repetimos, o ato reforça o fio, acrescenta-lhe outro filamento, até que se torna um enorme cabo e, nos prende de forma irremediável, no pensamento e ação”.

Orison Swett Marden

## RESUMO

Esta dissertação tem como objetivo principal apresentar uma metodologia para gerenciamento de riscos associados às previsões de demanda de energia elétrica das distribuidoras brasileiras, considerando as regras do novo ambiente regulatório, estabelecido a partir de 2004.

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro criou para as empresas distribuidoras a necessidade de estruturar cenários de mercado extremamente bem ajustados e, simultaneamente, associar a eles probabilidades de ocorrência, uma tarefa longe do trivial. Adicionalmente, do ponto de vista gerencial, ficou estabelecida a necessidade de montar e acompanhar estratégias de compra e venda nos leilões de energia. A existência dos leilões cria desafios importantes tanto para distribuidoras como para geradoras. No caso das distribuidoras, deve-se desenvolver uma estratégia de contratação que garanta o atendimento de 100% do mercado em condições de grande incerteza na demanda, evitando tanto a sobre-contratação, devido ao limite de repasse à tarifa de no máximo 3% de excesso de contratação, como a sub-contratação, que resulta em aplicação de multa à empresa.

A metodologia consiste na seguinte cadeia de procedimentos: aplicação da técnica de regressão linear dinâmica entre a demanda por energia elétrica e suas principais variáveis explicativas; obtenção das previsões e seus respectivos intervalos de confiança; elaboração da árvore de cenários evolutivos da demanda; elaboração da matriz de probabilidades de transição entre os cenários; utilização de um modelo de otimização para minimizar o custo de contratação a partir das restrições impostas pelo marco regulatório e, finalmente, avaliação do montante financeiro em risco para a distribuidora, na ocorrência de combinações extremas de demandas e preços de energia elétrica.

Os resultados das simulações em estudo de caso indicam uma tendência à sobre-contratação por parte das distribuidoras, o que já era esperado em função do incentivo regulatório. Para o regulador tal comportamento pode sinalizar segurança de suprimento para o consumidor, a um nível compatível de custo.

**Palavras-chave:** Análise de riscos; Previsão de demanda; Regulação da indústria de energia elétrica.



## ABSTRACT

The objective of this work is to present a methodology for management of risks associated to the Brazilian distribution companies' demand forecasts of electricity, considering the rules of the new regulatory environment, established from 2004.

The new regulatory mark of the Brazilian electric sector created for the distribution companies the necessity to structuralize market scenarios extremely adjusted and, simultaneously, to associate probabilities of occurrence, a task far from the trivial one. Additionally, from the managerial point of view, the necessity to define and follow strategies of purchase and sales in the electricity auctions was established. The existence of the auctions in such a way creates important challenges for distribution as well for generating companies. In the case of the distribution companies, an act of contract strategy must be developed in order to guarantee the attendance of 100% of the market in conditions of great demand uncertainty, so as to prevent not only on-act of contract, because of the limit of view to the tariff of 3% of act of contract excess at maximum, but also the sub-act of contract, that results in application of fine to the company.

The methodology consists of the following chain of procedures: application of the technique of dynamic linear regression between the demand for electricity and its main explanatory variables; attainment of the forecasts and its respective confidence limits; elaboration of the tree of scenarios of the demand; elaboration of the matrix of transition probabilities between the scenarios; use of a model of optimization to minimize the cost of act of contract from the restrictions imposed for regulatory mark and, finally, evaluation of the financial sum at risk for the distribution company, at the occurrence of extreme combinations of demand and prices of electricity.

The results of the simulations in case study indicate a trend to the on-act of contract on the part of the distribution companies, which was already expected due to the regulatory incentive. For the Regulatory Agency such behavior can signal supply security for the consumer, to a compatible level of cost.

**Keywords:** Analysis of risks; Demand forecasting; Regulation of the industry of electricity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tipos de variáveis para análise estrutural.....	73
Figura 2 - Estrutura simplificada de formação da demanda total de energia elétrica .....	74
Figura 3 - Estrutura simplificada de formação da população.....	77
Figura 4 - Estrutura simplificada do consumo médio residencial.....	80
Figura 5 - Esquema simplificado de formação da demanda industrial de energia elétrica.....	81
Figura 6 - Formação de demanda dos grandes consumidores industriais.....	84
Figura 7 - Cenários de demanda e árvore de decisão associada.....	156
Figura 8 - Árvore de expansão da demanda.....	158
Figura 9 - Matriz de probabilidades de transição.....	159

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Matriz de análise estrutural.....	96
Tabela 2- Estatística de retorno de ativos.....	105
Tabela 3 - Rentabilidades de fundo de investimento.....	116
Tabela 4 - Desvio-padrão como indicador de risco.....	116
Tabela 5 - Previsões de demanda de uma Distribuidora (2005-2009).....	152
Tabela 6 - Parâmetros de previsão de curto prazo.....	166
Tabela 7 - Parâmetros de previsão do consumo residencial.....	167
Tabela 8 - Parâmetros de previsão do consumo comercial.....	168
Tabela 9 - Parâmetros de previsão do consumo rural .....	170
Tabela 10 - Parâmetros de previsão do consumo de outras classes.....	170
Tabela 11 - Parâmetros de previsão do mercado global.....	171
Tabela 12 - Projeção dos índices de perdas.....	172
Tabela 13 - Projeção de carga da Distribuidora (MW médios).....	172

Tabela 14 - Taxas de crescimento da demanda.....	173
Tabela 15 - Matriz de probabilidades de transição.....	173
Tabela 16 - Montantes de energia (MW médios).....	174
Tabela 17 - Limite de contratação (MW médios).....	175
Tabela 18 - Possibilidades acumuladas de descontração (MW médios) .....	176
Tabela 19 - Limite mínimo de contratação (MW médios).....	176
Tabela 20 - Limites de demanda (MW médios) .....	177
Tabela 21 - Cenários de preços (R\$/MWh).....	181
Tabela 22 - Valores em risco.....	181

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>21</b>
1.1 MOTIVAÇÃO.....	21
<b>1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....</b>	<b>21</b>
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	23
<b>2 O NOVO CONTEXTO REGULATÓRIO.....</b>	<b>25</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	25
2.2 A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	29
2.3 A REFORMA BRASILEIRA.....	34
<b>2.3.1 Antecedentes.....</b>	<b>34</b>
<b>2.3.2 O novo modelo do setor elétrico.....</b>	<b>38</b>
2.4 CONCLUSÃO.....	42
<b>3 A ATIVIDADE DE PREVISÃO DA DEMANDA.....</b>	<b>44</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	44
<b>3.2 MÉTODOS DE ESTIMATIVA DA DEMANDA.....</b>	<b>45</b>

3.2.1	Métodos qualitativos de previsão.....	45
3.2.2	Métodos quantitativos de previsão.....	47
3.2.2.1	<i>Análise de séries temporais.....</i>	48
3.2.2.2	<i>Modelos causais.....</i>	59
3.2.2.3	<i>Redes Neurais.....</i>	69
3.3	CARACTERIZAÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA .....	70
3.3.1	<b>Análise estrutural.....</b>	<b>70</b>
3.3.2	<b>Demanda residencial.....</b>	<b>75</b>
3.3.2.1	<i>Influência da população.....</i>	76
3.3.2.2	<i>Influência da quantidade de domicílios.....</i>	78
3.3.2.3	<i>Influência do consumo médio de energia elétrica por residência.....</i>	79
3.3.3	<b>Demanda industrial.....</b>	<b>80</b>
3.3.3.1	<i>O nível de produção industrial.....</i>	82
3.3.3.2	<i>A intensidade energética.....</i>	82
3.3.3.3	<i>Os consumidores eletrointensivos.....</i>	83

3.3.4	Demanda global de energia elétrica.....	86
3.4	METODOLOGIA DE PREVISÃO DE DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS.....	87
3.4.1	Cenários prospectivos.....	88
<b>3.4.2</b>	<b>Acompanhamento do desempenho da demanda.....</b>	<b>91</b>
3.4.2.1	<i>Identificação das categorias relevantes.....</i>	<i>92</i>
3.4.2.2	<i>Identificação das variáveis explicativas.....</i>	<i>94</i>
3.4.2.3	<i>O tratamento das séries históricas.....</i>	<i>96</i>
3.4.3	Aplicação de modelos estatísticos de previsão.....	98
3.5	CONCLUSÃO.....	100
<b>4</b>	<b>RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE DEMANDA.....</b>	<b>101</b>
4.1	INTRODUÇÃO.....	101
4.2	RISCO E RETORNO.....	101
4.2.1	Conceitos básicos.....	101
4.2.2	Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM).....	107
4.3	TIPOS DE RISCO FINANCEIRO.....	109
4.4	METODOLOGIAS PARA CÁLCULO DO RISCO.....	114
<b>4.4.1</b>	<b>Desvio padrão dos retornos passados.....</b>	<b>115</b>

<b>4.4.2</b>	<b>Coeficiente de correlação.....</b>	<b>117</b>
<b>4.4.3</b>	<b>Valor em Risco (VaR).....</b>	<b>119</b>
4.4.3.1	<i>Conceituação.....</i>	119
4.4.3.2	<i>O cálculo do VaR.....</i>	120
<b>4.5</b>	<b>RISCOS E AS PREVISÕES DE DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS.....</b>	<b>126</b>
<b>4.5.1</b>	<b>Impactos das previsões de demanda das distribuidoras.....</b>	<b>126</b>
<b>4.5.2</b>	<b>Possíveis causas de desvios nas previsões de demanda.....</b>	<b>129</b>
<b>4.5.3</b>	<b>Erros originados dos modelos de previsão.....</b>	<b>130</b>
4.5.3.1	<i>Tipos de previsão.....</i>	130
4.5.3.2	<i>A natureza do erro de previsão.....</i>	132
4.5.3.3	<i>Intervalo de confiança da previsão.....</i>	132
4.5.3.4	<i>Valor em risco e intervalo de confiança de previsões.....</i>	134
4.5.3.5	<i>Critérios para avaliação da aderência das previsões.....</i>	136
<b>4.6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>137</b>
<b>5</b>	<b>GESTÃO DE RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE DEMANDA.....</b>	<b>139</b>



5.1 INTRODUÇÃO.....	139
<b>5.2 USO DOS INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS.....</b>	<b>139</b>
<b>5.2.1 Regras gerais de comercialização.....</b>	<b>140</b>
<b>5.2.2 Comercialização no ACR.....</b>	<b>141</b>
5.2.2.1 Disposições gerais.....	146
5.2.2.2 Declaração de necessidades.....	147
5.2.2.3 Leilões para compra de energia elétrica.....	144
5.2.2.4 Contratos de compra e venda de energia.....	146
5.2.2.5 Repasse às tarifas.....	147
<b>5.2.3 Comercialização de energia do ACL.....</b>	<b>150</b>
<b>5.2.4 Mercado de curto prazo.....</b>	<b>150</b>
5.3 ESTRATÉGIA DINÂMICA DE CONTRATAÇÃO.....	151
5.3.1 Modelo computacional.....	157
5.3.1.1 Árvore de crescimento da demanda.....	157
5.3.1.2 Dados de entrada da simulação.....	154
5.3.1.3 Dados de entrada da distribuidora.....	161

5.3.1.4	<i>Função objetivo do modelo</i>	161
5.3.1.5	<i>Metodologia de solução</i>	162
5.4	CONCLUSÃO	163
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>165</b>
6.1	INTRODUÇÃO	165
6.2	PREVISÃO DE DEMANDA	165
<b>6.2.1</b>	<b>Previsões de curto prazo</b>	<b>166</b>
<b>6.2.2</b>	<b>Previsão de longo prazo</b>	<b>166</b>
6.2.2.1	<i>Classe residencial</i>	166
6.2.2.2	<i>Classe comercial</i>	167
6.2.2.3	<i>Classe industrial</i>	168
6.2.2.4	<i>Classe rural</i>	164
6.2.2.5	<i>Outras classes</i>	170
6.2.2.6	<i>Mercado global</i>	170
6.2.2.7	<i>Perdas de distribuição</i>	171

6.2.2.8 Carga prevista.....	172
6.3 ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO.....	173
<b>6.3.1 Árvore de cenários e matriz de transição.....</b>	<b>173</b>
<b>6.3.2 Simulação com o modelo de otimização.....</b>	<b>173</b>
<b>6.3.3 Avaliação dos limites de contratação.....</b>	<b>174</b>
6.3.3.1 Contratação máxima.....	174
6.3.3.2 Contratação mínima.....	175
6.3.3.3 Limites de demanda.....	177
6.3.3.4 Análise gráfica dos resultados.....	177
6.4 ANÁLISE DOS VALORES EM RISCO.....	179
6.4.1 Penalidades.....	179
6.4.1.1 Sub-Contratação.....	179
6.4.1.2 Sobre-Contratação.....	180
6.4.2 Apuração dos Valores em Risco (VaR).....	180
6.5 CONCLUSÃO.....	182
<b>7 CONCLUSÃO.....</b>	<b>183</b>

7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	183
7.2 TEMAS PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	185
REFERÊNCIAS.....	186

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 MOTIVAÇÃO

O novo ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, estabelecido a partir de 2004, criou para as distribuidoras de energia elétrica a necessidade de estruturar cenários de mercado extremamente bem ajustados e, simultaneamente, associar a eles, probabilidades de ocorrência, uma tarefa longe do trivial.

Adicionalmente, do ponto de vista gerencial, ficou estabelecida a necessidade de montar e acompanhar estratégias de compra e venda nos leilões de energia, o que envolve não apenas o conhecimento das necessidades internas da empresa mas também o conhecimento do mercado como um todo e alguma inferência sobre o comportamento dos competidores. Trata-se, portanto, de um problema que envolve a integração de diversas áreas de conhecimento, tais como estatística, finanças, economia, pesquisa operacional, mercado de energia elétrica e regulação setorial.

A principal motivação para tratar do tema proposto nesta dissertação é que o uso de estratégias inadequadas de contratação pode gerar penalidades, prejuízos financeiros e até comprometer a saúde financeira de uma empresa distribuidora de energia elétrica. Logo, torna-se fundamental o desenvolvimento de ferramentas para apoio à decisão na contratação em leilões e acompanhamento destas e de outras estratégias já implementadas na empresa.

### 1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, apresentado pelo Ministério de Minas e Energia em dezembro de 2003, aprovado em março de 2004 no Congresso Nacional, e regulamentado em julho de 2004, tem três objetivos

principais: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e promover a inserção social no setor elétrico, em particular através dos programas de universalização do serviço de energia elétrica.

Para garantir a segurança de suprimento, o novo modelo estabelece que toda a demanda (distribuidoras e consumidores livres) deve estar 100% contratada e todo contrato firmado deve possuir um “lastro” físico de produção. Por sua vez, a contratação da demanda das distribuidoras deve ser feita através de leilões de mínimo preço, a fim de garantir a modicidade tarifária.

Um dos maiores desafios para a nova regulamentação do setor elétrico é a alocação de riscos e incentivos entre geradores e distribuidoras que induza à máxima eficiência – e, portanto, à modicidade tarifária para o consumidor cativo. 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 necessário a todas as distribuidoras. Com este segundo instrumento, os objetivos são obter economia de escala na compra de energia nova, repartir riscos e benefícios dos contratos e, sobretudo, equalizar tarifas de suprimento.

A existência dos leilões cria desafios importantes tanto para distribuidoras como 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 (devido ao limite de repasse à tarifa de no máximo 3% de excesso de contratação em relação à demanda) como a sub-contratação (que penaliza a distribuidora em multa correspondente ao máximo entre o valor de referência – que tem como base o valor da energia nova - e o preço no mercado de curto prazo).

O problema aqui proposto, delimitado por uma questão, é:

Qual a estratégia das distribuidoras de energia elétrica para a definição do montante a ser contratado nos leilões de energia, sob condições de incerteza da demanda?

O objetivo é minimizar o custo da contratação de energia a partir de um conjunto de instrumentos de gerência de riscos, propostos para o modelo setorial.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho foi concebido em sete capítulos, incluindo esta introdução, e tem como principal finalidade a apresentação de uma metodologia para gerenciar os riscos envolvidos no processo de contratação da energia elétrica necessária ao atendimento da demanda de uma distribuidora.

No capítulo 2 é feita uma exposição sobre o novo contexto regulatório em que estão inseridas as distribuidoras de energia elétrica brasileiras, com impactos diretos sobre o processo de previsão de demanda.

No capítulo 3 discute-se o processo de previsão de demanda, partindo-se da forma genérica como é feita nas empresas, desde as pesquisas de marketing até a metodologia de previsão usada pelas distribuidoras, passando pela descrição formal da estimativa estatística da demanda pelo método de regressão linear e pela caracterização da demanda de energia elétrica.

No capítulo 4 é feita uma introdução ao conceito de risco, do ponto de vista financeiro, sua tipologia, bem como as metodologias usuais para sua quantificação. Ao final, é feita uma discussão sobre os riscos envolvidos nas previsões de demanda das distribuidoras.

O uso dos instrumentos regulatórios e uma ferramenta computacional de apoio à decisão para o gerenciamento de riscos associados às previsões de demanda são apresentados no capítulo 5.

No capítulo 6 é apresentado um estudo de caso com a aplicação prática dos conceitos, possibilitando a avaliação da metodologia apresentada de estratégia para a contratação de energia elétrica nos leilões promovidos pelo governo.

As principais conclusões são listadas no capítulo 7, incluindo sugestões para desenvolvimentos futuros.



## 2 O NOVO CONTEXTO REGULATÓRIO

### 2.1 INTRODUÇÃO

O setor de infra-estrutura apresenta atributos técnico-econômicos que o tornam um setor especial da economia. Face a peculiaridades técnicas, a maioria destas indústrias pode ser considerada de rede, ou seja, elas são formadas por diferentes atividades, que se constituem numa rede física necessária à operação e à prestação de serviço.

As indústrias de rede são marcadas por três elementos que contribuem para a formação de um modo de organização industrial particular (KUPFER, 2002). São eles:

- a) A existência de externalidades;
- b) A importância das economias de escala;
- c) A articulação em torno da infra-estrutura propriamente dita – a infra-estrutura de base que comporta os serviços de transporte/transmissão do fluxo do produto – dos diferentes tipos de serviços finais e do serviço de coordenação da rede.

Segundo Kupfer (2002), as indústrias de rede possuem como característica distintiva o fato de gerarem as externalidades de rede: o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede. O benefício de um consumidor que dispõe de uma linha telefônica depende diretamente do número de pessoas que estão conectadas, e com as quais ele pode se comunicar.

Como acontece em todos os casos de externalidades, trata-se de um problema de falha de mercado: como não há forma de um consumidor remunerar outro pelo benefício da adesão desse segundo à rede, há a possibilidade de não se alcançar uma expansão eficiente da rede. Essa necessidade de garantir um nível adequado de interconexão pode demandar a regulação do setor.

Além disso, o fato de que essas redes em geral apresentam economias de escala provoca a necessidade de regulação da entrada para se evitar duplicação ineficiente de infra-estrutura, com a conseqüente elevação de custos e perda de bem-estar.

Por último, Kupfer (2002) argumenta que o fato de essas redes envolverem conexão direta com os consumidores gera um poder de mercado significativo para as empresas que administram essas redes, o que, associado com as vantagens derivadas de sua localização, que geram rendas extraordinárias, acabam por completar o conjunto de argumentos favoráveis à regulação.

O setor elétrico, por ser um setor de infra-estrutura, tem as mesmas peculiaridades citadas, mas encontra complicadores para o funcionamento setorial, quais sejam: a estocagem de energia elétrica, que apresenta dificuldades técnicas e alto custo, bem como a necessidade de a produção e a logística atenderem rapidamente à demanda (TOLMASQUIM, 2002).

Tolmasquim (2002) ainda apresenta as seguintes características da indústria de energia elétrica:

- a) Apesar de simultâneos, os processos de geração e de utilização de energia elétrica não ocorrem no mesmo espaço físico. Assim, a integração temporal entre eles deve corresponder a uma integração espacial, para que haja continuidade do fluxo no tempo e no espaço;

- b) A geração de energia elétrica pode ser obtida através de várias tecnologias, como a nuclear, a hidráulica e a térmica. No caso da hidreletricidade, seu insumo é um fluxo aleatório, baseado no regime de chuvas, o que implica maior incerteza e complexidade no planejamento do gerador. A utilização do gás natural, um dos insumos das usinas termelétricas, é um fluxo não aleatório, e sua disponibilidade é passível de decisão do gerador;
- c) A capacidade de transporte tem impactos significativos na possibilidade de introdução da concorrência na cadeia de valor da indústria de eletricidade. Um atributo técnico-econômico fundamental do setor é o equilíbrio físico, que requer a coordenação do sistema, já que suas partes são operam com grande interdependência;
- d) A economia de escala do setor elétrico advém da possibilidade de diluição de custos fixos de empresas com alta capacidade instalada. As economias de escopo, por sua vez, ocorrem pela possibilidade de venda de serviços diferentes que utilizam a mesma base de ativos;
- e) A demanda pelo serviço é inelástica, ou seja, sempre haverá consumidores, e os mercados, na maioria das vezes, são cativos, em função da questão territorial. Por isso, o risco para os geradores, quanto à demanda, é baixo.

Apesar de o setor de infra-estrutura apresentar atributos técnico-econômicos similares nos diversos países, as diferenças sócio-culturais, organizacionais e institucionais possibilitaram a formação de diferentes modelos de atuação. No século XX, segundo Tolmasquim (2002), as duas mais importantes experiências de regulação do setor de infra-estrutura são os modelos norte-americano e o europeu.

O modelo americano, se por um lado apregoava o controle das empresas privadas de infra-estrutura, no sentido de obrigar à universalização dos serviços públicos e de proteger os consumidores cativos, por outro fornecia às empresas de infra-estrutura o direito de serem um monopólio legal em suas áreas de concessão. As possibilidades de aproveitamento de economias de escala estabeleceram grandes movimentos de fusão e de aquisição de empresas. Este movimento conduziu à concentração progressiva de empresas e à constituição de monopólios sobre grandes áreas territoriais de cobertura dos serviços.

No modelo europeu, pelo fato de os empreendimentos serem de escala modesta, com desempenho insuficiente, e devido às próprias características das indústrias de rede, percebeu-se que o Estado poderia promover o desenvolvimento econômico financiando a expansão do setor de infra-estrutura, sua operação, regulação e coordenação. Assim, principalmente após a Segunda Guerra Mundial (1945), surgiram nos Estados europeus monopólios públicos territoriais operados por uma ou mais empresas estatais com forte integração vertical.

A reestruturação do setor elétrico, em âmbito internacional, foi baseada na destituição do modelo de monopólio verticalizado, o qual tinha funcionado adequadamente até a década de 70, quando algumas mudanças no contexto econômico, como déficits fiscais, instabilidade do sistema financeiro, choques do petróleo, etc., afetaram negativamente o setor de infra-estrutura. Algumas inovações tecnológicas (geração a ciclo combinado e sistemas de informação) e pressões ambientalistas também contribuíram para a contestação deste modelo.

A origem de um novo modelo, de acordo com Tolmasquim (2002), pode ser atribuída a alguns fatores, como:

- a) A perda de dinamismo das indústrias de infra-estrutura, com pressão sobre o custo;

- b) Aumento das tarifas;
- c) A deterioração da qualidade do serviço;
- d) Questionamento da sociedade em relação às ineficiências do setor;
- e) Surgimento de propostas concretas de reestruturação setorial, como os ocorridos no Chile e no Reino Unido.

Surgem, assim, novas orientações de funcionamento dos setores de infraestrutura, baseadas na garantia do livre acesso aos sistemas de transporte e de transmissão (dutos, cabos, linhas e fios) e na constituição de amplos mercados atacadistas. Especificamente no setor elétrico, as novas tecnologias - turbinas a gás, geração a ciclo combinado e sistemas de informação - fornecem condições técnicas e econômicas para a introdução da concorrência no mercado de geração de eletricidade.

## 2.2A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

A partir das experiências do Chile e do Reino Unido, respectivamente nos anos 1970 e 1980, a indústria de eletricidade tem apresentado exemplos de reestruturação competitiva em diversas partes do mundo. Em linhas gerais, o objetivo global tem sido o de aumentar a eficiência de longo prazo da indústria, a partir da instalação de um ambiente competitivo na geração e comercialização de eletricidade. A aposta básica é que mecanismos de seleção de mercado possam sinalizar mais adequadamente a alocação de recursos em novos projetos de geração, estimular novos mecanismos de gestão de riscos e beneficiar consumidores que, com a liberdade de negociação de seus fornecedores, podem ter acesso à eletricidade com custos menores (URANI, 2004).

Segundo Urani (2004), as reformas possuem ritmos e matizes diferenciados em diversos países, sendo possível verificar uma grande heterogeneidade de situações – desde reformas marginais (caso da França, onde basicamente se fizeram pela introdução de leilões de energia da empresa monopolista de fato, a EDF) ou bastante radicais (caso do Reino Unido, onde não mais existem consumidores cativos).

Como resultado dos estímulos seletivos de mercado, podem-se verificar, por exemplo, o surgimento de mercados futuros de energia e uma ampla difusão de novas tecnologias de geração. Em tal ambiente, as empresas de eletricidade intensificaram seus esforços de pesquisa e desenvolvimento na implementação de novas tecnologias mais eficientes, ambientalmente aceitáveis e de menor risco financeiro. As centrais geradoras de ciclo combinado, alimentadas a gás natural, são citadas como exemplo de tecnologia com maior padronização, flexibilidade, menor tempo de construção e menor escala. Urani (2004) complementa que a difusão de novas tecnologias de geração de eletricidade, além de estimular a descentralização do sistema e permitir incrementos marginais de oferta, gera também um controle automatizado das plantas, reduzindo drasticamente a necessidade de operadores manuais.

A experiência internacional também tem sido rica em ensinamentos a respeito da necessidade de uma modelagem prévia adequada da estrutura de mercado para se prevenir abuso de poder de mercado no segmento de geração e se afirmar um mercado competitivo de eletricidade. Alguns dos problemas que podem ser citados por conta de uma modelagem inadequada são:

- a) Abuso de poder de mercado dos geradores, provocado pelo duopólio da geração no Reino Unido;

- b) Falta de desenvolvimento de mecanismos que permitissem a participação de consumidores no mercado atacadista, também no Reino Unido;
- c) Participação cruzada de agentes em segmentos livres e cativos e em diversos pontos da cadeia produtiva (controle do mercado de insumos, por exemplo, na Califórnia).

O estabelecimento e manutenção da competição na geração e no segmento atacadista dominam o debate nos países centrais, uma vez que as redes de distribuição, ou o monopólio, de maneira geral, têm permanecido com o concessionário dos serviços em determinada área. Nesse sentido, os arranjos institucionais e regulatórios, tanto quanto os comerciais e os operacionais – o que engloba a produção da energia, a comercialização no atacado e a operação das redes de transmissão - têm sido o ponto nevrálgico não apenas da eficácia da liberalização, como do próprio funcionamento da indústria elétrica. Assim, modelos operacionais (que envolvem, concomitantemente, componentes comerciais e institucionais) vêm sendo amplamente debatidos em vários países. Tratam-se de modelos que representam variados estágios de liberalização, categorizados em função do grau de competição introduzido (SAUER, 2003).

Uma classificação dos modelos operacionais é a de Hunt & Shuttleworth (1996 apud SAUER, 2003), que divide os modelos em monopólio verticalmente integrado, monopsônio, competição no atacado e competição plena, cujos conceitos básicos resume-se a seguir.

a) Monopólio verticalmente integrado

Caracterizado pela existência de um ou mais monopólios verticalmente integrados, nesse modelo os consumidores não têm a opção do seu fornecedor,

permanecendo cativos. Apresenta vantagens operacionais, de planejamento e de coordenação dos sistema. Favorece os investimentos em instalações de grande escala e permite a implementação de políticas sociais e de desenvolvimento regional ou setorial, por meio da aplicação de subsídios. Seus problemas já são classicamente apontados como falta de incentivo para o incremento de qualidade e redução de preços, falta de transparência e ingerência política de gestão.

#### b) Monopsônio

Um único agente, em geral verticalmente integrado à transmissão, ou mesmo à essa e à distribuição, compra toda a energia no atacado. Também conhecido como “comprador único”, este modelo admite parcialmente a participação privada. É operacionalizado através de concorrências públicas periódicas, para ampliação da oferta, ou para a prestação de serviços em áreas estipuladas, podendo incluir, também, a distribuição.

Trata-se de um modelo de competição pelo mercado, sendo considerado uma etapa intermediária na introdução de competição na indústria elétrica e a única opção que permite a participação de produtores independentes por meio de contratos de longo prazo. Além da França, onde prevalece, é bastante popular na Ásia, sendo adotado, também, no México. É apontado, ainda, como a única opção em casos de liberalização incompleta, em que as indústrias não estão totalmente reestruturadas, e em caso de ausência de arcabouço regulatório e institucional que assegure competição com mínimo risco de práticas anticompetitivas e de abuso de poder.

Entre suas características mais favoráveis, inclui-se a possibilidade de atração de capitais privados para investimentos em geração, permitindo a redução ou o compartilhamento de riscos. E a possibilidade de implementação de políticas sociais, uma vez que o Estado mantém significativa participação na gestão setorial.



### c) Competição no atacado

As companhias distribuidoras têm, nesse modelo, a opção de escolher o seu fornecedor. Porém, em geral, seu monopólio de área é mantido. São firmados contratos bilaterais entre os geradores e os distribuidores e grandes consumidores por meio de um agente, que pode ser o proprietário da rede de transmissão ou um intermediário das transações no atacado. Tanto a capacidade existente quanto a sua expansão podem ser expostas à competição. Argumento também clássico é que além da introdução da competição, que otimizaria a eficiência econômica, a esse modelo atribui-se a vantagem de transferir ao mercado os riscos inerentes às atividades de produzir e distribuir energia elétrica. Uma desvantagem é que as possibilidades de implementar políticas públicas, em especial sociais, virtualmente desaparecem.

### d) Competição plena

Esse modelo admite a possibilidade de competição no âmbito do suprimento e do fornecimento, pela eliminação de qualquer tipo de mercado cativo, bem como de agentes de compra e venda no atacado. Vendedores e compradores passam a interagir por meio do mercado atacadista, firmando, entre si, contratos que podem ser de longo ou curto prazo. O arranjo prevê, no mínimo, a constituição de um mercado atacadista, de um mercado à vista (*spot*), e de um operador independente do sistema.

É o tipo de modelo que requer mais intensa regulação, pois o risco de haver “imperfeições” e abuso de poder de mercado é sempre presente. O problema dos custos afundados é mais agudo, os programas de gerenciamento pelo lado da demanda e de eficiência energética tendem a ser prejudicados e, mais que no caso anterior, aqui não há espaço para as políticas sociais.

## 2.3A REFORMA BRASILEIRA

### 2.3.1 Antecedentes

As características do setor elétrico brasileiro são bastante peculiares em termos internacionais, dado que a geração é eminentemente de origem hidráulica e baseada em usinas situadas em rios onde o aproveitamento é feito em cascata. Em virtude disso, existem usinas de diferentes proprietários situadas em um mesmo rio, fazendo com que a decisão a respeito da produção de uma determinada usina, caso seja deixada por conta e risco do seu proprietário, possa trazer externalidades para os demais proprietários situados em outros pontos do rio (URANI, 2004).

Esses problemas foram minimizados, principalmente a partir dos anos 60, por uma estrutura industrial verticalmente integrada nos segmentos de geração e transmissão e por uma estrutura de propriedade basicamente estatal. Dessa forma, mesmo havendo a presença de ativos importantes de geração de propriedade dos governos estaduais, as decisões eram centralizadas pela Eletrobrás, responsável pelo planejamento e coordenação da operação do sistema.

Segundo Urani (2004), o esgotamento do modelo estatal se deu principalmente por duas razões. Em primeiro lugar, a crise fiscal do Estado, com a redução da capacidade de investimento da União nos níveis necessários para a expansão do sistema. Em segundo lugar, pela existência de um regime regulatório inadequado, que não estimulava a busca da eficiência e do baixo custo na geração. Assim, a falta de uma regulação setorial eficiente e os problemas de financiamento trouxeram a necessidade de uma reforma estrutural do setor elétrico brasileiro.

Em meados da década de 90, a Lei nº 8.987/95, denominada Lei de Concessões, dispôs sobre o regime de concessão e de permissão de prestação de serviços de interesse geral, conforme previsto no artigo 175 da Constituição Federal de 1988. Esta lei estabelece também que toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviços adequados ao pleno atendimento dos usuários, ou seja, deve atender às condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia nesta prestação, e modicidade das tarifas. Outro ponto importante é a previsão, nos contratos, de mecanismos de revisão tarifária, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa. Tal lei também dispõe sobre o regime de concorrência na licitação de concessões para projetos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2002).

Em julho de 1995, estabeleceu-se, através da Lei 9.074, as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços de interesse geral. Foi estabelecida, também a figura do produtor independente de energia elétrica, permitindo-se aos consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em alta tensão, a escolha do seu fornecedor de energia elétrica. Além disso, esta lei estabeleceu o livre acesso às instalações de transmissão e possibilitou a formação de consórcios de geração (TOLMASQUIM, 2002).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em 1997 através da Lei 9.427, mas, como a legislação existente ainda não era suficiente para atrair investimentos privados, nesse mesmo ano o governo federal contratou uma consultoria internacional, a Coopers&Lybrand, para elaborar um novo modelo setorial, utilizando em muito as experiências de reformas internacionais que estavam sendo feitas naquele momento, mas observando as peculiaridades do modelo brasileiro (URANI, 2004).

Em linhas gerais, como aponta Urani (2004), identificou-se a possibilidade de introdução de políticas regulatórias promotoras de competição nos segmentos

de geração e comercialização do sistema, enquanto que nos segmentos de transmissão e distribuição permaneceriam presentes as características de monopólio natural. Para os segmentos monopolistas haveria a necessidade de regulação para garantir o livre acesso às redes e para introduzir incentivos à modicidade tarifária e qualidade de fornecimento aos consumidores cativos.

Os preceitos acima constituem a base da Lei 9.648/98, com destaque para o papel destinado ao Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde se dariam as trocas de excedentes físicos de energia entre os agentes de produção e os de consumo, por meio de transações *spot*. No entanto, o grosso dos contratos seria composto por contratos bilaterais, com prazo mínimo de dois anos, tendo em vista que, dada a característica hídrica do mercado brasileiro, transações de curto prazo trazem uma volatilidade muito grande e os agentes procurariam fazer contratos de longo prazo para reduzir suas incertezas e poderem ter uma melhor identificação dos seus riscos contra essa volatilidade (URANI, 2004).

A propósito da característica volátil, de acordo com Borenstein (1999), a sistemática de operação (ou despacho) das usinas em um sistema tal como o brasileiro não depende apenas de duas variáveis – comportamento da demanda e capacidade instalada de geração – como aconteceria em um sistema de geração de base térmica. Quando o parque gerador é hidrelétrico, o programa de despacho de mínimo custo deve levar em conta, também, uma restrição intertemporal, a qual está relacionada ao nível de armazenamento atual dos reservatórios e à previsão de afluências, o que implica decidir se é (economicamente) preferível utilizar a água agora, ou economizá-la para uso futuro. Na realidade, a água armazenada possui um custo de oportunidade que é definido pela probabilidade de vertimentos no futuro. Em outras palavras, se são grandes as chances de um dado reservatório ultrapassar seu limite máximo de armazenamento dentro de um certo período, então a água armazenada (hoje) neste reservatório tem pouco valor. Neste caso, a água armazenada deve ser

“turbinada”, gerando a maior quantidade possível de energia, ou será vertida, se o reservatório atingir mais de 100% de sua capacidade.

Dessa forma, o modelo estabeleceu uma total independência entre as transações físicas, ou seja, a geração e a entrega de energia, e as transações financeiras pactuadas nos contratos bilaterais. Os preços do mercado *spot* seriam definidos de acordo com modelos computacionais e não refletiriam o livre jogo da oferta e da demanda, pois, conforme discutido anteriormente, as características hídricas do setor elétrico brasileiro exigiriam forte coordenação do despacho das usinas, impedindo que os agentes pudessem estipular, via preços, os custos de oportunidades pelo uso da água, confrontando-se com as necessidades da demanda.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) teria um papel decisivo no novo modelo, ao exercer a função de regulador técnico do sistema elétrico, o que reuniria desde os papéis de planejamento e programação até a execução da operação das usinas de geração que atenderiam a demanda a cada momento. Caberia ao ONS, portanto, o papel crucial de preservar a operação integrada do sistema, por meio de um despacho centralizado (URANI, 2004).

Os preços *spot* seriam determinados por um modelo computacional, refletindo o custo marginal de operação (CMO), considerando a previsão sobre o comportamento de uma série de variáveis, tais como a demanda, a entrada de novas obras de geração e transmissão, o nível pluviométrico etc. Com base na informação do custo de geração dada por cada um dos agentes, o ONS ordenaria cada usina em função do menor custo de operação, de forma a garantir o menor custo operacional possível.

A despeito da preocupação em se estabelecer um modelo regulatório adequado, ocorreram imperfeições de desenho que contribuiriam para a crise de

suprimento de eletricidade – o racionamento de energia de 2001. De acordo com Tolmasquim (2002), contribuíram para a crise:

a) A escassez de investimentos

A maior parte da escassez de investimentos privados, segundo Urani (2004), se deve à longa transição entre a percepção da necessidade de se atrair a iniciativa privada para aportar novos investimentos em infra-estrutura e o ritmo de criação do marco regulatório setorial.

b) O crescimento da demanda

Destaca-se o efeito do Plano Real sobre o aumento do consumo de energia elétrica, justamente no ponto de inflexão dos investimentos estatais.

c) Desequilíbrios nos reservatórios

Como consequência da interrupção das privatizações, houve, em primeiro lugar, o atraso das obras programadas e, em segundo lugar, a não construção de obras previstas nos Planos Decenais. A estes dois fatores acrescenta-se a hidrologia desfavorável nas regiões Nordeste e Sudeste para o comprometimento do nível dos reservatórios.

### **2.3.2 O novo modelo do setor elétrico**

Em 2004 foram introduzidas modificações no arcabouço regulatório do setor elétrico através da Lei 10.848, regulamentada pelo Decreto 5.163/04. As alterações tomaram como base duas premissas principais: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados.

O novo modelo criou um processo compulsório de contratação de energia por parte das empresas de distribuição, através de leilões dentro de um ambiente específico de regras, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Também foi estabelecido o Ambiente de Comercialização Livre (ACL), onde os contratos são estabelecidos bilateralmente entre os agentes, que podem ser consumidores livres, geradores, autoprodutores, produtores independentes e comercializadores. Nesse ambiente, os negócios são feitos em balcão ou via leilão, tendo como meta a oferta mensal de determinada quantidade de energia por certo período de tempo. No ACL, os contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos e volumes, a critério dos próprios interessados.

A contratação de energia no ACR é realizada mediante licitações, na modalidade de leilão, promovidas pelo Ministério das Minas e Energia (MME). Os contratos são do tipo bilateral, com diferentes prazos de duração.

As licitações são promovidas pelo MME, o qual recebe com antecedência as declarações de necessidades das distribuidoras para um horizonte de cinco anos, elaboradas com base na demanda prevista. O MME convoca os vendedores e os leilões ocorrem por sistema eletrônico. Nos leilões, os vendedores ofertam as quantidades que desejam vender. À medida que a demanda ofertada é maior que a demandada, os preços caem, até o ponto em que se igualam as quantidades demandadas e ofertadas.

Ao final desse processo de licitação, a contratação no ACR é formalizada em contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) entre cada gerador e cada distribuidor.

A seguir, tendo como referência o exposto por Guimarães (2006), apresentamos um detalhamento dos principais objetivos do novo modelo e os instrumentos criados para alcançá-los:

a) Segurança de suprimento

Devido à forte participação da geração hidrelétrica no sistema brasileiro, o preço no mercado de curto prazo apresenta uma volatilidade de longo prazo acentuada, podendo assumir baixos valores por longos períodos consecutivos e ser intercalado por períodos de preços muito elevados, representando as “secas”. Devido a este comportamento de preços, esperava-se que as distribuidoras buscassem firmar contratos bilaterais de compra de energia como instrumento de gestão de risco para mitigar exposições financeiras durante os períodos de preços elevados. Porém, o que se observou é que isto não ocorreu na prática: como a ocorrência de preços baixos é predominante, devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema, as distribuidoras preferiam ter uma parte de sua demanda não contratada e aceitavam o risco de pagar preços elevados, uma vez que o benefício de compra de energia barata por anos poderia compensar esta exposição financeira.

A dificuldade com este raciocínio é que, com a existência do despacho centralizado do sistema brasileiro, haveria uma redução progressiva na energia hidrelétrica armazenada do sistema (utilizada para atender a demanda do país) caso todas as distribuidoras adotassem este comportamento. Esta redução de armazenamento afetaria a confiabilidade global de suprimento.

Adicionalmente, poderia se pensar que, segundo a teoria marginalista da expansão, os preços *spot* aumentariam à medida que a demanda aumenta em relação à oferta, o que por sua vez induziria à construção de nova capacidade. Entretanto, o que se observou é que o aumento significativo do preço *spot* ocorre somente alguns meses antes do racionamento, quando já não há tempo para a



construção das novas usinas. Assim, com a volatilidade de preços e predominância de preços baixos, o investimento em geração no país torna-se arriscado e geradores precisam de contratos bilaterais de longo prazo para conseguir empréstimo junto a bancos. Como o incentivo a contratar das distribuidoras é reduzido, a expansão da oferta fica restringida. Por esta razão, a nova regulamentação do setor estabelece que todos os agentes de consumo (tanto distribuidoras como consumidores livres) devem contratar 100% de sua carga. Além disto, todos os contratos de venda de energia devem ter um respaldo físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento. Assim, se toda demanda estiver 100% contratada, cujos contratos apresentam garantia física de geração, a segurança de suprimento estaria garantida.

Com estas medidas, se impede que uma distribuidora adquira energia secundária barata sem contrato no mercado de curto prazo, nem que um agente venda um contrato puramente financeiro, sem que haja uma garantia de produção da energia comercializada. Assim, com a obrigatoriedade de contratação, a disposição a contratar das distribuidoras torna-se o principal motor para induzir a expansão da oferta: qualquer acréscimo de demanda deve ser coberto por contratos bilaterais, que serão buscados junto a novos geradores e servirão justamente de respaldo financeiro para que estes possam concluir sua engenharia financeira junto aos bancos e garantir a expansão do sistema.

#### b) Modicidade tarifária

A base da modicidade tarifária é a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. No caso de consumidores livres (aqueles que podem escolher seu fornecedor), o montante (MW médio) e o valor (R\$/MWh) dos contratos são livremente negociados entre geradores e consumidores livres. No caso dos consumidores cativos (ou regulados), a compra de energia é feita pela distribuidora. Como os custos de contratos podem ser passados aos

consumidores finais, o agente regulador precisa desenvolver mecanismos que induzam à contratação eficiente e evitem abuso de poder de mercado.

Em muitos países o instrumento regulatório mais importante para induzir a eficiência na compra de energia é o preço de repasse ao consumidor cativo, que é um limite máximo (“teto”) no repasse do preço da energia para os consumidores cativos. Este limite, estabelecido pelo regulador, deveria corresponder a um preço da energia ao qual um cliente cativo poderia ter acesso com facilidade.

No novo modelo setorial, o instrumento principal para promover a eficiência na compra de energia pelas distribuidoras é a utilização de leilões abertos e regulados de contratos padronizados de médio/longo prazo cujo critério de escolha é a menor tarifa ofertada. Estes leilões são realizados “em conjunto”, isto é, buscam contratar a soma das necessidades individuais de cada distribuidora. O objetivo é obter economia de escala na contratação de nova energia (viabilizando grandes projetos), além de repartir riscos e benefícios dos contratos, e equalizar tarifas de suprimento.

Outro aspecto importante na implementação da compra de energia por leilões é a definição do preço de repasse ao consumidor cativo: a contratação de energia por leilões permite que o preço de repasse seja exatamente o resultado do leilão, pois reflete a disposição do mercado em vender e dos consumidores em comprar. Assim, não é necessária a definição “externa” de valores de referência.

## 2.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi dedicada atenção ao processo de reforma estrutural por que passa o setor elétrico, tanto mundialmente como localmente, nos últimos quinze anos. Tendo em vista o esgotamento do modelo de monopólio verticalmente integrado, foram desenhados quatro modelos operacionais básicos,

nos quais são avaliadas as possibilidades de competição nos segmentos de geração e comercialização, prevalecendo o caráter de monopólio natural para os segmentos de transmissão e distribuição, com livre acesso às redes.

No Brasil, a opção adotada inicialmente foi o modelo de competição plena, o qual recebeu nova orientação a partir de 2004, assumindo a feição do modelo de comprador único, embora seja possível identificar na sua formulação a característica de um condomínio comprador majoritário, o denominado “*pool*”. O propósito de tal guinada seria a substituição de um sistema baseado em “competição no mercado” por um outro baseado na “competição pelo mercado”, com foco na expansão dos sistemas elétricos. É neste contexto que assume uma importância estratégica a definição do “mercado”, objeto da competição.

### 3 A ATIVIDADE DE PREVISÃO DA DEMANDA

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Em Economia, a teoria da demanda inclui conceitos como elasticidade-preço, elasticidade-renda e elasticidade cruzada da demanda. Uma empresa que pretenda aumentar o preço de um dos seus produtos precisa conhecer o impacto desse aumento sobre a quantidade demandada, a receita total e os lucros. A demanda é elástica, inelástica ou unitária em relação ao preço em toda a faixa de aumento de preço? O que acontecerá à demanda se a renda do consumidor aumentar ou diminuir como resultado de uma expansão ou contração econômica? São questões que afetam a todas as empresas, inclusive aquelas com forte regulação governamental, como as distribuidoras de energia elétrica. Tais questões e outras que podem ser formuladas exemplificam a importância de se desenvolverem estimativas de relações de demanda. Quanto maior o conhecimento que uma empresa tenha da demanda por seus produtos, maior a probabilidade de serem tomadas medidas que possam maximizar os lucros e os fluxos de caixa da empresa e, portanto, contribuir para a meta de maximização dos resultados do acionista.

Etimologicamente (*prae* e *videre*), a palavra previsão sugere que se quer ver uma coisa antes que ela exista (MORETTIN, 2004). Alguns autores preferem a palavra predição, para indicar algo que deverá existir no futuro. Ainda outros utilizam o termo projeção. Aqui será usada a palavra previsão, com o sentido indicado pela sua origem latina.

É necessário salientar que a previsão não constitui um fim em si, mas apenas um meio de fornecer informações para uma conseqüente tomada de decisões. A importância das previsões de demanda é reconhecida em todos os níveis de uma organização: nos níveis mais altos, ela é a base para realizar o

planejamento estratégico a longo prazo; nas áreas funcionais de finanças e de contabilidade, a previsão de demanda fornece a base para o planejamento orçamentário e o controle de custos; o setor de *marketing* confia na previsão de vendas para planejar novos produtos, premiar vendedores, e tomar outras decisões importantes; as funções de administração da produção utilizam as previsões para tomar decisões periódicas envolvendo seleção de processos, planejamento de capacidade, melhorias de *lay-out*, e para decisões contínuas sobre planejamento da produção, da programação e do estoque.

O objetivo deste capítulo é apresentar uma introdução às diferentes técnicas e aos modelos de previsão de demanda, tanto qualitativos como quantitativos, utilizados em negócios, com ênfase para o setor de distribuição de energia elétrica.

### 3.2 MÉTODOS DE ESTIMATIVA DA DEMANDA

#### 3.2.1 Métodos qualitativos de previsão

As técnicas qualitativas são subjetivas por natureza e baseadas em estimativas e em opiniões. Tais técnicas são utilizadas, principalmente, quando não existem dados disponíveis. Esses métodos podem envolver diversos níveis de sofisticação – de pesquisas de opinião cientificamente conduzidas a suposições intuitivas sobre os eventos futuros.

De acordo com Gaither (2004), uma classificação para os métodos qualitativos pode ser resumida como abaixo:

- a) Consenso de um comitê

Executivos com capacidade de discernimento, de vários departamentos da organização, formam um comitê que tem a responsabilidade de desenvolver uma previsão de vendas. O comitê pode usar muitas informações de todas as partes da organização e fazer com que os analistas de apoio forneçam avaliações quando necessário. Essas previsões tendem a ser o resultado de um compromisso, ou consenso, não refletindo as tendências que poderiam estar presentes caso tivessem sido preparadas por uma única pessoa.

b) Método Delfos

Esse método é usado para se obter o consenso dentro de um comitê. Por esse método, os executivos respondem anonimamente a uma série de perguntas em turnos sucessivos. Cada resposta é repassada a todos os participantes em cada turno, e o processo é então repetido. Até seis turnos podem ser necessários antes que se atinja o consenso sobre a previsão. Esse método pode resultar em previsões com as quais a maioria dos participantes concordou apesar de ter ocorrido uma discordância inicial.

c) Pesquisa da equipe de vendas

Estimativas de vendas regionais futuras são obtidas de membros individuais da equipe de vendas. Essas estimativas são combinadas para formar uma estimativa de vendas para assegurar estimativas realísticas. Esse é um método de previsão popular para empresas que têm um bom sistema de comunicação em funcionamento e uma equipe de vendas que atua diretamente junto aos clientes.

d) Pesquisa direta com clientes

Estimativas de vendas futuras são obtidas diretamente dos clientes. Clientes individuais são pesquisados para determinar quais quantidades dos

produtos da empresa eles pretendem comprar em cada período de tempo futuro. Uma previsão de vendas é determinada combinando-se as respostas de clientes individuais. Esse método é um dos preferidos das empresas que têm relativamente poucos clientes.

e) Analogia histórica

Esse método une a estimativa de vendas futuras de um produto ao conhecimento das vendas de um produto similar. O conhecimento das vendas de um produto durante várias etapas de seu ciclo de vida é aplicado à estimativa de vendas de um produto similar. Esse método pode ser especialmente útil na previsão de vendas de novos produtos.

f) Pesquisa de mercado

Nas pesquisas de mercado, questionários por correspondência, entrevistas telefônicas ou entrevistas de campo formam a base para testar hipóteses sobre mercados reais. Em testes de mercado, a quantidade de produtos comercializados em regiões ou centros de compras é extrapolada para mercados totais. Esses métodos comumente são preferidos para novos produtos ou para produtos a serem introduzidos em novos segmentos de mercado.

### **3.2.2 Métodos quantitativos de previsão**

Os métodos quantitativos de previsão utilizam modelos estatísticos baseados em dados históricos e são agrupados em análise de séries temporais e modelos causais. A análise de séries temporais baseia-se na idéia de que dados relacionados com a demanda do passado podem ser usados para prever a demanda futura, ou seja, a tendência que gerou a demanda no passado continuará gerando a demanda no futuro. Os modelos causais admitem que a

demanda está relacionada com algum fator fundamental ou fatores no meio ambiente, e que ocorrem relacionamentos de causa e efeito. Ainda em estágio inicial, uma nova técnica na área de previsão é a incorporação de modelos matemáticos, com destaque para as redes neurais.

Segundo Davis (2001), a análise de séries temporais é normalmente utilizada em situações de curto prazo e a previsão causal é geralmente aplicada em planejamento de longo prazo. Ainda conforme o autor, os modelos de previsão que uma empresa deve adotar dependem de uma série de fatores, incluindo:

- a) Horizonte de previsão
- b) Disponibilidade de dados
- c) Precisão necessária
- d) Tamanho do orçamento para previsão
- e) Disponibilidade de pessoal qualificado

### *3.2.2.1 Análise de séries temporais*

Uma série temporal é um conjunto de observações seqüenciais de determinada variável, expressas numericamente, obtidas em períodos regulares de tempo.

A disponibilidade dos dados é que condiciona a formatação das séries. O analista deverá cuidar para que as observações sejam dispostas em pontos eqüidistantes no tempo, obtendo, dessa forma, séries temporais discretas.



Conforme Corrar (2004), em alguns casos as séries temporais são contínuas: quando formadas por observações obtidas continuamente, em determinado intervalo de tempo. Para efeito de análise, entretanto, o autor recomenda a transformação das séries contínuas em séries discretas, de forma que as observações sejam dispostas em pontos regulares no tempo.

De acordo com Corrar (2004), os dados que constituem uma série temporal podem sofrer a influência de diversos fatores, como:

- Alterações macroeconômicas
- Mudanças no padrão tecnológico vigente
- Variações nas condições da natureza
- Fenômenos imprevisíveis

Os fatores citados determinam os componentes das séries temporais, que são:

a) Tendência

É considerado, freqüentemente, o componente mais importante de uma série temporal. Consiste no movimento de direção geral que cobre um longo período de tempo e reflete as mudanças ocorridas nos dados de modo bastante consistente e gradual. Pode ser visualizado pela linha em torno da qual os dados flutuam.

A tendência pode ser linear ou curvilínea (exponencial, polinomial, logística etc.). Diz-se que existe tendência linear quando o movimento (crescente ou

decrecente) é constante ao longo do tempo. A tendência exponencial, por sua vez, ocorre quando o movimento está associado a um expoente verificável ao longo do tempo.

#### b) Variações cíclicas

Consistem em variações que representam movimentos regulares em torno da reta ou da curva de tendência e referem-se às oscilações a longo prazo. Os ciclos podem ser ou não periódicos, isto é, podem ou não seguir padrões análogos, depois de intervalos de tempos iguais. São encontrados padrões cíclicos, por exemplo, nas vendas de televisores a cada Copa do Mundo de Futebol (a cada quatro anos).

De modo geral, as variações cíclicas são difíceis de se determinar, vez que tanto o período considerado, quanto à causa do ciclo, podem não ser conhecidos. Por exemplo, a influência cíclica na demanda pode se originar devido a ocorrências, tais como eleições políticas, guerra ou condições econômicas (DAVIS, 2001).

#### c) Variações sazonais

São variações cíclicas de curto prazo (menos de um ano). Referem-se a movimentos de padrões regulares ou repetidos em torno da linha de tendência, em que os dados de uma série temporal parecem obedecer a períodos como meses, semanas, dias etc. São encontrados exemplos de padrões sazonais nas vendas de brinquedos durante o ano, nas variações de bronzeadores ao longo das estações climáticas etc.

#### d) Variações irregulares

Referem-se aos deslocamentos esporádicos das séries temporais. Decorrem, normalmente, de causas naturais ou sociais, provocadas por eventos imprevisíveis e não periódicos, chamados de ruídos, como, por exemplo: enchentes, greves, eleições etc.

O processo de análise de uma série temporal compreende a decomposição da série em cada um dos componentes de variação, o estudo de cada um desses elementos, seguido de uma nova combinação da série, com o propósito de descrever as variações observadas na variável de interesse.

A etapa de decomposição envolve a remoção de cada elemento que compõe a série. Os modelos utilizados para decompor e identificar o comportamento de uma série temporal consideram a variável dependente  $Y$  como uma função de seus componentes básicos. São dois modelos usados na decomposição de uma série temporal: o modelo aditivo e o modelo multiplicativo.

O modelo aditivo considera a série temporal como resultante da soma de seus componentes:

$$Y = T + C + S + I$$

Onde:  $T$  = componente tendência

$C$  = componente cíclico

$S$  = componente sazonal

$I$  = componente irregular

Segundo esse modelo, os componentes cíclicos, sazonais e irregulares não apresentam aumento ou diminuição sistemática quando varia a quantidade de elementos que compõem a série. Isto é, a adição de novos valores observados à série, ao mesmo tempo em que impactam e modelam sua tendência, por outro lado não modificam o comportamento dos outros componentes.

Quando os movimentos cíclicos, sazonais e irregulares variam, acompanhando a quantidade de itens que compõem a série, um modelo mais adequado é o multiplicativo. Este modelo considera a série temporal como resultante do produto de seus componentes básicos:

$$Y = T \times C \times S \times I$$

Os modelos de séries temporais são classificados de acordo com a existência ou não de estacionariedade na série analisada. Diz-se que as séries são estacionárias quando o movimento de tendência não é significativo ao longo do tempo.

Os modelos disponíveis para tratar as séries estacionárias são:

- a) Média móvel
- b) Média móvel ponderada
- c) Alisamento exponencial

As séries são não estacionárias quando seus dados são caracteristicamente tendenciosos, isto é, quando o movimento de tendência é significativo. Os modelos utilizados no estudo das séries não estacionárias são:

a) Tendência linear

b) Método de Holt

Em seguida, apresentamos uma visão geral dos modelos citados, conforme Corrar (2004):

a) Análise de séries estacionárias – Média móvel

É um processo utilizado para a visualização de uma série temporal que permite ao analista perceber o comportamento da série sem a presença de variações bruscas ao longo do tempo.

Matematicamente, a média móvel que serve como estimativa do valor previsto ( $\hat{Y}_{t+1}$ ) para o período  $t+1$  é a média de  $k$  observações anteriores da série, ou seja:

$$\hat{Y}_{t+1} = \frac{Y_t + Y_{t-1} + \dots + Y_{t-k+1}}{k}$$

O valor de  $k$  representa o número de observações anteriores que serão consideradas no cálculo da nova média móvel.

A expressão média móvel traduz um processo no qual, a cada novo período  $t$  calculado, a observação mais antiga é substituída pela observação do período seguinte, de forma que a nova média calculada considerará essa mobilidade no tempo.

A série original e a série suavizada têm praticamente a mesma média, para cada  $t$  (tempo); a série suavizada terá uma variância menor. O comportamento do

método de suavização por médias móveis dependerá do número de observações consideradas no cálculo de  $\hat{Y}_{t+1}$ .

b) Análise de séries estacionárias – Média móvel ponderada

A técnica de médias móveis ponderadas permite obter valores mais próximos dos valores reais. É uma simples variação do método de médias móveis que permite atribuir pesos ( $W_i$ ) diferentes aos diversos dados originados da série.

A projeção na técnica de média móvel ponderada é dada pela seguinte função:

$$\hat{Y}_{t+1} = W_1 + W_2 \cdot Y_{t-1} + W_k \cdot Y_{t-k+1}$$

$$\text{Onde: } 0 \leq W_i \leq 1 \text{ e } \sum_{i=1}^k W_i = 1$$

Por oferecer maior flexibilidade do que a média móvel simples, a média móvel ponderada exige adicionalmente, para seu cálculo, a determinação dos valores para os pesos  $W_i$ .

A média móvel ponderada tem a propriedade de reduzir a variação normalmente apresentada em um conjunto de dados. A média móvel ponderada como método de previsão em séries temporais é freqüentemente usada para eliminar variações indesejáveis.

c) Análise de séries estacionárias – Alisamento exponencial

O alisamento exponencial ou regularização é também um método que parte de uma equação de médias móveis, ponderadas exponencialmente, com o objetivo de produzir regularização nas variações aleatórias dos dados de determinada série temporal. Esse procedimento permite visualização do movimento de tendência, caso exista, produzido pelos dados da série temporal. Um pressuposto importante dessa técnica é considerar que os valores extremos da série traduzem aleatoriedade, de forma que o resultado obtido com o alisamento evidencia algum comportamento não aleatório que possa existir na série analisada. O alisamento exponencial permite, também, obter previsões de um período à frente, desde que o efeito da tendência seja leve ou inexistente.

A equação de regularização é dada por:

$$\hat{Y}_{t+1} = \hat{Y}_t + \alpha(Y_t - \hat{Y}_t)$$

Onde:  $\hat{Y}_{t+1}$  = novo valor regularizado

$\hat{Y}_t$  = valor regularizado anterior

$Y_t$  = novo ponto dado

$\alpha$  = fator de regularização ( $0 \leq \alpha \leq 1$ )

O valor regularizado ( $\hat{Y}_{t+1}$ ) é igual ao valor anterior mais uma porcentagem alfa ( $\alpha$ ) da diferença entre o valor anterior e o seguinte. Em outras palavras, o efeito do fator de regularização é somar à (ou subtrair da) última média uma porcentagem da diferença entre esta e o próximo dado individual, para obter a nova média.

A constante de regularização  $\alpha$  definirá o grau ou tamanho da regularização. Para valores pequenos de  $\alpha$  são obtidas previsões que não reagem rapidamente, em face de uma mudança nos dados. Para valores de  $\alpha$  mais próximos de 1, as previsões reagem mais rapidamente a mudanças nos dados, de forma que a curva dos dados previstos aproxima-se mais daquela dos dados reais.

Dessa forma, caso o analista deseje trabalhar com variações aleatórias mais suavizadas, deve utilizar um valor pequeno para o  $\alpha$ ; por outro lado, caso escolha produzir valores previstos mais sensíveis (que reajam mais rapidamente) a alguma mudança no padrão das observações consideradas, deve utilizar um valor grande para o  $\alpha$ .

#### d) Análise de séries não estacionárias – Tendência linear

Como exposto anteriormente, a tendência reflete os movimentos para cima ou para baixo, no conjunto de dados de uma série temporal. A tendência é resultante de características específicas de todo um conjunto de dados. Como, no entanto, os movimentos crescentes e decrescentes da direção geral da série ocorrem com o passar do tempo, isso faz com que a variável tempo torne-se um elemento fundamental para estimar a tendência futura de uma série.

Para efetuarmos os cálculos de uma medida que represente a previsão de determinada variável, podem ser utilizados diversos recursos matemáticos. Por causa de sua facilidade de uso, é recomendado o uso do método dos mínimos quadrados, que permite o cálculo de estimativas para determinada variável, quando considerada em vários pontos discretos no futuro. O modelo a seguir traduz essa idéia.

$$\hat{Y}_t = \beta_0 + (\beta_1 \cdot X_{1t})$$



Onde:  $\hat{Y}_t$  = valor previsto da série temporal

$\beta_0$  = valor de  $\hat{Y}_t$  quando  $t = 0$

$\beta_1$  = coeficiente angular da reta

$X_{1t}$  = número de períodos de tempo ( $X_{11}=1$ ,  $X_{12}=2$ ,  $X_{13}=3$  etc.)

De fato o que se propõe é a realização de uma regressão linear onde a variável explicativa é o tempo.

e) Análise de séries não estacionárias – Método de Holt

O método de Holt oferece refinamentos adicionais na modelagem, à medida que introduz uma constante de alisamento que afeta a tendência da série.

As funções para a previsão, através do método de Holt, são dadas pelas equações a seguir:

$$(1) \hat{Y}_{t+k} = E_t + kT_t$$

$$(2) E_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha)(E_{t-1} + T_{t-1})$$

$$(3) T_t = \beta(E_t - E_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1}$$

$$0 \leq \alpha \leq 1, 0 \leq \beta \leq 1$$

Onde:

$Y_t$  = valor observado em uma série temporal

$\hat{Y}_{t+k}$  = valor estimado para o período  $k$ , a partir de um valor observado  $Y_t$

$E_t$  = valor do nível observado, excluído da tendência

$T_t$  = valor da tendência no nível observado

$\alpha$  e  $\beta$  = parâmetros de suavização

A equação (1) fornece o valor da estimativa no momento  $t+k$ ; a equação (2) serve para efetuar o alisamento e a equação (3) permite captar a tendência.

Como indica Ragsdale (1998), havendo tendência crescente nos dados,  $E_t$  tende a ser maior do que  $E_{t-1}$ , tornando a diferença  $E_t - E_{t-1}$  positiva na equação (3). Isso propicia o aumento do valor do fator de ajustamento da tendência  $T_t$ . Por outro lado, a existência de tendência decrescente nos dados conduz  $E_t$  a valores menores do que  $E_{t-1}$ , tornando a diferença  $E_t - E_{t-1}$  negativa na mesma equação (3), e, por conseguinte, diminuindo o valor do fator de ajustamento da tendência  $T_t$ .

Os passos para uso do método de Holt resumem-se na aplicação dos modelos expressos nas equações (1), (2) e (3), da seguinte forma:

Calcular o nível esperado  $E_t$  para o período de tempo  $t$ , usando a equação (2);

Calcular o valor de tendência esperado  $T_t$  para o período  $t$ , usando a equação (3);

Calcular o valor projetado final  $Y_{t+k}$  para o período  $t+k$ , usando a equação (1).

### 3.2.2.2 Modelos causais

A função de demanda pode ser considerada como a relação entre a quantidade demandada (a variável dependente) e diversas variáveis independentes. O estudo das relações quantitativas entre variáveis econômicas é objeto da Econometria, ramo da Economia que reúne um conjunto de técnicas estatísticas para testar as teorias econômicas (HILL, 2003).

Conforme McGuigan (2004), a estimação de uma função de demanda usando os modelos causais envolve os seguintes passos:

- a) identificação das variáveis;
- b) coleta de dados;
- c) especificação do modelo de demanda;
- d) estimação dos parâmetros do modelo e sua interpretação;
- e) desenvolvimento de previsões (estimativas) baseadas no modelo.

A primeira tarefa para o desenvolvimento de um modelo estatístico de demanda consiste em identificar as variáveis independentes que possivelmente influenciam a quantidade demandada. Essas podem incluir fatores como preço do bem em questão, preço de bens concorrentes ou substitutos, população, renda per capita e gastos com propaganda e promoção. O pesquisador deve tentar conhecer o máximo possível a respeito dos fatores que podem influenciar a

demanda por um produto antes de especificar quais variáveis independentes serão usadas na equação de demanda inicial.

Se uma variável importante for omitida no processo de especificação, os parâmetros de regressão que se obtêm podem ficar muito distorcidos. Quando o modelo estiver sendo formulado, o pesquisador pode tentar incluir todas as variáveis importantes. No entanto, como os dados nem sempre estão prontamente disponíveis ou são onerosos para se obter, deve freqüentemente se contentar com um modelo que contém relativamente poucas variáveis. Poucas vezes se obterá uma equação de demanda empírica que contenha mais de seis ou sete variáveis independentes.

A variável que estamos tentando prever é conhecida como variável dependente (designada por  $Y$ ). As variáveis empregadas para prever o valor da variável dependente são definidas como variáveis independentes (tais como  $X_1$ ,  $X_2$  e  $X_3$ ).

Depois de identificadas as variáveis, o próximo passo consiste em coletar dados sobre elas. Os dados podem ser obtidos de algumas fontes diferentes. Ao se estimar a demanda da empresa, dados sobre preço e vendas podem ser obtidos de registros da empresa. Algumas vezes, os dados não estão disponíveis na forma desejada e isso pode exigir que algumas variáveis do modelo sejam novamente especificadas, ou que transformações sejam feitas para alterar os dados para a forma requerida.

O próximo passo consiste em especificar a forma da equação ou do modelo, o qual indica a relação entre as variáveis independentes e a(s) variável(veis) dependente(s). A forma funcional específica da relação de regressão a ser estimada normalmente é escolhida para refletir com o máximo de precisão as verdadeiras relações de demanda. Muitas alternativas e variações podem ser tentadas. Em virtude de, muitas vezes, não existir uma razão *a priori* para se

esperar que uma forma indique a verdadeira relação melhor que uma outra, muitas variações normalmente são estimadas para se saber a melhor adequação entre os dados para as variáveis dependentes e independentes. Uma idéia de qual forma funcional deve inicialmente ser tentada pode ser conseguida colocando-se em um gráfico tais relações, como a variável dependente ao longo do tempo (quando se lida com dados de séries temporais) e cada variável independente em relação à variável dependente. Os resultados dessa análise preliminar freqüentemente indicarão, por exemplo, se uma equação linear é mais apropriada ou se curvas logarítmicas, exponenciais ou outras transformações são mais adequadas.

A forma mais comum para estimar a equação nos estudos de demanda é uma relação linear. Por exemplo,

$$Y = \alpha + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \varepsilon$$

onde  $\alpha$ ,  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  e  $\beta_3$  são os parâmetros do modelo e  $\varepsilon$  é o termo de erro.

Os valores dos parâmetros são estimados usando-se técnicas de regressão. Um termo representando o erro é incluído no modelo para refletir o fato de que a relação não é exata, isto é, o valor da demanda observada pode nem sempre ser igual ao valor teórico.

O objetivo da análise de regressão consiste em desenvolver uma relação funcional entre a(s) variável (variáveis) dependente(s) e independente(s). Após uma relação funcional ser estabelecida, ou seja, após ser estruturada a equação (ou modelo) de regressão, a equação pode ser empregada para realizar previsões a respeito do valor da variável dependente para determinados valores da(s) variável (variáveis) independente(s).

A técnica dos mínimos quadrados é usada para estimar os coeficientes de regressão. Este método minimiza a soma dos quadrados das diferenças entre os valores observados e estimados da variável dependente para a amostra de observações.

As estimativas dos parâmetros podem ser interpretadas conforme explicado a seguir. O termo constante ou de interseção (coeficiente linear)  $\alpha$  possui pouco significado econômico, por representar a quantidade demandada quando todas as variáveis independentes forem iguais a zero. O valor de cada coeficiente  $\beta$  proporciona uma estimativa da variação da quantidade demandada associada a uma variação de uma unidade da variável independente, mantendo-se constantes todas as demais variáveis independentes. Os coeficientes  $\beta$  são equivalentes às derivadas parciais da função de demanda.

Portanto, cada variável independente exerce um impacto marginal constante sobre a quantidade demandada, independentemente do nível das demais variáveis independentes (isto é, sem levar em consideração o ponto sobre a curva de demanda em que ela é medida). Além disso, a elasticidade da demanda com relação a cada variável independente não é constante, mas varia com o ponto na curva de demanda em que é medida.

Por meio da álgebra matricial, procedimentos podem ser aplicados para calcular os coeficientes de regressão estimados de um modelo de regressão linear e testar a significância estatística das variáveis independentes individuais e a capacidade de explicação geral da equação de regressão. Na maioria das aplicações práticas da análise de regressão múltipla, programas de computador de caráter geral são usados ao executar esses procedimentos em um conjunto determinado de dados.

Embora muitos programas de computador estejam disponíveis para realizar análise de regressão múltipla, os seus resultados são razoavelmente padronizados. Os resultados normalmente incluem coeficientes de regressão estimados, estatísticas de teste (teste t) para os coeficientes individuais, capacidade explicativa do modelo ( $r^2$ ), análise de variância e teste de significância geral (teste F).

O teste t é usado para testar a hipótese de que uma dada variável independente é útil para explicar a variação da variável dependente. O teste F é usado para testar a hipótese de que todas as variáveis independentes da equação de regressão explicam uma proporção significativa da variável dependente. O coeficiente de determinação ( $r^2$ ) mede a proporção da variável dependente que é explicada pelo modelo de regressão, isto é, pelas variáveis independentes.

Baseando-se em uma relação de regressão significativa estatisticamente, pode-se ficar tentado a concluir que existe uma relação econômica causal – a variável independente sendo a causa da variável dependente, o efeito. No entanto, a presença da associação (correlação) não implica necessariamente causalidade. Testes estatísticos somente podem estabelecer se existe associação entre as variáveis. A existência de uma relação econômica de causa e efeito apenas pode ser inferida por meio do raciocínio econômico.

Uma relação de associação pode não resultar em uma relação causal por diversas razões.

- Primeiro, mesmo uma associação entre duas variáveis 95% significativa estatisticamente está sujeita a 5% de puro acaso;

- Segundo, a associação entre duas variáveis pode ser o resultado da influência de um terceiro fator comum. Por exemplo, embora os gastos per capita

com alimentos e vestuário apresentem uma relação próxima ao longo do tempo, não se pode concluir que aumentos nos gastos com alimentos causem aumentos de gastos com vestuário. O grau elevado de associação entre essas variáveis pode ser atribuído a uma terceira variável – a renda per capita. As pessoas tendem a gastar mais em alimentos e vestuário à medida que a renda aumenta ao longo do tempo;

- Finalmente, ambas as variáveis podem ser a causa e o efeito ao mesmo tempo. Em outras palavras, pode existir uma relação simultânea ou interdependente entre as variáveis. Por exemplo, pode-se levantar a hipótese de que a renda de uma pessoa é função de seu nível educacional – quanto maior o número de anos de escolaridade ela tiver, maior será sua renda. No entanto, pode-se argumentar que a relação oposta também é verdadeira, isto é, que o nível educacional é função da renda. Uma renda mais elevada aumenta a possibilidade de uma pessoa ser capaz de arcar com educação universitária ou profissional adicional.

Quando os modelos de regressão linear são examinados, são feitas diversas suposições a respeito da natureza das relações entre as variáveis. De que modo é possível determinar se as suposições estão sendo realmente observadas em uma dada situação? De que modo a violação das suposições afeta as estimativas dos parâmetros e a precisão da previsão do modelo? Que métodos existem para superar as dificuldades causadas pela impossibilidade de aplicação das suposições em uma dada situação?

A econometria fornece respostas a algumas dessas questões, mas não a todas. Alguns dos problemas metodológicos que podem ocorrer ao se aplicar o modelo de regressão linear de equação única incluem: autocorrelação, heterocedasticidade, os erros de especificação e medida e a multicolinearidade. Muitos desses problemas podem invalidar os resultados da regressão. Em alguns casos, encontram-se disponíveis métodos para detectar e solucionar esses



problemas. Em seguida temos uma síntese de tais métodos, elaborada a partir de McGuigan (2004).

#### a) Autocorrelação

Em muitos problemas de modelagem e previsão econômicas, os dados empíricos existem na forma de uma série temporal – uma série de observações das variáveis obtidas em ocasiões distintas. Pode surgir um problema denominado autocorrelação ao se empregarem dados de uma série temporal.

Uma das suposições subjacentes ao modelo de regressão é que o termo de erro  $e_t$  deve ser uma variável aleatória independente. Em outras palavras, supomos que cada erro sucessivo  $e_t$  seja independente de erros anteriores e posteriores, de modo que a equação de regressão não produza um padrão previsível dos valores sucessivos do erro. A existência de um padrão significativo nos valores sucessivos do termo de erro constitui a autocorrelação. Valores sucessivos do erro podem ter autocorrelação positiva ou negativa. A autocorrelação positiva é inferida sempre que erros sucessivos positivos (ou negativos) tendem a ser seguidos por erros com o mesmo sinal. A autocorrelação negativa é inferida sempre que erros sucessivos positivos (ou negativos) tendem a ser seguidos por erros com sinal oposto.

Como cautela ao se trabalhar com dados de séries temporais, os erros (valores de  $e_t$ ) devem ser examinados para se determinar a aleatoriedade. Testes estatísticos também encontram-se disponíveis para verificar a autocorrelação. Uma técnica comumente usada é a estatística de Durbin-Watson.

A presença da autocorrelação conduz a diversas conseqüências indesejáveis nos resultados da regressão. Primeiro, embora as estimativas de  $\alpha$  e  $\beta$  não sejam distorcidas, o método dos mínimos quadrados irá estimar

erroneamente as variações amostrais dessas estimativas. Em particular, o erro padrão será maior ou menor dependendo da existência da autocorrelação positiva ou negativa. Como resultado, o uso da estatística para testar as hipóteses a respeito desses parâmetros pode resultar em conclusões incorretas sobre a importância das variáveis independentes. Segundo, medidas gerais da adequação e da capacidade de explicação do modelo de regressão, como o coeficiente de determinação  $r^2$  e o teste F, não mais fornecerão informações confiáveis sobre a significância das relações econômicas obtidas. Finalmente, o uso da equação de regressão para fins de previsão resultará em previsões com variações amostrais desnecessariamente grandes.

Existem diversos procedimentos para lidar com a autocorrelação:

- Caso se possa determinar a forma funcional da relação de dependência nos valores sucessivos dos resíduos, as variáveis originais poderão ser transformadas por uma estrutura de atraso do tempo para eliminar esse padrão;

- Uma outra técnica que pode ajudar a reduzir a autocorrelação consiste em incluir uma nova tendência linear ou variável temporal na equação de regressão;

- Um terceiro método consiste em calcular as primeiras diferenças a série temporal de cada uma das variáveis (isto é,  $Y_{t+1} - Y_t$ ,  $X_{1,t+1} - X_{1,t}$ ,  $X_{2,t+1} - X_{2,t}$  e assim por diante) e então calcular a equação de regressão usando essas variáveis transformadas;

- Um quarto método consiste em incluir variáveis adicionais da forma  $X_1^2$  ou  $X_1X_2$  na equação de regressão. Normalmente, um desses procedimentos dará resultados satisfatórios compatíveis com a suposição dos erros independentes.

b) Heterocedasticidade

Ao se desenvolver o modelo de regressão dos mínimos quadrados usual, uma outra suposição é de que os erros possuem uma variância constante. Em outras palavras, supomos que as observações possuam variabilidade uniforme em torno da linha de regressão teórica. Essa propriedade é conhecida como homocedasticidade. O afastamento dessa suposição é conhecido como heterocedasticidade, indicado sempre que existe uma relação sistemática entre o valor absoluto do termo de erro e o valor de uma (ou mais) das variáveis independentes. Comparações gráficas ou por meio de tabelas entre os valores absolutos dos termos de erro e os valores de cada uma das variáveis independentes ajudarão a detectar a existência de heterocedasticidade significativa.

A presença de heterocedasticidade faz com que a estimação da variância dos termos de erro seja dependente do conjunto específico de valores das variáveis independentes que foi escolhido. Um outro conjunto de observações pode resultar em uma estimativa muito diferente dessa variância. Como resultado, testes da significância estatística dos coeficientes de regressão individuais e a capacidade de explicação do modelo podem ser enganadores.

Uma forma de heterocedasticidade ocorre quando a variância do termo de erro aumenta com o valor da variável independente. Em muitos casos, essa forma de heterocedasticidade pode ser reduzida ou eliminada dividindo-se todas as variáveis da equação de regressão pela variável independente que se supõe causar a heterocedasticidade, e então aplicar a análise dos mínimos quadrados ao conjunto resultante de variáveis transformadas. No entanto, essa transformação altera a forma do relacionamento hipotético entre as variáveis e, desse modo, pode ser inapropriada em algumas situações.

Um outro método para lidar com a heterocedasticidade consiste em aplicar uma transformação logarítmica aos dados. Novamente, essa operação altera a forma do relacionamento hipotético entre as variáveis. Técnicas mais avançadas e

generalizadas de mínimos quadrados podem explicar a variância do erro não uniforme e preservar o relacionamento hipotético original.

c) Erros de especificação e medida

Erros de especificação podem surgir sempre que uma ou mais variáveis significativas não se encontrem incluídas na equação de regressão. Se a variável omitida for moderada ou altamente correlacionada com uma das variáveis explicativas incluídas na equação de regressão, o efeito da variável faltante será representado no coeficiente da variável incluída. Isso poderá conduzir a uma superestimação ou a uma subestimação do efeito econômico da variável explicativa incluída no modelo, isto é, uma distorção nas estimativas dos mínimos quadrados dos coeficientes de regressão teóricos ( $\alpha$ ,  $\beta$ 's). Mesmo se a variável faltante for independente de (isto é, não correlacionada com) todas as demais variáveis explicativas incluídas no modelo de regressão, o efeito da variável omitida será o de aumentar o valor dos erros residuais e o desvio padrão estimado resultante dos resíduos. A omissão de uma variável explicativa significativa do modelo de regressão de uma série temporal (por exemplo, uma tendência de tempo) pode também resultar em problemas de autocorrelação.

A formulação de um modelo especificado corretamente precisa, portanto, desempenhar um papel importante na estimação de qualquer relação econômica. Às vezes, variáveis relevantes devem ser omitidas porque a estimativa está apoiando decisões que precisam ser tomadas antes de se possuir disponibilidade total dos dados. Quando isso ocorre, uma variável de referência muitas vezes encontra-se disponível e deve substituir a variável omitida. Quanto mais próxima a variável de referência, melhor a estimativa. Quando nenhuma variável de referência estiver disponível, o sentido da distorção nos parâmetros estimados deverá ser diagnosticado.

d) Multicolinearidade

Sempre que existe um grau elevado de intercorrelação entre algumas ou todas as variáveis explicativas em equação de regressão, fica difícil determinar as influências distintas de cada uma das variáveis explicativas sobre a variável dependente, porque os desvios padrão de seus respectivos coeficientes de regressão tornam-se grandes. Sempre que duas ou mais variáveis explicativas são grandemente correlacionadas (ou colineares), o teste t deixa de ser um indicador confiável da significância estatística das variáveis explicativas individuais. Sob tal condição, o método dos mínimos quadrados tende a resultar em estimativas muito instáveis dos coeficientes de regressão de uma amostra para a outra. No entanto, a presença da multicolinearidade não invalida necessariamente o uso da equação de regressão para fins de previsão. A equação pode indicar previsões do valor da variável dependente, desde que o padrão de intercorrelação entre as variáveis explicativas se mantenha no futuro.

Existem algumas técnicas para lidar com a multicolinearidade. Uma técnica consiste em alterar o modelo, eliminando todas as variáveis altamente intercorrelacionadas, com exceção de uma. Ao lidar com dados de uma série temporal, uma outra técnica consiste em usar dados intra-setoriais a fim de obter estimativas independentes de alguns dos parâmetros de regressão. Finalmente, a eliminação de tendências, por meio de métodos de redução do valor, tais como empregar uma variável de tendência ou as primeiras diferenças, muitas vezes pode diminuir o problema da multicolinearidade.

### 3.2.2.3 *Redes neurais*

As redes neurais representam uma área relativamente nova e crescente de previsão. Trata-se de uma técnica de inteligência computacional, inspirada no funcionamento dos neurônios dos seres humanos. Diferentemente das técnicas de previsão estatísticas mais comuns, como a análise de séries temporais e a análise de regressão, as redes neurais simulam o aprendizado humano. Desta forma, com o passar do tempo e com o uso repetido, as redes neurais podem desenvolver um

entendimento dos relacionamentos complexos que existem entre as entradas e saídas de um modelo de previsão. Por exemplo, em uma operação de serviço, estas entradas devem incluir fatores tais como histórico de vendas, condições meteorológicas, horário do dia, dia da semana e o mês. As saídas seriam o número de clientes esperados em determinado dia e em determinado período. Além disso, as redes neurais realizam cálculos muito mais rapidamente do que as técnicas de previsão tradicionais. Davis (2001) cita o caso de uma distribuidora de eletricidade americana que já utiliza redes neurais para prever, no curto prazo, as necessidades de energia com sete ou até dez dias de antecedência. Anteriormente, apenas previsões de médio prazo, ou seja, três meses à frente, eram possíveis de se obter com as técnicas tradicionais.

As redes neurais podem ser divididas em duas categorias gerais: as supervisionadas e as não-supervisionadas. Nos modelos supervisionados, dados históricos são utilizados para “treinar” o *software*. Nos modelos não-supervisionados, nenhum treinamento ocorre. Em vez disso, o *software* pesquisa e identifica padrões que existem em um determinado conjunto de dados.

Como desvantagens apresentadas pelas redes neurais, até o momento, citam-se a impossibilidade de fornecer um intervalo de confiança para as previsões e o fato de não conseguirem prever com um horizonte maior que o mensal, em função da necessidade de grande quantidade de dados de entrada.

### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.3.1 Análise estrutural

A análise estrutural é uma técnica desenvolvida por Michel Godet (1991, apud BUARQUE, 2003) para apoio aos estudos de elaboração de cenários e tem por objetivo mapear as variáveis que concorrem para a definição final da variável

objeto de prospecção, fazendo a separação daquelas com maior poder de influência no sistema das mais dependentes e, por isso mesmo, menos influentes. É, portanto, apropriada para a simulação prospectiva de variáveis complexas como é o caso da demanda de energia elétrica (BUARQUE, 2003).

De acordo com a técnica da análise estrutural podemos estabelecer as seguintes definições para as variáveis envolvidas na formação da demanda de energia elétrica:

a) Variáveis de resultados

Constitui o conjunto de variáveis mais importantes por que dizem respeito ao objeto final dos cenários. Podemos destacar as seguintes variáveis de resultados:

- Demanda agregada de energia elétrica: refere-se ao total de energia elétrica requisitada pelo mercado nacional, que se desagrega em três grandes grupos: demanda residencial, demanda dos poderes públicos (relativamente marginal) e demanda dos setores produtivos; sendo que esta última deve corresponder à soma das demandas das classes industrial tradicional, industrial especial (intensivo) e comercial e serviços;

- Demanda residencial de energia elétrica: diz respeito às necessidades de energia elétrica expressas ao mercado pelo conjunto de residências ligadas às redes de distribuição;

- Demanda industrial de energia elétrica: diz respeito às necessidades de energia elétrica expressas ao mercado pelo conjunto de indústrias que compõem o setor produtivo nacional;

- Demanda de energia elétrica industrial especial: diz respeito às necessidades de energia elétrica expressas ao mercado pelo conjunto de indústrias denominadas de energia-intensivas, visto que utilizam grandes quantidades de energia nos seus processos produtivos. Destas merece destaque aquelas que são eletro-intensivas, como alumínio, soda-cloro, etc.

- Demanda comercial de energia elétrica: diz respeito às necessidades de energia elétrica expressas ao mercado pelo conjunto de unidades comerciais e fornecedoras de serviços.

- Demanda do setor público: diz respeito às necessidades de energia elétrica expressas ao mercado pelos órgãos públicos, administração e empresas prestadoras de serviços, nas três esferas de governo.

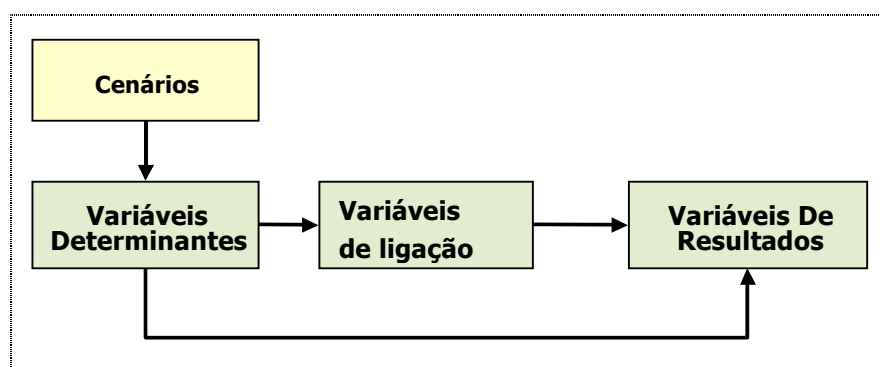
#### b) Variáveis de ligação

São as variáveis que influenciam diretamente o comportamento das variáveis de resultados, mas que são ao mesmo tempo determinadas por outras, sintetizando, por assim dizer, o comportamento das mesmas. Essas variáveis mediam os impactos das variáveis determinantes sobre as de resultados e por isso são chamadas de ligação. Por exemplo, a variável consumo médio residencial é uma variável de definição da demanda residencial e, ao mesmo tempo, sintetiza os efeitos da evolução da renda das famílias, evolução da tecnologia dos equipamentos, hábitos de consumo, etc. Grosso modo, pode-se dizer que as variáveis de ligação são mais pertinentes ao ambiente específico (direto ou mais próximo) da demanda em questão.

#### c) Variáveis determinantes



São aquelas que exercem grande influência sobre o comportamento das variáveis de ligação ou mesmo diretamente sobre a variável de resultado. São exemplos: os investimentos sociais em educação e saúde, a evolução das tarifas que deve expressar, no longo prazo, a evolução dos custos marginais, etc. Este grupo de variáveis é de grande importância na análise prospectiva, por que sobre elas serão formuladas as hipóteses de comportamento em conformidade com as condições gerais estabelecidas nos cenários. A Figura 1 representa os três tipos de variáveis de forma esquemática.



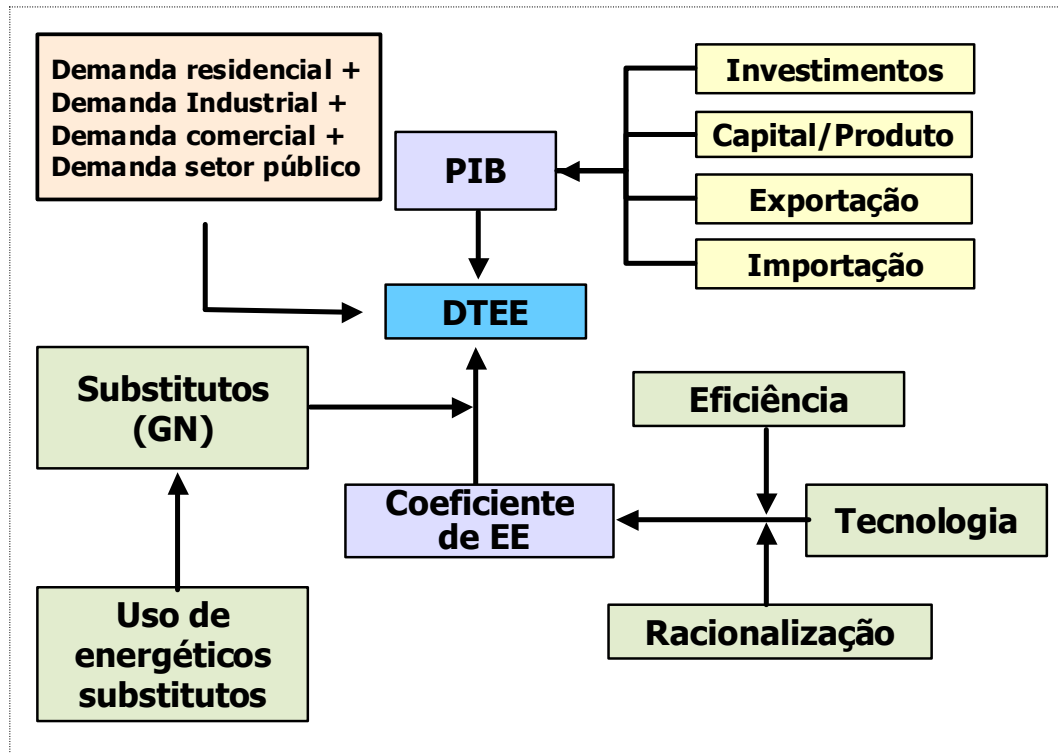
**Figura 1 - Tipos de variáveis para análise estrutural**

Fonte: Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM), 2003.

A demanda de energia elétrica é, portanto, uma variável de resultado condicionada por uma ampla gama de fatores que, na maioria dos casos, estão fora do controle dos agentes envolvidos, sejam eles consumidores ou fornecedores. Esta dependência assume contornos de grande complexidade, pois envolve variáveis interdependentes e com efeitos cruzados entre si, cobrindo desde variações climáticas até decisões de política energética, tecnológica, industrial, etc.

O esquema de formação da demanda de energia elétrica, mostrado na Figura 2, é uma tentativa de representar o conjunto de variáveis, determinantes e

de resultados, que devem estar presentes em um estudo de prospecção de cenários de demanda de energia elétrica.



**Figura 2 - Estrutura simplificada de formação da demanda total de energia elétrica**

Fonte: CTEM, 2003.

Observando o esquema da Figura 2, depreende-se que as variáveis envolvidas, até mesmo por suas características muito peculiares, exercem influências em grau e natureza diversos, permitindo afirmar que há uma hierarquia entre elas, onde umas se revelam muito influentes e outras menos.

O esquema simplificado de formação da demanda de energia elétrica sugere que devemos trabalhar diferentes níveis de segmento da demanda de energia elétrica, tendo em vista as especificidades das variáveis que atuam em

cada caso. Por exemplo, a evolução da variável estoque de domicílios, cuja trajetória depende dos investimentos na redução do déficit habitacional, provoca impactos consideráveis no comportamento da demanda residencial, mas não no comportamento da demanda industrial. Do mesmo modo, a variável inovações tecnológicas nos processos produtivos afeta sobremaneira a demanda industrial, mas não o comercial, e assim por diante.

Por outro lado, com vistas à definição do comportamento futuro das variáveis de resultados em cada um dos segmentos citados, é de fundamental importância que as mesmas sejam bem caracterizadas, delimitadas e analisadas em seu comportamento recente de modo a permitir que o cenarista extraia os indícios de manutenção ou ruptura da trajetória histórica, em conformidade com as condições de contorno definidas em cada um dos cenários macroeconômicos.

Para tanto, são apresentadas, a seguir, de forma resumida, algumas considerações gerais sobre a rede de causalidade e a trajetória recente das variáveis determinantes para alguns segmentos relevantes.

### **3.3.2 Demanda residencial**

A demanda de energia elétrica para a classe residencial apresenta um conjunto de variáveis determinantes bastante distintas das outras classes de consumo. Algumas variáveis se apresentam como resultantes do comportamento de outras, configurando uma rede de causalidade à semelhança de uma árvore com vários pontos de convergência e afunilamento de efeitos, gerando as variáveis de ligação, que se combinam mais à frente para produzir novas sínteses até o resultado final. Este é o caso, por exemplo, da variável estoque de domicílios que, combinada com a taxa de atendimento, concorre para determinar o número de consumidores residenciais.

### 3.3.2.1 *Influência da população*

A primeira variável determinante do comportamento da demanda residencial de energia elétrica é a população. Variável com relativo grau de autonomia mas que se comporta como função do ritmo de evolução das migrações (determinadas pelos fatores de expulsão e atração), e das taxas de natalidade e mortalidade.

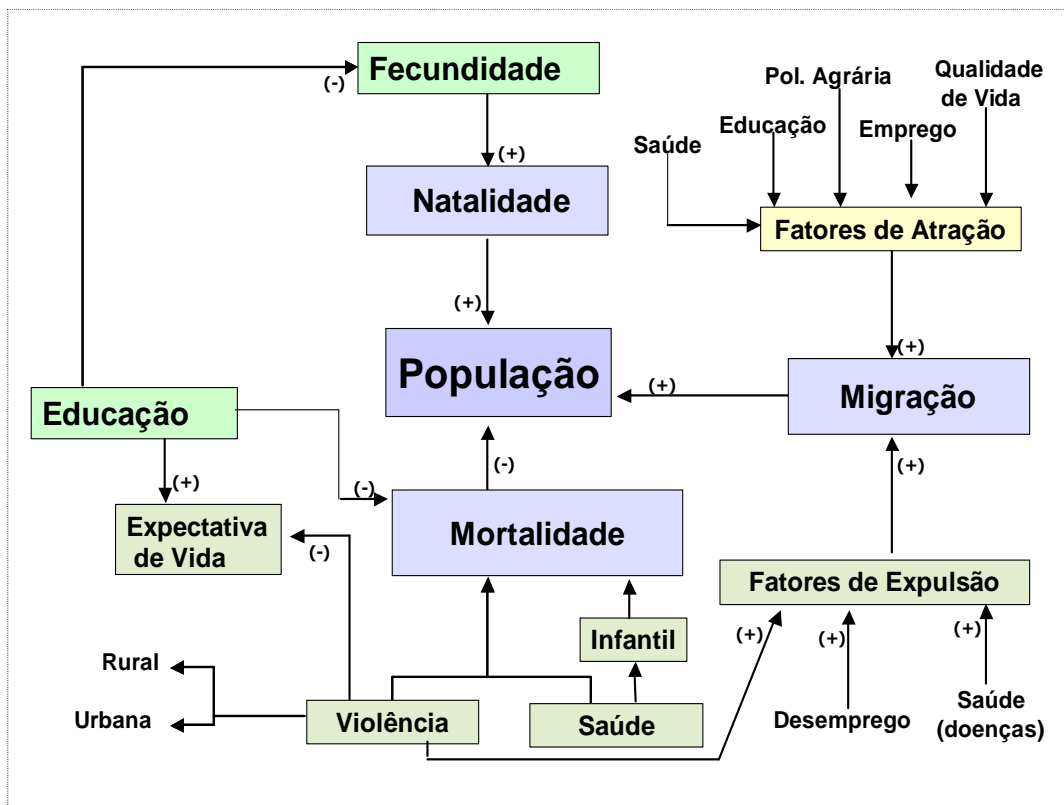
As taxas de natalidade e mortalidade, por sua vez, estarão condicionadas pela evolução do grau de educação e renda das famílias além da cobertura à saúde e das condições gerais relativas à qualidade de vida, sobretudo nas grandes cidades.

As migrações tendem a ser menos importantes quando tratamos da população total do Brasil, visto que os saldos ocorrem em níveis inferiores a 0,25% - cerca de 400 mil na década de noventa (CTEM, 2003). Todavia, quando tratamos dos agregados urbano e rural, o quadro é diferente, visto que as migrações rural-urbana ocorrem em níveis bem mais expressivos - cerca de 11 milhões na década de 1990 (CTEM, 2003) - assim como têm sido também expressivas as migrações rumo ao interior e entre regiões e unidades da federação. Nesses casos é de suma importância a análise apurada dos fatores de atração e expulsão determinantes da movimentação das populações no espaço nacional.

Os fatores de expulsão, que impactam as migrações rural-urbana, por exemplo, dependem do andamento das políticas das ações de fixação do homem no campo, a solução de conflitos pela posse da terra, apoio técnico, crédito, etc, e, em resumo, do encaminhamento da reforma agrária. No tocante às migrações entre unidades da federação e entre as capitais (e grandes cidades) e interior, observamos que há o concurso adicional de outros fatores de expulsão como a violência urbana, a qualidade do meio ambiente e, principalmente a falta ou esgotamento das oportunidades de emprego, renda e negócios.

De outro lado, influenciando os fatores de atração, temos as políticas de emprego (determinadas pelo ritmo da economia) as condições de saúde e educação que os centros urbanos oferecem, em resumo a percepção quanto a qualidade de vida. O parâmetro que sintetiza esta movimentação populacional é o grau de urbanização. Igualmente, deve ser considerado nos casos específicos dos estudos populacionais das unidades da federação um parâmetro que traduza o grau de interiorização da população.

A Figura 3 traz um esquema simplificado de formação da população.



**Figura 3 - Estrutura simplificada de formação da população**

Fonte: CTEM, 2003.

### *3.3.2.2 Influência da quantidade de domicílios*

Prosseguindo na análise da demanda de energia elétrica residencial, a evolução do consumo desta classe depende diretamente da evolução do comportamento do número de domicílios ligados à rede de distribuição. Por seu turno, a variável número de domicílios com energia elétrica depende de outras duas, a evolução do estoque de domicílios (urbanos e rurais) e da taxa de atendimento, isto é, do ritmo de ligação desses domicílios à rede de distribuição tornado-os unidades consumidoras de fato.

Seguindo a linha de causalidade, observamos que a variável estoque de domicílios é a síntese de duas outras: a evolução da população residente (urbana e rural) e do tamanho das famílias. A taxa de atendimento, por sua vez, é uma variável exógena que depende, em primeira análise, da capacidade e intenção da empresa responsável pela distribuição da energia elétrica em realizar os investimentos necessários à expansão da rede de distribuição.

Entretanto, outros fatores intervêm na decisão da empresa, como a definição de regras para o setor, a política de definição de tarifas, taxas de juros, oferta de recursos e linhas de crédito para investimentos, taxa remuneração dos serviços, entre outras. Este quadro mais amplo de condicionantes deverá estar devidamente sinalizado nos cenários de modo a permitir que sejam formuladas hipóteses consistentes de evolução da taxa de atendimento.

Por outro lado, a efetivação da ligação do domicílio à rede de distribuição depende também da capacidade do próprio consumidor em pagar os custos da ligação à rede. Neste caso, as condições sociais e de renda vigentes, assim como a implementação de programas específicos de universalização do atendimento, serão bastante importantes na definição da trajetória desta variável.

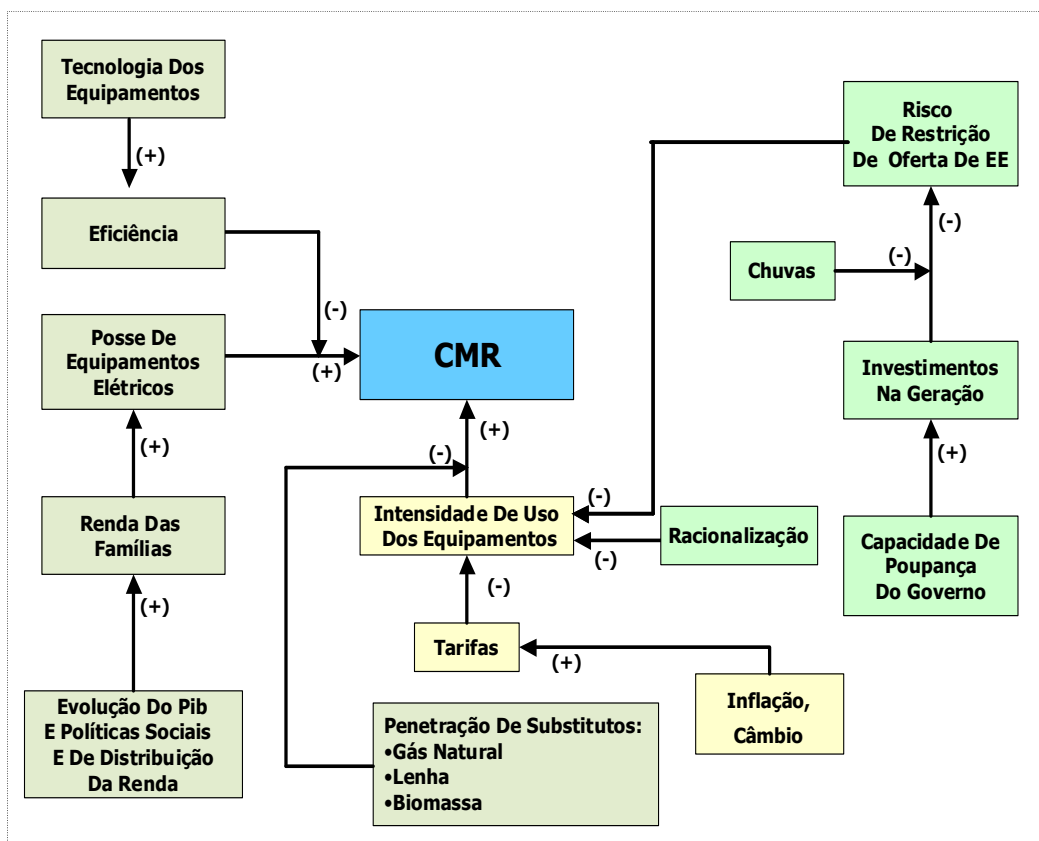
### *3.3.2.3 Influência do consumo médio de energia elétrica por residência*

Por fim, outra variável determinante do comportamento da demanda residencial de energia elétrica refere-se ao consumo médio das residências (CMR) ligadas à rede de distribuição. Pelas definições antes apresentadas, esta variável é uma síntese do comportamento de outras tantas, com destaque para a variável representativa do nível de posse de equipamentos elétricos, por parte das famílias, e da intensidade de uso dos mesmos.

Na base dessas variáveis encontramos a evolução da renda, causando impactos positivos, caso seja crescente, sobre o nível de posse de equipamentos, por um lado, e por outro, a evolução das tarifas e dos preços em geral.

O avanço tecnológico, refletido na eficiência energética dos equipamentos, a implementação de campanhas de estímulo à economia e racionalização do uso, as perspectivas de evolução da oferta e a penetração de fontes alternativas como o gás natural, entre outras, alteram a intensidade de uso dos equipamentos elétricos no interior das residências.

A Figura 4 apresenta um esquema das relações entre variáveis influenciadoras do consumo médio residencial.



**Figura 4 - Estrutura simplificada do consumo médio residencial**

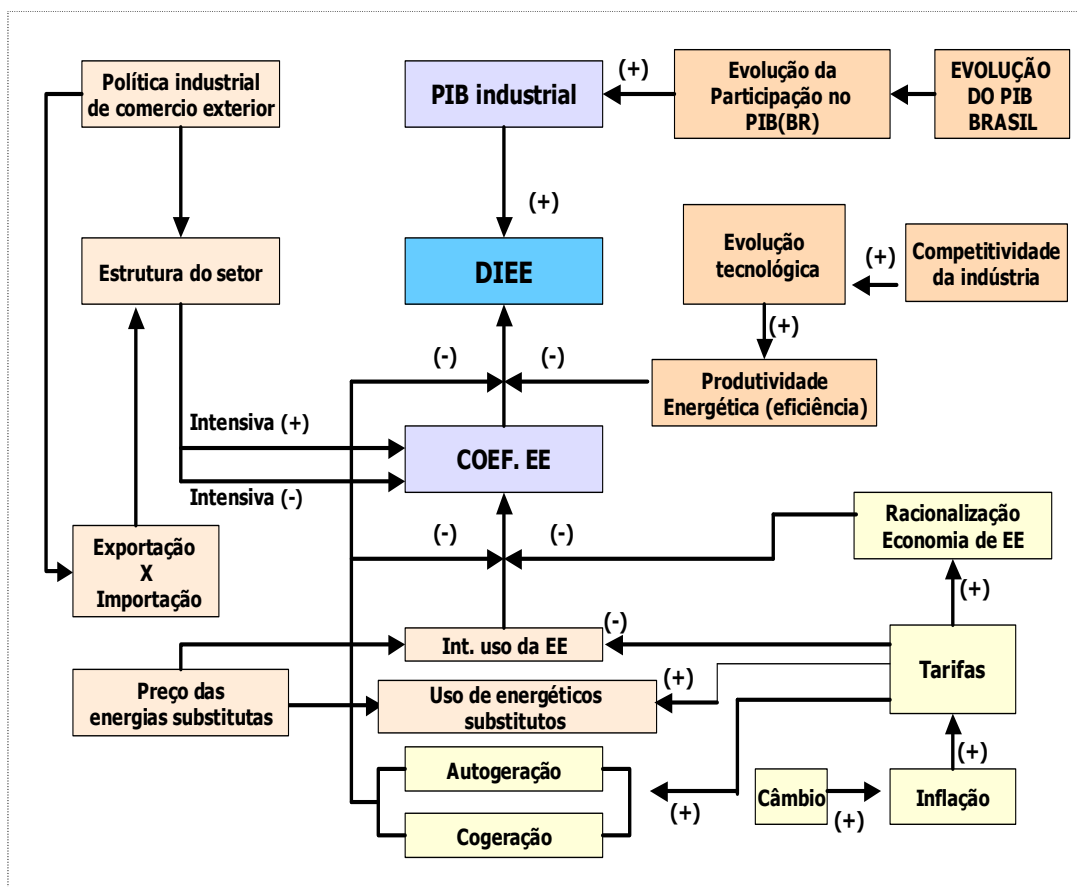
Fonte: CTEM, 2003.

### 3.3.3 Demanda industrial

Para efeito de prospecção do comportamento futuro da demanda de energia elétrica da classe industrial, os analistas das áreas de mercado dividem o segmento em dois grupos bastante distintos do ponto de vista do consumo: o dos consumidores não intensivos em energia elétrica, que são a maioria e recebem a designação de tradicionais, e os consumidores intensivos em energia elétrica, denominados especiais.



O esquema representativo da estrutura de formação da demanda industrial de energia elétrica, mostrado na Figura 5, que compreende os dois grupos, será explorado a exemplo do que foi feito para a classe residencial, procurando-se descrever as variáveis de ligação e suas determinantes mais importantes para a definição da trajetória da variável de resultado.



**Figura 5 - Esquema simplificado de formação da demanda industrial de energia elétrica**

Fonte: CTEM, 2003.

Observando o esquema representativo da estrutura de formação da demanda desta classe, podemos destacar duas variáveis de ligação importantes:

o nível de produção do setor (em US\$) e o consumo específico do segmento ou intensidade de uso da energia elétrica do produto industrial (em kWh/US\$). Também deve ter um tratamento específico a demanda dos consumidores eletrointensivos.

#### *3.3.3.1 O nível de produção industrial*

A trajetória do produto industrial tende a ser bastante influenciada, de modo geral, pela própria dinâmica da economia nacional e, mais especificamente, pelas mudanças estruturais na formação do produto nacional. Desse modo, importa definir, em conformidade com as condições de contorno estabelecidas em cada cenário, a contribuição do produto industrial na formação do produto interno bruto. Todavia, vale registrar que a evolução da distribuição setorial de longo prazo do PIB brasileiro segue os padrões observados em todos os países em desenvolvimento, qual seja: primeiro tem-se uma queda significativa da participação da agropecuária, compensada inicialmente pela expansão da indústria. Em um segundo momento, é o setor de serviços que vê crescer sua participação, compensada pelas quedas das contribuições da agropecuária e da indústria (CTEM, 2003).

#### *3.3.3.2 A intensidade energética*

A segunda variável de ligação, muito mais complexa e com uma extensa rede de relacionamentos, refere-se ao conteúdo ou intensidade de uso da energia elétrica na geração do produto industrial. Neste caso, como mostra o esquema de formação da demanda, esta variável catalisa os efeitos de inúmeras outras, com destaque para a evolução da eficiência energética dos processos de produção, a qual depende do ritmo de inovações tecnológicas que, por sua vez, deve refletir o ambiente de competição antecipado explicitado nos cenários. Por outro lado, as mudanças estruturais no interior do setor, fruto das escolhas estabelecidas na política industrial (por exemplo: setor de exportação versus mercado interno;

produção de insumos ou *commodities* versus bens de maior valor agregado, substituição de importações, proteção a um setor nascente e/ou estratégico, etc.), podem resultar num setor com maior ou menor conteúdo energético dependendo do peso de determinados segmentos industriais.

Há também a influência do processo de penetração de fontes substitutas como o gás natural e demais energéticos derivados do petróleo, os quais, por seu turno, dependerão da evolução dos preços internacionais e das políticas energéticas e cambial. Por fim, vale ressaltar a importância do avanço da co-geração e auto-produção de energia elétrica cujos comportamentos tendem a ser bastante influenciados pelas perspectivas de evolução dos preços da energia elétrica e das condições de oferta.

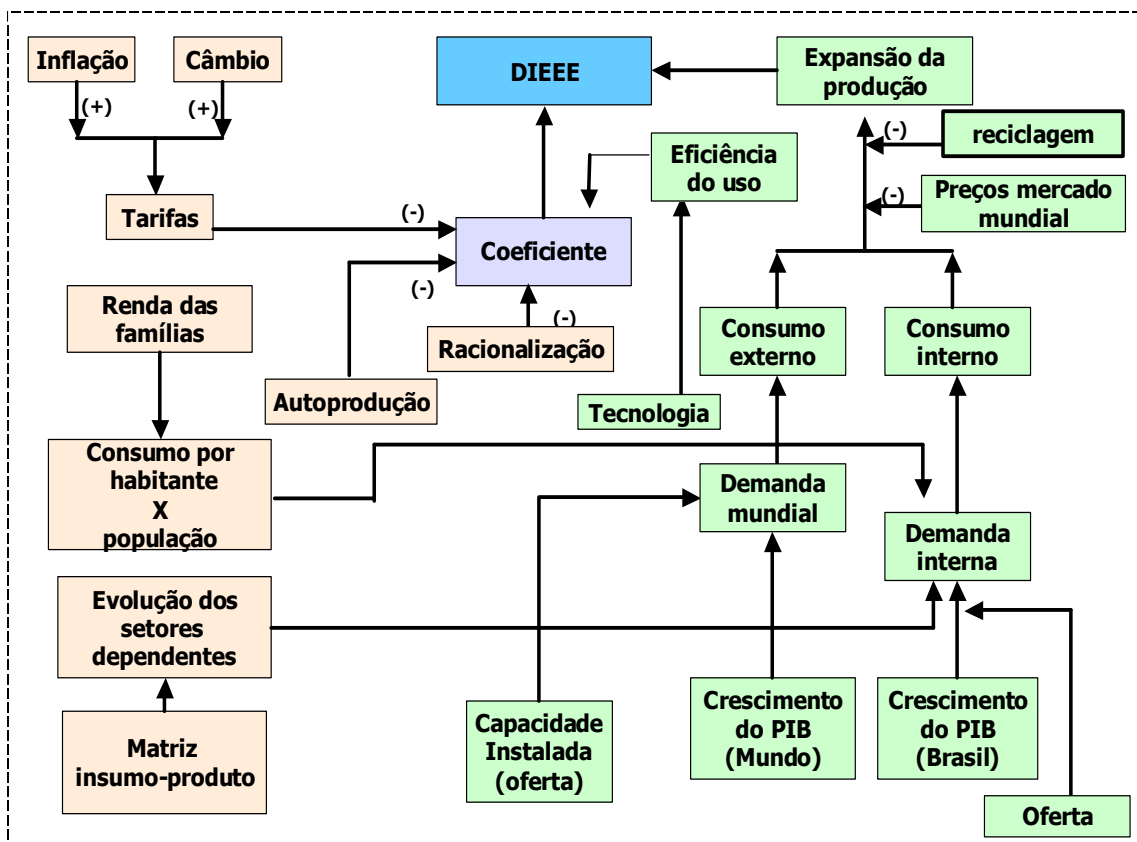
#### 3.3.3.3 *Os consumidores eletrointensivos*

Dentre os consumidores industriais de energia elétrica, merece destaque o conjunto formado pelas grandes indústrias, das quais devem ser mencionados os de consumos de energia elevados e os eletrointensivos, onde a energia elétrica desempenha papel preponderante no processo de produção.

Fazem parte desse segmento, para efeito de estudos de comportamento da demanda futura de energia elétrica, as seguintes indústrias: Cimento, Alumínio, Siderurgia (Aço e Gusa), Ferro-ligas, Papel, Celulose, Petroquímica, Soda-cloro, Pelotização e Cobre. Dentre os fatores que influenciam o comportamento energético dessas indústrias, a tecnologia merece análise particular visto que determina diretamente o coeficiente energético. Mas há outros, como a penetração de energéticos substitutos, como o gás natural, os preços dos energéticos, a co-geração, as ações de racionalização do uso, etc. Há também que se considerar, para este grupo de consumidores, uma característica marcante das indústrias que o compõem, qual seja o seu caráter global com os seus

produtos (em geral *commodities*) negociadas nas principais bolsas de mercadorias do mundo e, por isso mesmo, com suas produções reguladas pelos movimentos de subida e descida da demanda mundial.

O esquema de abordagem apresentado na Figura 6 dá uma amostra da complexidade que encerra este segmento de consumo.



**Figura 6 - Formação de demanda dos grandes consumidores industriais**

Fonte: CTEM, 2003.

Observando o esquema de formação da demanda dos grandes consumidores industriais, podemos afirmar que os efeitos da extensa gama de variáveis determinantes se concentram em apenas duas: a expansão da produção

e o coeficiente energético do produto. Em relação à primeira, dado o caráter transnacional dessas indústrias, as variáveis mercado interno e mercado externo exercem influência decisiva sobre os planos de expansão das mesmas. Por outro lado, estas variáveis refletem o comportamento geral da economia como um todo e de seus inúmeros setores produtivos como também da população e da renda disponível para cada habitante.

Ademais, como estas indústrias em sua grande parte são fornecedoras de insumos básicos (como cimento, alumínio, aço, celulose, etc) elas acabam sendo influenciadas por toda a cadeia produtores localizados à montante e à jusante. Entretanto, em vista da impossibilidade de se contar com a matriz insumo-produto atualizada de modo a estabelecer as devidas correlações, o melhor caminho é, além da pesquisa direta junto ao produtor, com vistas a obter informações sobre os planos de expansão, correlacionar a evolução da produção com o consumo específico por habitante e a participação no PIB industrial agregado. Vale também mencionar o efeito dos preços praticados no mercado mundial, estimulando ou deprimindo a produção na razão direta da capacidade dos agentes de controlarem a produção, como se observa no caso de petróleo.

Na outra ponta tem-se o consumo específico ou intensidade de energia elétrica que, a exemplo do que já foi dito para o industrial como um todo, sintetiza os efeitos das inovações tecnológicas. Além disso, dada a intensidade de uso de energia por essas indústrias, as estratégias de racionalização, de substituição da energia elétrica por energéticos alternativos, como o gás natural, e, principalmente, de utilização dos excedentes de calor e de resíduos para geração própria, são mecanismos bastante utilizados com vistas à redução do consumo e da dependência em relação aos fornecedores.

Com base nessas considerações, é possível simular o comportamento dos principais parâmetros de quantificação da demanda de energia elétrica das indústrias que compõem este segmento.

### 3.3.4 Demanda global de energia elétrica

Um caminho alternativo para a definição do comportamento futuro da demanda total de energia elétrica é o da análise das trajetórias dos coeficientes ou intensidades energéticas, isto é, da relação consumo de energia elétrica por unidade de PIB agregado.

Como enfatizado anteriormente, a evolução das intensidades energéticas, seja qual for o tipo de energético utilizado no processo produtivo, depende, principalmente, do ritmo de inovação tecnológica empreendido pelo setor ou indústria. Por seu turno, este ritmo tende a ser determinado pelas condições de contorno de cada cenário, em especial quanto à política energética, ao andamento das estratégias de reestruturação produtiva, ao modo de inserção e ao grau de integração no comércio mundial e às políticas de Ciência, Tecnologia e Inovação, configurando um ambiente, em maior ou menor medida, de criação e propagação tecnológica.

Os avanços tecnológicos resultam em ganhos de produtividade, impactando diretamente no comportamento da variável intensidade de energia, cuja trajetória histórica tem sido de crescimento.

No setor de comércio, houve o notável crescimento dos *shopping centers*, cuja eficiência energética é sabidamente baixa, tendo em vista a presença de pesados sistemas de refrigeração. Em compensação, este setor apresenta um baixíssimo coeficiente energético, da ordem 0,073 em 1999, ou seja, menos da metade do agropecuário, que já é pequeno (0,18 em 1999), de acordo com CTEM (2003). Portanto, é razoável supor que, seguindo uma tendência já observada na maioria dos países desenvolvidos, os coeficientes energéticos dos setores comércio e serviços e agropecuário tendem a apresentar trajetórias crescentes, enquanto que o setor industrial deve apresentar ganhos de eficiência energética

ao longo do período de projeção. Os ritmos desses incrementos vão depender das condições de contexto definidas em cada cenário (CTEM, 2003).

Para fins de ajuste dos valores finais projetados para a demanda total de energia elétrica recomenda-se a utilização de dois outros parâmetros: a elasticidade do consumo em relação ao produto e o consumo *per capita*, com os quais é possível calcular a demanda futura de energia elétrica e compará-la com os valores obtidos via intensidade energética.

Vale observar que o comportamento da elasticidade vai ser bastante influenciado pelas expectativas em relação aos ganhos de produtividade geral da economia via inovações tecnológicas e capacitação da mão de obra, enquanto que o consumo per capita vai estar em linha com as expectativas de crescimento demográfico e da renda para consumo. No caso desses dois parâmetros é sempre aconselhável a utilização de referências internacionais como balizadoras das hipóteses de evolução da variável (CTEM, 2003).

### 3.4 METODOLOGIA DE PREVISÃO DE DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS

Os principais objetivos das previsões de demanda das distribuidoras são:

- a) Definir os montantes de energia e potência elétricas a contratar, para atendimento ao mercado da área de concessão;
- b) Sinalizar a receita empresarial com a comercialização de energia para os consumidores cativos e disponibilização da rede de distribuição para os consumidores livres;
- c) Subsidiar os programas de investimento para reforço e expansão do sistema elétrico, bem como os de operação e manutenção;

- d) Apoiar as ações para redução das perdas de energia.

A metodologia tradicional de previsão de demanda das distribuidoras de energia elétrica brasileiras considera três atividades básicas:

- a) A elaboração de cenários prospectivos da atividade econômica e do comportamento demográfico;
- b) O acompanhamento do desempenho histórico do mercado da área de concessão;
- c) A utilização de modelos estatísticos de previsão, associados com algum tipo de pesquisa direta, aplicada a grandes consumidores.

### **3.4.1 Cenários prospectivos**

Como visto no tópico que tratou da caracterização da demanda, o consumo de energia elétrica é afetado por uma ampla gama de variáveis interdependentes e com efeitos cruzados entre si, que vão desde variações climáticas até decisões de política energética, tecnológica, industrial etc.

Portanto, é necessária a elaboração de cenários alternativos da evolução do mercado de energia, a partir de um conjunto de premissas básicas, para nortear as previsões de demanda de uma distribuidora.

Os estudos de cenários têm sido crescentemente utilizados na área de planejamento estratégico, tanto de grandes empresas quanto de governos, por oferecer um referencial de futuros alternativos em face dos quais decisões serão tomadas. À medida que aumentam as incertezas em quase todas as áreas de



conhecimento, cresce também a necessidade de análise e reflexão sobre as perspectivas futuras da realidade em que se vive e diante da qual se planeja.

As técnicas de cenários vêm conquistando rapidamente o cotidiano dos planejadores e dos decisores do mundo contemporâneo, apesar da percepção de que o futuro é algo incerto e indeterminado. Embora não possam eliminar incertezas nem definir categoricamente a trajetória futura da realidade estudada, as metodologias de construção de cenários contribuem para delimitar os espaços possíveis de evolução da realidade.

A construção de cenários não é uma atividade científica. Entretanto, sua aplicação para a interpretação dos movimentos do presente e do desempenho futuro permite, assim como a ciência, uma explicação do passado. Na verdade, o método de cenários é uma tecnologia – com vários instrumentos e várias técnicas de organização e sistematização de dados – que se utiliza do conhecimento científico para lidar com eventos e processos e para construir tendências lógicas e consistentes. No entanto, como se trata de imagens sobre futuros, deve trabalhar com eventos imponderáveis e utilizar hipóteses sobre comportamentos futuros, o que demanda percepção e sensibilidade para identificar sinais e tendências não visíveis ou claras. Por conta disso, a elaboração de cenários é, antes de tudo, uma arte – como lembra Schwartz (2003) – que demanda criatividade e abertura intelectual e explora percepções e sensibilidades dos técnicos e dos especialistas. Não obstante, como não se pode limitar os estudos de futuro ao sentimento das pessoas, é uma arte que requer um grande esforço técnico para organizar as percepções, analisar e avaliar a plausibilidade dos eventos e das alternativas e testar, racional e logicamente, a consistência das hipóteses e das percepções de sinais do futuro.

Para organizar essa “arte da previsão”, têm sido desenvolvidos, nas últimas décadas, vários recursos analíticos que auxiliam no processo de elaboração de

cenários, pois promovem e estimulam a criatividade e, ao mesmo tempo, estruturam a reflexão e a análise.

Segundo Godet (1985 apud BUARQUE, 2003), cenários são configurações de imagens de futuro condicionadas e fundamentadas em jogos coerentes de hipóteses sobre os prováveis comportamentos das variáveis determinantes do objeto de planejamento.

Os cenários tratam, portanto, da descrição de um futuro – possível, imaginável ou desejável – para um sistema e seu contexto, bem como do caminho ou da trajetória que o conecta com a situação inicial do objeto de estudo, como histórias sobre a maneira como o mundo (ou uma parte dele) poderá se mover e se comportar no futuro.

Como os cenários são descrições do futuro com base em jogos coerentes de hipóteses sobre comportamentos plausíveis e prováveis das incertezas, a essência da metodologia reside na delimitação e no tratamento dos processos e dos eventos incertos. Desse modo, simplificando o processo, pode-se dizer que o grande segredo da metodologia de cenários reside no reconhecimento e na classificação dos eventos em graus diferentes de incerteza (VAN DER HEIJDEN, 1996 apud BUARQUE, 2003). Seja qual for a abordagem ou o caminho escolhido para a elaboração de cenários, organização e tratamento das incertezas são pontos centrais de todas as metodologias.

Embora existam diversas metodologias e orientações técnicas para a construção de cenários, de modo geral, todos os caminhos seguem uma seqüência lógica de passos metodológicos semelhantes, que vai da identificação das latências (eventos e processos emergentes) até a definição e a combinação de hipóteses plausíveis sobre o futuro das incertezas. O processo de trabalho dessas metodologias procura, normalmente, responder a um conjunto de cinco perguntas fundamentais:

- a) Que fatores (condicionantes) estão amadurecendo na realidade atual que indicam uma tendência de futuro?
- b) Quais são os condicionantes mais relevantes e os de desempenho futuro mais incerto (principais incertezas)?
- c) Que hipóteses parecem plausíveis para a definição de eventuais e prováveis comportamentos futuros dessas incertezas centrais?
- d) Como podem ser combinadas as diferentes hipóteses para as diversas incertezas consideradas relevantes?
- e) Que combinações de hipóteses das incertezas podem ser consideradas consistentes para a formação de um jogo coerente de hipóteses?

### **3.4.2 Acompanhamento do desempenho da demanda**

O acompanhamento do desempenho da demanda de uma distribuidora de energia elétrica compreende um conjunto de análises quantitativas e qualitativas de dados e informações estratégicas de mercado. O pressuposto é que os pesquisadores e analistas de mercado devem pensar na análise quantitativa e qualitativa como a busca da associação entre pares de fatos, visando não só identificar causas e efeitos, mas também identificar as condições necessárias para que as causas gerem os efeitos associados. Assim, os analistas devem ter sempre condições de criar mecanismos para:

- a) Enumerar os fatos relacionados a desvios no comportamento do mercado;
- b) Verificar a regularidade ou não dos fenômenos observados;

- c) Apresentar uma explicação para as regularidades e seus desvios;
- d) Interpretar esses fatos;
- e) Identificar associações, determinações e causalidades verificadas entre as regularidades.

A metodologia de análise de mercado deve permitir, portanto:

- A identificação das categorias relevantes;
- A identificação das variáveis explicativas do comportamento de cada categoria relevante;
- O tratamento das séries históricas.

#### *3.4.2.1 Identificação das categorias relevantes*

Esta etapa visa identificar as categorias de consumo relevantes para fins de acompanhamento da demanda, ou seja, aquelas que têm um peso significativo no consumo total e/ou na receita da empresa e cujas projeções apresentem desvios significativos em relação ao consumo realizado.

A identificação das categorias relevantes deve considerar os seguintes aspectos:

- a) Faixa de incerteza nas previsões, que indica a “probabilidade” de desvios significativos;

- b) Impacto econômico esperado dos desvios, caso venham a ocorrer, em termos dos seguintes parâmetros:
- c) Volumes comercializados (compra e venda de energia no ambiente de contratação regulada e no de contratação livre);
- d) Custos de expansão do sistema da distribuidora (ou custos de ociosidade, caso a demanda realizada seja menor que a prevista);
- e) Impactos tarifários, em função do repasse autorizado de custos de aquisição de energia às tarifas de suprimento.

Para um melhor conhecimento de cada classe e sub-classe de consumo, cujos desvios de projeção apresentem impactos econômicos significativos, deve-se identificar seus padrões de comportamento histórico. Os padrões servirão como referência para a análise de possíveis desvios que venham a ocorrer no futuro.

Metodologicamente, para obter-se o conhecimento necessário para identificar as classes relevantes, vários mecanismos de análise de dados quantitativos podem ser usados.

Índices são medidas que permitem obter a ponderação da importância de uma dada categoria no resultado da soma de todas as categorias que formam um conjunto. Dado que o mercado da distribuidora é formado por diversas classes de consumo, é imprescindível conhecer, através da mensuração, o peso de cada classe para diversos itens relativos à estrutura do mercado como, por exemplo:

- Índice de participação do número de consumidores por classe no total;
- Índice de participação de cada classe nas receitas.

Além do comportamento temporal, é importante analisar também a distribuição espacial de cada classe ou subclasse de consumo relevante, visando identificar as categorias mais relevantes em cada região. Para isso, é necessário construir mapas com informações dos mercados regionais ou sub-regionais, que permitirão identificar a composição e as características de mercado específicas de cada área.

A depender da extensão geográfica da área de concessão da distribuidora, torna-se necessário conhecer o comportamento das classes de consumo em cada uma das áreas sócio-econômicas da sua área de atuação. Para estes casos, o mapa revela-se um bom instrumento de análise, pois permite agregar, visualizar e comparar de imediato as informações de mercado de cada uma das regiões.

Desta forma, como segundo passo na identificação das classes relevantes, deve-se também construir mapas com as informações dos mercados regionais ou sub-regionais, possibilitando identificar as categorias mais relevantes em cada região. Esta identificação deverá apontar soluções de mercado específicas para cada área.

#### *3.4.2.2 Identificação das variáveis explicativas*

Concluído o primeiro passo de definição das categorias relevantes, deve-se, então, estabelecer o grau de influência de cada categoria sobre o comportamento da demanda da distribuidora, segundo a metodologia descrita a seguir.

Esta etapa visa identificar os fatores empresariais, setoriais e sistêmicos (macro, meso e microeconômicos) que influenciam o comportamento de cada categoria de consumo relevante.

Para a sua realização, deve-se optar pela construção de uma matriz de classe e sub-classe de fatores determinantes. A construção da matriz envolve a aplicação das técnicas de *brainstorming*, pesquisa direta através de questionários e entrevistas, além da elaboração de gráficos de dispersão.

O objetivo é construir uma lista relativamente homogênea de potenciais variáveis explicativas. Além disso, dada à natureza do fenômeno em estudo, torna-se possível um agrupamento *a priori* das variáveis internas e externas à empresa.

As variáveis consideradas facilitarão a análise e permitirão construir um banco de dados de apoio às reflexões prospectivas e de acompanhamento quantitativo do mercado.

A matriz de análise estrutural tem por objetivo estabelecer relacionamentos, tanto qualitativos quanto quantitativos, entre variáveis explicativas e variáveis dependentes.

A confecção da matriz deverá contemplar três fases:

- Análise da lista de variáveis para a seleção das que sejam consideradas mais relevantes pelos grupos envolvidos no trabalho;
- Aplicação de *brainstorming* para a ponderação das variáveis, ou seja, cada um dos grupos deverá atribuir pesos segundo o nível de impacto esperado (forte, médio ou fraco) sobre o comportamento de uma determinada classe de consumo;

Elaboração da matriz propriamente dita, conforme modelo da Tabela 1.

**Tabela 1 - Matriz de análise estrutural**

<b>Fatores</b>	<b>Classes de Consumo</b>	Residencial	Industrial	Comercial e Serviços (Turismo)	Rural	Irrigação	Iluminação Pública	Serviços Públicos
PIB Nacional								
PIB Estadual Global								
População								
Número de Domicílios								
Taxa de Urbanização								
Ciclos Migratórios								
Taxa de Atendimento								
Universalização								
Tarifa de Energia Elétrica								
Oferta de Gás Natural								
Tarifa de Gás Natural								
Eficientização								
Estímulo ao Consumo								
Renda Disponível								
Taxa de Câmbio								
Autoprodução								
Perdas Comerciais								

### 3.4.2.3 O tratamento das séries históricas

Uma série deve apresentar consistência e deve permitir inferir o que se passou. Por exemplo, quando o analista se deparar com séries temporais monetárias deve sempre depurá-la para que fique com todos os seus valores em uma mesma base. Somente assim será possível a comparação de dados.

No caso de séries de valores econômicos ou financeiros, este procedimento é tanto mais importante quanto maior a presença de processos inflacionários no país. Ou seja, variáveis nominais devem ser transformadas em variáveis reais, usando-se deflatores.

Da mesma forma, para amortecer as oscilações espúrias, as séries devem passar por um sistema de limpeza ou filtragem. Por exemplo, as séries do consumo das distribuidoras brasileiras foram afetadas, no período de maio de 2001 a fevereiro de 2002, pelo racionamento.



As séries permitem a construção de tabelas e gráficos, os quais permitirão ao analista encontrar relações entre as variáveis, possibilitando o estudo de:

- Comportamento mensal dos consumos e comparativos entre vários anos;
- Comportamento de toda a série histórica, verificando se houve alguma ruptura na trajetória de crescimento do consumo;
- Consumo típico mensal;
- Homogeneização de uma série, permitindo melhores comparações;
- Dados previstos e realizados;
- Estrutura do consumo;
- Taxas de crescimentos anuais;
- Taxas de crescimentos mês a mês, doze meses sobre doze meses e mês de um ano de referência sobre os demais.

A variável pode apresentar um crescimento progressivo a taxas elevadas e constantes, facilitando a extrapolação dos dados quando as demais variáveis permanecem inalteradas. Pode-se obter um crescimento com variações acentuadas e sem padrão de comportamento, o que requer uma análise mais detalhada das causas das oscilações. Ou, ainda, a variável pode ter um crescimento com variações cíclicas, previsíveis e estáveis ao longo do tempo,

exigindo do analista tão somente que se encontre a causa do fator cíclico para verificar e confirmar que este comportamento se manterá no futuro.

### 3.4.3 Aplicação de modelos estatísticos de previsão

A técnica usual das distribuidoras brasileiras de energia elétrica é aplicar os modelos de regressão dinâmica, os quais combinam a dinâmica de séries temporais com o efeito de variáveis causais. A expressão “regressão dinâmica” não significa que os parâmetros evoluam no tempo. Ao contrário, o termo “dinâmica” significa aqui um modelo de regressão no qual é incluída a estrutura de dependência de uma série temporal. Portanto, o objetivo da técnica de regressão dinâmica é descrever uma série como função do seu passado e outras variáveis explicativas.

Em Econometria, os modelos geralmente têm uma estrutura conhecida, baseadas em considerações teóricas e o problema se reduz ao problema da estimação dos parâmetros do modelo já conhecido. Entretanto, este é raramente o caso de séries temporais, onde o desafio é construir modelos a partir dos dados.

A estratégia usualmente empregada para construir um modelo de regressão dinâmica é uma estratégia *bottom-up*, isto é, parte-se de um modelo simples para, em seguida, serem incluídas novas variáveis até que seja encontrado um modelo apropriado. A elaboração de um modelo de regressão dinâmica é muitas vezes um procedimento difícil, pois é necessário não apenas escolher as variáveis a incluir no modelo, mas também as defasagens (*lags*) temporais destas variáveis.

Na definição de um modelo adequado é necessário levar em conta não só a significância dos parâmetros, mas também uma certa estrutura lógica do modelo. Por exemplo, a demanda por um produto é geralmente afetada por seu preço. O aumento do preço, por sua vez, tende a diminuir a demanda, e vice-versa. Logo,

se o modelo de regressão de vendas em preço apresenta um coeficiente positivo para a variável preço, então fica configurada uma inconsistência, por mais bem ajustado que esteja o modelo. Enfim, na escolha de um modelo de regressão não basta apenas encontrar um ajuste dos parâmetros adequado, também é necessário verificar se os coeficientes estimados estão coerentes.

Diversos testes da adequação de um modelo de regressão podem ser mencionados e são aplicados em diversas etapas da modelagem da série. Tem-se basicamente:

a) Testes com o objetivo de definir a especificação do modelo explicativo (verifica se variáveis causais ainda não presentes no modelo podem compô-lo);

b) Testes visando encontrar a dinâmica do modelo, isto é, a inclusão ou não de variáveis defasadas (verifica a dinâmica tanto da variável dependente quanto das variáveis causais e do termo de erro);

c) Testes de resíduos (testes para verificar não correlação dos resíduos do modelo).

Previsões geradas por modelos inadequados poderão induzir conclusões também inconsistentes. Desta forma, o trabalho concentra-se na elaboração de modelos de previsão de modo que seja possível avaliar o desempenho preditivo dos mesmos. Assim, estimando-se adequadamente as estruturas dos modelos estatísticos e obtendo-se níveis de erros “aceitáveis” com os dados passados, o trabalho de avaliar previsões consiste em trabalhar fundamentalmente com cenários diversificados para as variáveis envolvidas.

### 3.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram discutidos vários aspectos metodológicos referentes a um item crítico para as distribuidoras de energia elétrica – a previsão da sua demanda futura. Foi visto que o dimensionamento da demanda é fundamental para qualquer ramo de negócios e que, para uma distribuidora, em particular, os objetivos estão centrados em subsidiar o processo de tomada de decisões quanto à aquisição dos montantes de energia elétrica necessários ao atendimento do seu mercado e quanto aos investimentos para a expansão da sua rede. Como consequência, permite a avaliação das receitas com as vendas e a rentabilidade para os seus acionistas.

Além da aplicação das técnicas convencionais, tanto qualitativas como quantitativas, a previsão da demanda de uma distribuidora deve ter como referência um rigoroso acompanhamento do comportamento do seu mercado, o que significa dizer, uma avaliação contínua das premissas utilizadas para as previsões e o monitoramento das principais variáveis explicativas adotadas nos seus modelos estatísticos.

## **4 RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE DEMANDA**

### **4.1 INTRODUÇÃO**

De acordo com Jorion (2001), os negócios das empresas estão relacionados à administração de riscos. Aquelas com maior competência obtêm êxito; as outras fracassam. Embora algumas aceitem os riscos financeiros incorridos de forma passiva, outras se esforçam em conseguir alguma vantagem competitiva, expondo-se de maneira estratégica. Porém, em ambos os casos, esses riscos devem ser monitorados cuidadosamente, visto que podem acarretar grandes perdas.

A administração de riscos é, portanto, o processo pelo qual as várias exposições ao risco são identificadas, mensuradas e controladas.

Neste capítulo serão abordados os conceitos básicos de riscos financeiros, sua quantificação e o modo como estão associados às previsões de demanda das distribuidoras de energia elétrica.

### **4.2 RISCO E RETORNO**

#### **4.2.1 Conceitos básicos**

Conforme Gitman (1997), para alcançar o objetivo de maximização do preço da ação, o administrador financeiro deve aprender a avaliar os dois principais determinantes do preço da ação: o risco e o retorno. Cada decisão financeira apresenta, segundo o autor, certas características de risco e retorno, e todas as principais decisões financeiras devem ser vistas em termos de expectativas de risco, expectativas de retorno e do impacto de sua combinação sobre o preço da ação.

O risco pode ser visto como relativo a um único ativo ou relativo a uma carteira – um conjunto ou grupo de ativos. O mesmo Gitman (1997), apresenta os seguintes fundamentos de risco e retorno:

a) Definição de risco

O risco pode ser definido como a possibilidade de prejuízo financeiro. Os ativos que possuem grandes possibilidades de prejuízos são vistos como mais arriscados que aqueles com menos possibilidades de prejuízo. Mais formalmente, Gitman (1997) conceitua risco como a “variabilidade de retornos associada a um dado ativo”. Cita, como exemplo: um título de dívida do governo que garante ao seu detentor juros de \$100 depois de 30 dias não tem risco, tendo em vista que não há variabilidade associada ao retorno. Por outro lado, um investimento equivalente em uma ação ordinária de uma empresa que pode resultar num ganho, durante o mesmo período, de qualquer valor desde \$0 a \$200 é muito arriscado, devido à sua alta variabilidade de retorno. Quanto mais certo for o retorno de um ativo, menor será a variabilidade e, conseqüentemente, menor o risco.

b) Definição de retorno

O retorno sobre um investimento é medido como o total de ganhos ou prejuízos dos proprietários, decorrentes de um investimento durante um determinado período de tempo. É comumente determinado, considerando-se as mudanças de valor do ativo, mais qualquer distribuição de caixa expressa como porcentagem do valor do investimento no início do período. A expressão para calcular a taxa de retorno obtida sobre qualquer ativo durante o período  $t$ , designada por  $k_t$ , é definida como:

$$k_t = \frac{P_t - P_{t-1} + C_t}{P_{t-1}}$$

Onde:

$k_t$  = taxa de retorno esperada, durante o período t

$P_t$  = preço (valor) do ativo no tempo t

$P_{t-1}$  = preço (valor) do ativo no tempo t-1

$C_t$  = fluxo de caixa recebido do investimento no ativo no período de t-1 a t

O retorno  $k_t$  reflete o efeito combinado de mudança nos valores,  $P_t - P_{t-1}$ , e o fluxo de caixa,  $C_t$ , realizado durante o período t.

c) Preferência com relação ao risco

Os três comportamentos básicos das preferências empresariais com relação ao risco são de:

- Indiferença ao risco: atitude com relação ao risco quando nenhuma mudança no retorno seria exigida em vista de um aumento de risco;

- Aversão ao risco: atitude em relação ao risco quando um incremento de retorno seria exigido em vista de um aumento de risco;

- Tendência ao risco: atitude em relação ao risco quando uma diminuição de retorno poderia ser aceita em vista de um aumento de risco.

## d) Indicador de risco

O indicador estatístico mais comum do risco de um ativo é o desvio padrão  $\sigma_k$ , o qual mede a dispersão em torno do valor esperado. O valor esperado de um retorno,  $\hat{k}$ , é o retorno mais provável de um ativo. Pode ser calculado através da equação:

$$\hat{k} = \sum_{i=1}^n k_i \times \text{Pr}_i$$

Onde

$k_i$  = retorno associado com o i-ésimo resultado

$\text{Pr}_i$  = probabilidade de ocorrência do i-ésimo resultado

$n$  = número de resultados considerados

A expressão para o desvio padrão dos retornos,  $\sigma_k$ , é dada por:

$$\sigma_k = \sqrt{\sum_{i=1}^n (k_i - \hat{k})^2 \times \text{Pr}_i}$$

A expressão que é geralmente usada para encontrar o desvio padrão de retornos,  $\sigma_k$ , em uma situação na qual todos os resultados são conhecidos e supõe-se que suas correspondentes probabilidades sejam iguais, é:



$$\sigma_k = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (k_i - \hat{k})^2}{n-1}}$$

Em geral, quanto maior for o desvio padrão, maior será o risco.

e) Coeficiente de variação (CV)

É uma medida de dispersão relativa usada na comparação do risco de ativos que diferem nos retornos esperados, dada pela equação:

$$CV = \frac{\sigma_k}{\hat{k}}$$

Quanto mais alto o coeficiente de variação, maior será o risco. O CV é útil para comparar ativos que têm diferentes retornos esperados.

Pode ser citado o exemplo de uma empresa que está tentando selecionar o ativo menos arriscado entre duas alternativas de ativos, X e Y. O retorno esperado, o desvio padrão e o coeficiente de variação de cada um desses retornos dos ativos são mostrados na Tabela 2.

**Tabela 2- Estatística de retorno de ativos**

<b>Estatísticas</b>	<b>Ativo X</b>	<b>Ativo Y</b>
(1) Retorno esperado	12%	20%
(2) Desvio padrão	9%	10%
(3) Coeficiente de variação [(2)/(1)]	0,75	0,50

Se a empresa tivesse que comparar os ativos somente na base de seus desvios padrões, iria preferir o ativo X, uma vez que esse ativo tem um desvio

padrão menor que Y. No entanto, a comparação dos coeficientes de variação dos ativos mostra que a empresa estaria cometendo um erro se escolhesse o ativo X em vez do ativo Y, já que a dispersão relativa, ou risco, dos ativos, conforme refletida no coeficiente de variação, é menor para o ativo Y do que para o X. O uso do CV para comparar o risco do ativo é melhor porque este também considera o tamanho relativo, ou retorno esperado, dos ativos.

#### f) Retorno e desvio padrão de uma carteira

O retorno de uma carteira é calculado como uma média ponderada dos retornos dos ativos individuais dos quais está composta. Sendo  $w_j$  igual à proporção do valor total em unidades monetárias da carteira representado pelo ativo  $j$  e  $k_j$  igual ao retorno de um ativo  $j$ , o retorno de uma carteira,  $k_p$ , é dado por:

$$k_p = (w_1 \times k_1) + (w_2 \times k_2) + \dots + (w_n \times k_n) = \sum_{j=1}^n w_j \times k_j$$

e  $\sum_{j=1}^n w_j = 1$ , o que significa que 100% dos ativos da carteira devem estar incluídos no cálculo.

O desvio padrão dos retornos de uma carteira é encontrado aplicando-se a fórmula usada anteriormente para encontrar o desvio padrão de um único ativo.

#### g) Correlação

É uma medida estatística da relação, se houver, entre séries de números que representam qualquer tipos de dados, desde retornos até resultados de testes. Se duas séries se movimentam na mesma direção, são positivamente

correlacionadas; se elas se movimentam em direções opostas, são negativamente correlacionadas. O grau de correlação é medido pelo coeficiente de correlação, o qual está na faixa que vai desde +1 para a correlação positiva perfeita de séries até -1 para correlação negativa perfeita de séries.

#### h) Diversificação

A diversificação envolve a combinação de ativos com baixa (menos positiva e mais negativa) correlação para reduzir o risco de uma carteira. De acordo com a Teoria de Finanças, uma carteira com dois ativos diferentes combinados sempre será menos arriscada que uma carteira com apenas um ativo. Isso ocorre porque, quando um ativo apresenta uma queda em seu preço, o outro ativo pode estar subindo ou, então, apresentando uma queda de preço em uma intensidade menor. A redução somente não acontecerá se forem combinados ativos idênticos que apresentem uma correlação igual a um (OLIVEIRA, 2005).

### 4.2.2 Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM)

Conforme Gitman (1997), o risco total de um título é composto de duas partes:

$$\text{Risco total} = \text{risco não-diversificável} + \text{risco diversificável}$$

O risco diversificável, também chamado de risco não-sistêmico, representa a parcela do risco de um ativo que está associada a causas aleatórias e pode ser eliminada por meio da diversificação, sendo atribuído a eventos específicos da empresa como greves, processos, ações regulatórias e perdas de clientes.

O risco não-diversificável, que também é chamado de risco sistêmico, tem origem em fatores de mercado que afetam todas as empresas, e não pode ser

eliminado por meio da diversificação. Fatores tais como guerra, inflação, incidentes internacionais e eventos políticos são motivadores do risco não-diversificável.

Tendo em vista que é possível eliminar todos, ou virtualmente quase todos os riscos diversificáveis, o único risco relevante é o não-diversificável. Sendo assim, a medição do risco não-diversificável é de fundamental importância para a seleção de ativos.

O modelo de precificação de ativos de capital (CAPM – Capital Assets Pricing Model) associa o risco não-diversificável e o retorno de todos os ativos. O modelo, de acordo com Hill (2003), explica variações na taxa de retorno de um título como função da taxa de retorno de uma carteira, que consiste em todas as ações comercializadas publicamente; essa carteira é chamada carteira de mercado. Em geral, a taxa de retorno de qualquer investimento é medida em relação ao seu custo de oportunidade, que é o retorno de um ativo sem risco (normalmente um título do tesouro). A diferença resultante denomina-se prêmio de risco, já que é a recompensa ou o castigo por um investimento arriscado. O CAPM nos diz que o prêmio de risco sobre um título  $j$  é proporcional ao prêmio de risco sobre a carteira de mercado. Ou seja,

$$k_j - r_f = \beta_j(k_m - r_f)$$

Onde

$k_j$  = retorno exigido sobre o ativo  $j$

$r_f$  = taxa de retorno livre de risco

$k_m$  = retorno da carteira de mercado

$\beta_j$  = valor beta do j-ésimo título

O beta é a inclinação da reta, obtida por regressão linear, que melhor explica a relação histórica do retorno de um ativo e o retorno do mercado. O valor beta de um título é importante para os investidores porque revela a volatilidade do título. Mede a sensibilidade do retorno do título j à variação do mercado de ações como um todo. Como tal, valores de beta inferiores a 1 indicam que a ação é defensiva, já que sua variação é inferior à do mercado. Um valor beta maior do que 1 indica ação agressiva. Os investidores geralmente querem ter uma estimativa do valor beta de uma ação, antes de adquiri-la.

#### 4.3 TIPOS DE RISCO FINANCEIRO

De acordo com Oliveira (2005), o conceito de risco foi desenvolvido por Harry Markowitz, cujo trabalho originou a moderna Teoria das Carteiras, base da teoria de finanças atual. O embasamento teórico proporcionado pelos estudos de Markowitz passou a ser utilizado por todo o mercado para apurar a relação risco/retorno com o objetivo de orientar o processo de escolha dos investimentos, bem como o momento certo de investir ou sair de um investimento.

Oliveira (2005) acrescenta que, após as crises recentes, conhecidas como crises globais, pois ocorreram durante um período de aceleração do processo de globalização da economia, com grande mobilidade de capitais entre os diversos países, é que o conceito de risco foi ampliado e diversificado, passando a abranger diversas áreas de atuação e a demandar uma série de controles internos novos nas instituições financeiras e também nas instituições não-financeiras.

Como consequência, além do risco de mercado, que está relacionado ao risco de variação dos preços dos ativos, as organizações também passaram a acompanhar outros riscos que pudessem causar impactos no seu resultado

financeiro. Um agrupamento possível dos tipos de risco é feita a seguir, tomando como referência Oliveira (2005).

a) Risco de mercado

O risco de mercado representa a incerteza em relação ao comportamento dos preços dos ativos em função de oscilações de variáveis como taxas de juros, câmbio, preço das ações, *commodities*, dentre outras.

Há dois tipos de risco de mercado: o risco absoluto, mensurado pela perda potencial em unidades monetárias; e o risco relativo, relacionado a um índice de referência. Enquanto o primeiro avalia a volatilidade dos retornos totais, o segundo mede o risco em termos do desvio em relação a algum índice.

Como foi visto anteriormente, o risco de mercado total pode ser subdividido em duas categorias: o risco diversificável (ou não sistêmico) e o risco não diversificável (ou sistêmico). O risco não sistêmico é a parcela do risco de mercado que pode ser eliminada pela diversificação dos ativos que compõem a carteira de investimentos. A cada ativo acrescentado na carteira de investimentos, o risco não sistêmico vai diminuindo até que ele seja completamente eliminado pela diversificação da carteira.

O risco sistêmico é aquele que decorre de dificuldades financeiras de uma ou mais organizações ou, até, de países que provoquem danos substanciais a outros, ou uma ruptura na condução operacional de normalidade do sistema financeiro em geral. É o risco considerado inerente a todos os ativos negociados no mercado, sendo determinado por eventos de natureza política, econômica ou social. Como abrange todos os ativos do mercado, representa uma espécie de risco que não pode ser eliminado pela diversificação.

As grandes crises de abrangência mundial ocorridas em 1997 (crise da Ásia) e 1998 (crise da Rússia) são exemplos de um risco não eliminado por diversificação numa carteira de ações, tendo em vista que todas as ações do mercado acionário apresentaram perdas, mesmo que umas tenham tido desvalorização maior que outras.

#### b) Risco de crédito

O risco de crédito pode ser definido como a probabilidade de os títulos adquiridos pelo investidor não serem honrados na data de seu vencimento, ou seja, que os títulos não sejam pagos na data ou nas condições acordadas, evento que no mercado recebe o nome de *default*. O risco de crédito se aplica não apenas à possibilidade de não pagamento do principal dos títulos, mas também ao não pagamento dos eventos intermediários a eles relacionados, como juros e amortizações.

A análise do risco de crédito tem como foco a verificação da capacidade de pagamento das empresas privadas que tenham emitido ou estejam por emitir títulos, como debêntures ou notas promissórias. Também são analisados e controlados os riscos de títulos emitidos por governos. Quando a emissão é de responsabilidade de um governo federal, ele recebe o nome de título soberano.

O risco de crédito, em geral, é avaliado por empresas especializadas na análise da capacidade de pagamento do emissor de um título, seja ele empresa ou governo. Tais empresas recebem o nome de agências de *rating*, pois, após avaliarem o emissor, concedem uma nota ou *rating* para a emissão. Com base nessa nota, que reflete o risco do título, o investidor define a remuneração que ele aceita para correr esse risco.

O risco-país ou *Emerging Market Bonus Index* (EMBI) foi criado pelo banco J. P. Morgan em 1995, quando passou a ser divulgado diariamente ao público. Desde quando foi criado, esse índice ganhou rapidamente grande destaque no mercado financeiro como medida de risco de crédito implícita dos títulos soberanos emitidos por países emergentes.

O risco-país representa uma forma quantitativa de se comparar, entre países emergentes, a capacidade de um determinado país honrar seus compromissos externos. Um risco-país de 337 pontos, por exemplo, significa dizer que um título desse país está pagando, em média, 3,37% ao ano de juros acima do título emitido pelo governo americano no mesmo prazo. Essa taxa de juros que está acima da taxa do governo americano é também conhecida no mercado por sua denominação em inglês, *spread over treasury*.

#### c) Risco de liquidez

O risco de liquidez é o risco de que as reservas e disponibilidades de uma instituição não sejam suficientes para honrar suas obrigações no momento em que ocorram, ou seja, um descompasso no fluxo de caixa gera incapacidade momentânea de quitar compromissos.

Quando um ativo é muito negociado, diz-se que se trata de um ativo líquido. O risco de liquidez está relacionado à dificuldade de comprar ou vender um ativo em função da pequena quantidade de negócios realizados com ele. Esse risco faz com que um determinado gestor de recursos evite adquirir uma elevada quantidade de um ativo pouco líquido, pois, se houver necessidade de caixa ou mudança de estratégia, será muito difícil se desfazer do ativo adquirido no mercado.

#### d) Risco operacional



O risco operacional é o risco potencial de se incorrer em perdas devido a pessoas, processos, problemas contratuais ou documentais, tecnologia, falha de infra-estrutura e até desastres, influências externas e relações com os clientes. Inclui também o risco regulatório, ou seja, da empresa incorrer em alguma infração legal.

O risco operacional pode ser classificado como um risco de organização, ou organizacional, quando é detectado algum problema grave na estrutura de funcionamento da empresa e na divulgação interna das informações, falhas de controles que facilitem fraudes ou utilização indevida de informações confidenciais e fragmentação excessiva das atividades que faça com que os funcionários de um departamento não conheçam as atividades exercidas pelos demais, dentre outros. Tais problemas decorrem de uma gestão ineficiente da empresa e a solução passa pela mudança de postura dos administradores.

Destaca-se como um tipo de risco operacional o chamado risco de “modelagem”. Este pode ser definido como o risco de perdas pelo desenvolvimento, utilização ou interpretação incorreta dos resultados fornecidos por modelos matemáticos, incluindo a utilização de dados incorretos.

Dois exemplos são dados por:

- Utilizar software adquirido de terceiros sem conhecimento de suas limitações;
- Utilizar modelos matemáticos sem conhecimento de suas hipóteses simplificadoras.

#### 4.4 METODOLOGIAS PARA CÁLCULO DO RISCO

Segundo Duarte (2005), não existe muita uniformidade no processo de quantificação de risco. Em comum as metodologias para estimação do risco requerem conhecimentos sobre a mecânica dos mercados de interesse, alguma sofisticação matemática, e sistemas computacionais e de informações confiáveis. No caso de risco operacional, o problema de medir risco deve ser tratado em uma abordagem caso a caso. Para os riscos de mercado e de crédito algumas metodologias já se encontram em uso, e explicadas na literatura de finanças. Este trabalho está orientado ao risco de mercado, para efeito de exposição e comparação.

Conforme abordado anteriormente, o risco de mercado pode ser medido das seguintes formas:

a) Risco Absoluto de Mercado

Representa o risco de o preço de um determinado ativo se comportar de maneira inesperada, produzindo perdas para o investidor.

Exemplo: um investidor adquiriu um determinado ativo por R\$ 200,00 e, um ano depois, decidiu vendê-lo, pois precisou do dinheiro. Naquele momento o mercado acionário estava passando por uma crise internacional e o ativo pertencente ao investidor estava sendo negociado a R\$ 100,00, levando-o a uma perda de 50% do valor investido (OLIVEIRA, 2005).

b) Risco Relativo de Mercado

O risco de mercado também pode ser classificado como risco relativo, quando são utilizados parâmetros de comparação para a rentabilidade do ativo.

Nesse caso, o risco não seria a oscilação do preço em si, mas o risco de o preço do ativo se comportar de maneira distinta do parâmetro selecionado como referência ou *benchmark*.

Exemplo: suponhamos que um administrador de um fundo de investimento em ações, referenciado no índice Ibovespa (da Bolsa de Valores de São Paulo). O risco que o administrador do fundo corre é relativo, na medida em que seu objetivo é seguir a variação do índice o mais próximo possível. Portanto, o risco nesse caso consiste em não conseguir fazer com que o fundo de ações apresente uma variação semelhante à variação do índice de referência, ou seja, o risco de descasamento em relação ao índice, não importando se o valor da cota do fundo subiu ou caiu (OLIVEIRA, 2005).

Diferentes medidas podem ser usadas no cálculo do risco de mercado de uma carteira de investimentos. Três destas possibilidades são:

- Desvio padrão dos retornos passados;
- Coeficiente de correlação;
- Valor em risco (Value at Risk - VaR).

#### **4.4.1 Desvio padrão dos retornos passados**

O desvio padrão mede a dispersão dos valores de uma variável aleatória, em torno da sua média. Desta forma, em análise de risco, é usado para medir a dispersão dos retornos em torno do valor esperado. O desvio padrão também é chamado de volatilidade.

Para ilustrar o uso do desvio padrão como indicador de risco, é apresentado o seguinte exemplo:

Supondo que dois fundos de investimento em ações apresentaram, decorridos oito meses, as rentabilidades mensais mostradas na Tabela 3:

**Tabela 3 - Rentabilidades de fundo de investimento**

<b>Mês</b>	<b>Fundo A</b>	<b>Fundo B</b>
Janeiro	3%	4%
Fevereiro	4%	6%
Março	2%	1%
Abril	3%	8%
Mai	2%	1%
Junho	3%	1%
Julho	4%	2%
Agosto	3%	1%

Conforme resultados apresentados a seguir na Tabela 4, os dois fundos têm a mesma média de rentabilidade, igual a 3%. Entretanto, observa-se que o fundo A apresentou no período uma oscilação menor de rentabilidade mensal de que o fundo B, ou seja, o fundo A conseguiu atingir a mesma rentabilidade que o fundo B, assumindo um risco menor para isso. O modo de quantificar tal conclusão é fazer uso do desvio padrão.

**Tabela 4 - Desvio-padrão como indicador de risco**

<b>Estatística</b>	<b>Fundo A</b>	<b>Fundo B</b>
Média	3,0%	3,0%
Desvio padrão	0,76%	2,73%

O desvio padrão indica numericamente o que já havia sido concluído intuitivamente: o fundo A é menos arriscado do que o fundo B pelo simples motivo de que sua rentabilidade oscila menos.

#### 4.4.2 Coeficiente de correlação

Variáveis positivamente correlacionadas movimentam-se na mesma direção. Isso significa que, se dois ativos são positivamente correlacionados, quando um sobe de preço, o outro tende a subir também. Como exemplo, tem-se a relação entre a cotação do dólar e volume de produtos para exportação.

Variáveis negativamente correlacionadas movimentam-se em sentidos opostos. Isso significa que dois ativos são negativamente correlacionados quando o preço de um sobe, e o preço de outro tende a cair. Como exemplo de variáveis negativa ou inversamente correlacionadas podem ser citadas a cotação do dólar e as vendas de carros importados.

O coeficiente de correlação pode ser apurado por meio da seguinte equação:

$$\rho_{x,y} = \frac{COV_{x,y}}{\sigma_x \times \sigma_y}$$

Onde:

$\rho_{x,y}$  = coeficiente de correlação entre as variáveis x e y

$COV_{x,y}$  = covariância entre as variáveis x e y

$\sigma_x$  = desvio padrão da variável x

$\sigma_y$  = desvio padrão da variável y

A covariância mede a força do relacionamento entre duas variáveis em termos absolutos e é dada por:

$$COV_{x,y} = \frac{\sum (x - \hat{x}) \cdot (y - \hat{y})}{n - 1}$$

Onde:

$\hat{x}$  = valor médio da variável x

$\hat{y}$  = valor médio da variável y

n = tamanho da amostra

De acordo com Oliveira (2005), os conceitos de correlação e coeficiente de correlação são amplamente utilizados nas decisões de investimento e na teoria das carteiras (ou portfólios), pois afetam diretamente o risco de uma carteira. Conforme visto na discussão do conceito de diversificação, se o administrador de um fundo ou carteira de ações adiciona mais uma ação ao portfólio, ele estará reduzindo o risco total da carteira por meio da diversificação desde que o coeficiente de correlação dessa ação em relação ao índice de referência (Ibovespa, por exemplo) seja diferente do restante da carteira. Se o administrador aumenta o número de ações que compõem o portfólio com coeficientes de correlação diferentes em relação ao índice, ele estará reduzindo o risco total, pois, caso ocorra um evento que prejudique um determinado setor da economia, ele pode beneficiar outro.

### **4.4.3 Valor em Risco (VaR)**

#### *4.4.3.1 Conceituação*

As técnicas de valor sujeito a risco são o resultado da busca dos administradores financeiros por novas maneiras de medir e gerir riscos. O VaR, uma medida estatística da exposição ao risco, reflete a possível perda em decorrência de uma variação adversa em um ambiente normal de mercado. Prediz a queda do valor de uma empresa caso ocorram eventos desfavoráveis e calcula o risco financeiro do valor futuro de mercado de uma carteira de ativos, passivos e patrimônio líquido (GITMAN, 2004).

Inicialmente adotado por bancos e corretoras para medir o risco de variações de mercado, o VaR agora tem defensores entre as empresas não financeiras, como a Xerox, a General Motors e a GTE. Diferentemente de outras ferramentas que medem o risco, o VaR é medido em termos de valor monetário.

O VaR também mostra às empresas se elas estão adequadamente diversificadas e se possuem capital suficiente. Dentre seus outros benefícios, indica aos administradores se as ações tomadas estão sendo demasiadamente cautelosas, identifica pontos de risco que poderiam não ser percebidos e oferece uma maneira de comparar unidades de negócio que medem o desempenho de modo distinto para fins de controle interno.

O VaR é a medida de risco usualmente empregada no mercado financeiro e, segundo as recomendações do “Comitê da Basileia” – BIS (câmara de compensação internacional), endossadas pelo Banco Central do Brasil, as instituições que operam nesse mercado se obrigam a arcar com o VaR da sua carteira de investimentos.

Embora, na regulamentação atual do setor elétrico, nem a ANEEL, nem a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), obriguem os agentes do mercado de energia elétrica a avaliarem o seu risco, nem a manter ativos compatíveis com ele, é bastante provável que, cada vez mais, as instituições de crédito e os próprios conselhos de administração e de acionistas passem a exigir a avaliação do respectivo VaR e a sua limitação à capacidade financeira da empresa.

#### *4.4.3.2 O cálculo do VaR*

De acordo com Jorion (2003), o primeiro passo para a mensuração do VaR é a escolha de dois fatores: o horizonte de tempo e o nível de confiança dentro do qual se deseja medi-lo. Ambos são de certa forma arbitrários. Do ponto de vista dos usuários, o horizonte pode ser determinado pela natureza da carteira. Por exemplo, os bancos comerciais reportam o VaR de suas operações sobre um horizonte diário, devido ao giro rápido das atividades de suas carteiras. Inversamente, as carteiras de investimento, como fundos de pensão, ajustam suas exposições ao risco vagarosamente, motivo pelo qual um horizonte de um mês é normalmente escolhido.

Como o prazo de manutenção de uma carteira corresponde ao período mais longo necessário para que a liquidação da mesma seja feita de maneira ordenada, o horizonte do VaR deve estar relacionado à liquidez dos ativos, definida em termos da extensão de tempo necessária para volumes normais de transação.

Com relação ao nível de confiança, há poucas diretrizes disponíveis para a sua escolha. Sabe-se que níveis maiores de confiança implicam em valores maiores de VaR. Se os Valores em Risco resultantes forem utilizados diretamente na escolha de uma reserva de capital, a escolha do nível de confiança será crucial, devendo refletir o grau de aversão ao risco da empresa e o custo imposto



por uma perda que ultrapasse o Valor em Risco. Uma aversão mais forte ao risco, ou um custo mais elevado, indica que um valor maior de capital deve ser alocado a fim de cobrir possíveis perdas, resultando em um nível de confiança mais alto.

Inversamente, se os valores do VaR forem utilizados apenas para o fornecimento de uma medida padrão para que a empresa compare riscos em mercados diferentes, a escolha do nível de confiança não será tão importante.

Uma metodologia sugerida por Jorion (2003), de cálculo do VaR para distribuições gerais e para distribuições paramétricas, é descrita a seguir.

#### a) VaR para distribuições gerais

Para o cálculo do VaR de uma carteira, define-se  $W_0$  como o investimento inicial e  $R$  como a sua taxa de retorno. O valor da carteira no final do horizonte considerado será:

$$W = W_0(1 + R) \quad (\text{a.1})$$

Denominando o retorno esperado e a volatilidade de  $R$  respectivamente por  $\mu$  e  $\sigma$ , o menor valor da carteira para um determinado nível de confiança  $c$ , será dado por:

$$W^* = W_0(1 + R^*) \quad (\text{a.2})$$

O VaR é então definido como a perda relativa à média, e portanto:

$$\text{Valor em Risco (média)} = E(W) - W^* = -W_0(R^* - \mu) \quad (\text{a.3})$$

O VaR também pode ser definido como a perda absoluta, isto é, relativa a zero ou sem referência com o valor esperado. Analogamente:

$$\text{Valor em Risco (zero)} = W_0 - W^* = -W_0 \cdot R^* \quad (\text{a.4})$$

Em ambos os casos, descobrir o VaR equivale a identificar o valor mínimo da carteira  $W^*$ , ou o seu retorno crítico  $R^*$ .

Em sua forma mais genérica, o VaR pode ser derivado da distribuição de probabilidade do valor futuro da carteira,  $f(w)$ . A determinado nível de confiança  $c$ , deseja-se descobrir a pior realização possível  $W^*$ , tal que a probabilidade de se exceder esse valor seja:

$$c = \int_{W^*}^{\infty} f(w)dw \quad (\text{a.5})$$

Ou de maneira análoga, tal que a probabilidade de um valor menor que  $W^*$ ,  $p = P(w \leq W^*)$ , seja:

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = P(w \leq W^*) = p \quad (\text{a.6})$$

Assim, a área desde  $-\infty$  até  $W^*$  deve somar  $p = 1 - c$ , por exemplo, 5%. O valor  $W^*$  é chamado quantil da distribuição, ou em outras palavras, um nível de perda que só é superado por  $(1 - c)$  por cento dos casos observados. Essa especificação é válida para qualquer distribuição de valores, seja discreta ou contínua, com cauda grossa ou fina.

Exemplo: Suponha uma distribuição de rendimentos diários com rendimento médio igual a US\$ 5,1 milhões num total de 254 observações. Deseja-se obter o VaR ao nível de 95% para essa distribuição, sabendo-se que existem 11 observações piores que US\$ -10 milhões e 15 observações piores que US\$ - 9 milhões.

Solução:

$$254 \text{ observações} \times 5\% = 12,7 \text{ observações}$$

Interpolando:

$$(15 - 11) \text{ observações} \text{ \_\_\_\_\_\_ } [-9 - (-10)] \text{ US\$ milhões}$$

$$(15 - 12,7) \text{ observações} \text{ \_\_\_\_\_\_ } [-9 - (W^*)] \text{ US\$ milhões}$$

$$\Rightarrow W^* = \text{US\$ } -9,6 \text{ milhões.}$$

Logo:

$$\text{VaR em relação à média} = E(W) - W^* = 5,1 - (-9,6) = \text{US\$ } 14,7 \text{ milhões}$$

$$\text{VaR em termos absolutos} = \text{US\$ } 9,6 \text{ milhões}$$

a) VaR para distribuições paramétricas

O cálculo do VaR pode ser simplificado de forma considerável supondo que a distribuição dos retornos é normal. Quando este for o caso, o VaR poderá ser derivado diretamente do desvio-padrão da carteira, utilizando-se um fator

multiplicativo que depende do nível de confiança adotado. Essa abordagem é muitas vezes denominada de paramétrica, por envolver a estimativa de um parâmetro, no caso o desvio padrão, e não simplesmente a leitura de um quantil da distribuição empírica.

Primeiramente, deve-se transformar a distribuição geral,  $f(w)$ , em uma distribuição normal padronizada,  $\phi(\epsilon)$ , onde  $\epsilon$  possui média zero e desvio-padrão 1. Associa-se o quantil  $W^*$  ao retorno crítico  $R^*$  através da equação 2.2. Normalmente,  $R^*$  é negativo e pode também ser escrito como  $-|R^*|$ . Adicionalmente, pode-se associar  $R^*$  a um fator  $\alpha > 0$  proveniente de uma normal padronizada, por meio de:

$$-\alpha = \frac{-|R^*| - \mu}{\sigma} \quad (\text{a.7})$$

O que equivale a:

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = \int_{-\infty}^{-|R^*|} f(r)dr = \int_{-\infty}^{-\alpha} \phi(\epsilon)d\epsilon \quad (\text{a.8})$$

Assim, o problema de se encontrar o Valor em Risco corresponde a determinar o fator  $\alpha$  tal que a área à esquerda da distribuição seja igual a  $1 - c$ . Isso é possível através do uso das tabelas da função distribuição normal padronizada cumulativa.

Uma vez determinado o valor de  $\alpha$ , refaz-se então o processo até o retorno crítico  $R^*$  e o VaR. A partir da equação a.7 o retorno crítico é dado por:

$$R^* = -\alpha\sigma + \mu \quad (\text{a.9})$$

Substituindo-se a equação a.9 em a.3, determina-se o VaR em relação à média, onde:

$$\text{Valor em Risco (média)} = -W_0(R^* - \mu) = W_0\alpha\sigma\sqrt{\Delta t} \quad (\text{a.10})$$

Em outras palavras, o VaR é simplesmente um múltiplo do desvio-padrão da distribuição, multiplicado por um fator de ajuste que está diretamente relacionado ao nível de confiança.

O VaR definido em termos de perda absoluta é dado por:

$$\text{Valor em Risco (zero)} = -W_0(R^*) = W_0(\alpha\sigma\sqrt{\Delta t} - \mu\Delta t) \quad (\text{a.11})$$

Exemplo: Considerando que a distribuição de rendimentos descrita no exemplo do tópico anterior se aproxima de uma distribuição Normal com média US\$ 5,1 milhões e desvio padrão US\$ 9,2 milhões, deseja-se calcular o VaR desta distribuição, novamente ao nível de 95%.

Solução:

Para uma distribuição Normal, 95% de nível de confiança equivale a um valor de  $\alpha$  igual a 1,65.

Assim,

$$\text{VaR em relação à média} = W_0\alpha\sigma\sqrt{\Delta t} = 1,65 \times 9,2\sqrt{1} = \text{US\$ } 15,2 \text{ milhões}$$

É possível perceber que esses valores estão bem próximos dos Valores em Risco obtidos a partir da distribuição geral.

Esse método também se aplica a outras funções de probabilidade cumulativa, bem como à normal, contanto que toda a incerteza esteja contida em  $\sigma$ . A vantagem da distribuição normal é que ela é particularmente simples de tratar, pois representa, adequadamente, muitas distribuições empíricas. Isso é especialmente verdade para portfólios grandes e bem diversificados, mas não para carteiras com muitas opções e exposição a uma pequena quantidade de riscos financeiros.

#### 4.5 RISCOS E AS PREVISÕES DE DEMANDA DAS DISTRIBUIDORAS

Seguindo a tipologia apresentada, pode-se então classificar os riscos associados às previsões de demanda das distribuidoras na categoria dos riscos operacionais.

Do ponto de vista operacional, o risco de modelo é o que se apresenta com maior ênfase, considerando-se o grau de incerteza envolvido no processo de previsão da demanda.

Nos tópicos a seguir serão abordados os impactos das previsões de demanda sobre algumas importantes operações das distribuidoras e discutidas as possíveis causas dos desvios de previsão.

##### 4.5.1 Impactos das previsões de demanda das distribuidoras

Os riscos associados às previsões de demanda de uma distribuidora de energia elétrica podem ser inicialmente avaliados a partir dos impactos que tais previsões provocam sobre algumas de suas principais operações:

- a) Vendas

A receita de uma distribuidora é determinada a partir do mercado de energia elétrica previsto para o período tarifário e pela tarifa média do reposicionamento.

A Resolução Normativa nº 55, de 5 de abril de 2004, emitida pela ANEEL, estabelece a metodologia de cálculo do Fator X (instrumento regulatório de estímulo à eficiência e à modicidade das tarifas de fornecimento) na revisão tarifária periódica de uma distribuidora. No seu ANEXO I apresenta a metodologia de cálculo do componente  $X_e$  do Fator X, o qual reflete os ganhos de produtividade esperados, provenientes da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

Para o regulador o mercado de energia elétrica é uma variável de grande relevância na determinação do valor do componente  $X_e$ , uma vez que, no momento do reposicionamento tarifário, é assumido que a empresa possui um nível de custos e investimentos eficientes. Isto implica que a produtividade refletida pelo componente  $X_e$  está ligada aos ganhos de escala que a empresa obterá ao atender uma demanda maior, com custos incrementais menores do que os reconhecidos no momento do reposicionamento tarifário.

#### b) Expansão do sistema elétrico

O processo de planejamento da expansão da rede de distribuição se inicia com a previsão da demanda do seu mercado. As previsões de demanda, por sua vez, geram simulações do sistema elétrico que determinarão um programa de obras para área estudada. A decisão de realizar estes programas de obras reflete futuros desembolsos financeiros que determinarão, por seu turno, o nível tarifário de uma concessão.

Uma previsão do mercado de energia elétrica superior ao valor ocorrido determinará um maior volume ou antecipação de obras, implicando em um maior nível tarifário. Por outro lado, uma previsão inferior ao valor ocorrido implicará em uma série de obras emergenciais, seguramente mais caras, novamente implicando em um investimento e tarifas superiores ao que seria necessário.

c) Aquisição do insumo energia elétrica

As regras de contratação de energia previstas pelo novo modelo do setor elétrico brasileiro exigem um grau elevado de acerto nas previsões de mercado, sob pena de aplicações de penalidades, além da possibilidade de não reconhecimento integral, por parte do regulador, dos custos de aquisição no repasse às tarifas. As variações nas previsões também poderão deixar as empresas expostas ao preço do mercado de curto prazo, o que, em algumas situações, pode acarretar sérios prejuízos.

d) Dimensionamento do insumo potência elétrica

A distribuidora necessita dimensionar a potência elétrica para que o seu sistema esteja capacitado a atender não apenas aos consumidores cativos, mas também aos consumidores livres aos quais presta o serviço de infra-estrutura de rede.

Adicionalmente, a contratação dos montantes de uso do sistema de transmissão (rede básica) é definida a partir da previsão da energia distribuída aos consumidores cativos e livres.



#### 4.5.2 Possíveis causas de desvios nas previsões de demanda

Os desvios nas previsões de demanda têm origem nas diversas fontes de incerteza inerentes ao processo, as quais podem ser agrupadas em:

- Dados: erros de medição (ou apuração) em variáveis.
- Modelo: forma funcional inadequada, variáveis omissas, estrutura desconhecida da defasagem e da distribuição dos erros;
- Agentes: apresentam incerteza no seu comportamento (famílias, empresas, governo etc.);
- Insumo: variações anormais na oferta de energia elétrica.

As distribuidoras apenas podem exercer algum tipo de controle sobre a qualidade dos dados das séries históricas e sobre o processo de montagem dos modelos de previsão.

O insumo básico na construção de previsões a partir de modelos estatísticos são as séries históricas da demanda do mercado, bem como as séries de outras variáveis diretamente relacionadas ao consumo, como visto nos capítulos anteriores. É, portanto, de suma importância que as empresas distribuidoras zelem pela qualidade dos dados de mercado, e que promovam esforços no sentido de garantir a qualidade e disponibilização das outras séries relacionadas.

Para o processo de elaboração dos modelos de previsão são definidos alguns procedimentos de avaliação que incluem diagnósticos, já discutidos no

capítulo 3 (item 3.2.2.2), e medidas de aderência, os quais serão apresentados no próximo tópico.

### **4.5.3 Erros originados dos modelos de previsão**

Um dos principais objetivos da construção de modelos de regressão é realizar previsões. De acordo com Pindyck (2004), uma previsão é uma estimativa (ou conjunto de estimativas) quantitativa da verossimilhança de eventos futuros que é obtida com base em informação passada e corrente. Essa informação, ainda segundo o citado autor, assume a forma de um modelo – um modelo estrutural de uma só equação ou um modelo de equações múltiplas ou um modelo de série temporal. Ao extrapolar os modelos para além do período para o qual eles são estimados, podemos fazer previsões sobre eventos futuros.

#### *4.5.3.1 Tipos de previsão*

##### a) Previsões de pontos e de intervalos

Previsões de pontos prevêm um único número em cada período de previsão, enquanto previsões de intervalos indicam um intervalo dentro do qual esperamos que se situe o valor a se realizar. O intervalo normalmente fornece a margem de erro em torno da previsão de pontos.

##### b) Previsões *ex ante* e *ex post*

Em termos dos modelos de séries temporais, ambas prevêm valores de uma variável dependente além do período de tempo usado para estimar o modelo. Na previsão *ex post*, as observações tanto de variáveis endógenas quanto de variáveis explicativas exógenas já são conhecidas para o período de previsão. Uma previsão *ex ante* igualmente prevê valores da variável dependente além do

período original de estimação, mas usa variáveis explicativas que podem ainda não ser conhecidas com certeza.

c) Previsões incondicionais e condicionais:

Em uma previsão incondicional os valores de todas as variáveis explicativas na equação de previsão são conhecidas. Qualquer previsão *ex post* é naturalmente uma previsão incondicional, mas uma previsão *ex ante* também pode ser incondicional. Pindyck (2004) cita o exemplo de uma indústria cujas vendas mensais  $S(t)$  estejam relacionadas linearmente com duas variáveis  $X_1$  e  $X_2$ , mas com defasagens de 3 e de 4 meses, respectivamente.

$$S(t) = a_0 + a_1 X_1(t-3) + a_2 X_2(t-4) + \varepsilon(t)$$

Se essa equação fosse estimada, poderia ser usada para produzir previsões incondicionais de  $S(t)$  em um futuro de 1, 2 e 3 meses. Por exemplo, para prever o valor de  $S(t)$  em 3 meses seria usado o valor corrente de  $X_1$  e o valor de  $X_2$  do mês passado, e esses dois valores são conhecidos.

Em uma previsão condicional, os valores de uma ou mais variáveis explicativas não são conhecidos, de modo que é preciso também usar previsões para produzir a estimativa de uma variável dependente. Se fosse usada a equação anterior para prever o valor futuro de  $S(t)$  em 4 meses, seria necessário fazer também a previsão de  $X_1(t)$  um mês no futuro, tornando nossa previsão de  $S(t)$  condicional em relação à nossa previsão de  $X_1(t)$ . Se o lado direito da equação de previsão não contivesse defasagens no tempo, isto é, se tivesse o formato:

$$S(t) = a_0 + a_1 X_1(t) + a_2 X_2(t) + \varepsilon(t)$$

todas as previsões *ex ante* geradas pela equação seriam previsões condicionais.

#### 4.5.3.2 *A natureza do erro de previsão*

Previsões produzidas por um modelo de regressão de uma só equação estão sujeitas a quatro fontes de erro:

- a) A natureza aleatória do processo somatório dos erros em um modelo de regressão linear fará com que as previsões se desviem dos verdadeiros valores mesmo quando o modelo estiver especificado corretamente e os valores dos parâmetros forem conhecidos, ou seja, a equação de regressão contém um termo de erro aditivo implícito;
- b) O processo de estimação dos parâmetros da regressão apresenta erro porque os valores estimados dos parâmetros são variáveis aleatórias que podem se desviar dos verdadeiros valores dos parâmetros;
- c) No caso de uma previsão condicional são introduzidos erros quando são feitas previsões para os valores das variáveis explicativas para o período para o qual é feita aquela previsão condicional;
- d) A equação é mal especificada, isto é, a forma funcional pode não ser representativa do mundo real.

#### 4.5.3.3 *Intervalo de confiança da previsão*

É necessário ter cautela no uso de modelos de regressão para previsão, particularmente quando o valor de uma variável independente situa-se fora da faixa de observações a partir das quais o modelo foi estimado. Em muitos casos, a relação linear não é válida para valores muito grandes ou muito pequenos da variável independente. Fatores tais como rendimentos decrescentes e a existência

de níveis de saturação podem fazer com que as relações entre variáveis econômicas sejam não lineares.

Uma medida da precisão da estimativa por meio da equação de regressão simples de duas variáveis pode ser obtida calculando-se o desvio padrão do erro de previsão (também conhecido como erro padrão da estimativa). O termo de erro  $e_i$  é definido como a diferença entre o valor observado e o valor previsto da variável dependente. O desvio padrão do termo  $e_i$  é baseado no somatório dos quadrados dos erros  $\sum e_i^2$ , normalizado pelos graus de liberdade:

$$s_e = \sqrt{\frac{\sum e_i^2}{n-s}} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \alpha - \beta x_i)^2}{n-s}} = \sqrt{\frac{\sum y_i^2 - \alpha \sum y_i - \beta \sum x_i y_i}{n-s}}$$

Graus de liberdade são o número de observações além do mínimo necessário para calcular um dado coeficiente ou estatística de regressão. Em um modelo de regressão, o número de graus de liberdade é igual ao número de observações (n) menos o número de parâmetros (s) que estão sendo estimados.

O erro padrão da estimativa ( $s_e$ ) pode ser usado para construir intervalos de previsão para Y. Conforme McGuigan (2004), um intervalo de previsão exato, de  $(1 - \alpha)\%$ , é função do tamanho da amostra (n) e de quanto o valor da variável independente, num determinado ponto ( $x_p$ ) se aproxima do seu valor médio ( $\bar{x}$ ). O erro padrão da estimativa, ou erro padrão de previsão, é dado pela expressão:

$$\hat{Y} \pm t_{\alpha/2, n-s} s_e \sqrt{1 + \frac{1}{n} + \frac{(x_p - \bar{x})^2}{\sum (x_i - \bar{x})^2}}$$

onde  $t_{\alpha/2, n-s}$  é o valor da distribuição t com  $n - s$  graus de liberdade.

Segundo McGuigan (2004), um intervalo aproximado de previsão, com nível de confiança de 95%, é igual a:

$$\hat{Y} \pm 1,96s_e$$

Para um valor grande de  $n$  ( $n > 30$ ), a distribuição  $t$  se aproxima de uma distribuição normal, e o valor de  $t$  para um intervalo de previsão de 95% é cerca de 1,96. Os métodos de aproximação proporcionam resultados satisfatórios para a maioria das aplicações.

#### 4.5.3.4 Valor em risco e intervalo de confiança de previsões

Considerando que as previsões sejam variáveis aleatórias com distribuição normal e apresentam intervalos de confiança de 95%, podemos aplicar o conceito de Valor em Risco (VaR), discutido no item 4.4.3, para avaliar os limites extremos dos erros de previsão.

Como visto anteriormente, o cálculo do VaR pode ser simplificado de forma considerável supondo que a distribuição dos retornos é normal, derivando diretamente do seu desvio-padrão, dado um determinado nível de confiança. Aqui trataremos os retornos como sendo os possíveis valores de previsão, contidos num intervalo de confiança, estimado por um modelo de regressão.

Seja o exemplo de uma previsão de demanda de energia elétrica que resultou nos seguintes valores, para um determinado ano:

- Valor esperado: 4.032.207 MWh
  
- Limite inferior: 3.813.695 MWh

- Limite superior: 4.263.240 MWh

Para um intervalo de confiança de 95%, os limites inferior e superior da previsão estarão situados, respectivamente, entre 2,5% e 97,5% da área sob a curva normal, correspondentes a  $\mu$  1,96 desvio-padrão em relação ao valor esperado.

Deste modo, o desvio-padrão para o limite inferior  $\sigma_{L\text{inf}}$  será calculado da seguinte forma:

$$\sigma_{L\text{inf}} = \frac{4.032.207 - 3.813.695}{1,96} = \frac{218.512}{1,96} = 111.486 \text{ MWh}$$

Por semelhança, o desvio-padrão para o limite superior  $\sigma_{L\text{sup}}$  é calculado pela expressão:

$$\sigma_{L\text{sup}} = \frac{4.263.240 - 4.032.207}{1,96} = \frac{231.033}{1,96} = 117.874 \text{ MWh}$$

Agora já temos condição de calcular o VaR paramétrico (que deriva do “parâmetro” desvio-padrão), ao nível de confiança de 95%, considerando um horizonte temporal de 1 ano (horizonte da previsão):

$$\text{VaR (em relação à média)} = \alpha\sigma\sqrt{\Delta t}$$

Onde  $\alpha = 1,645$  para o nível de confiança de 95% e  $\sigma$  é o desvio-padrão.

$$\text{VaR}_{L\text{inf}} = 1,645 \times 111.486 \times 1 = 183.394 \text{ MWh (em relação à média)}$$

$$VaR_{L_{inf}} = 4.032.207 - 183.394 = 3.848.813 \text{ MWh}$$

$$VaR_{L_{sup}} = 1,645 \times 117.874 \times 1 = 193.902 \text{ MWh (em relação à média)}$$

$$VaR_{L_{sup}} = 4.032.207 + 193.902 = 4.226.110 \text{ MWh}$$

Tais resultados indicam que existe 5% de probabilidade de ocorrerem valores iguais ou inferiores a 3.848.813 MWh e que também há 5% de chance para a ocorrência de valores iguais ou superiores a 4.226.110 MWh. Se forem associados os preços da energia para as duas situações, teremos efetivamente o valor financeiro envolvido.

#### 4.5.3.5 Critérios para avaliação da aderência das previsões

Para verificar o grau de ajuste do modelo aos dados observados, a literatura recomenda o uso de algumas estatísticas específicas, denominadas medidas de aderência:

- a) a raiz do erro quadrático médio (RMSE);

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (\hat{Y}_t - Y_t)^2}$$

- b) o erro absoluto médio (MAE);

$$MAE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (\hat{Y}_t - Y_t)$$



c) o erro absoluto (modular) médio percentual (MAPE).

$$MAPE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left| \frac{\hat{Y}_t - Y_t}{Y_t} \right| \times 100$$

onde T é o tamanho da amostra,  $Y_t$  é a variável dependente e  $\hat{Y}_t$  é a estimativa da variável dependente.

Quanto menor o valor desses critérios, melhor é a capacidade de previsão do modelo. O RMSE e o MAE são proporcionais à escala utilizada, servindo de comparação entre modelos que utilizam a mesma escala. O MAPE é independente dessa escala, mostrando-se mais adequado se a comparação levar em conta distintos modelos de previsão (por exemplo, diferentes classes de consumo de energia elétrica).

Considerar uma referência para essas estatísticas é uma tarefa difícil. A rigor, quanto mais agregada for a variável dependente, mais fácil obter menores estatísticas de erro. E quanto mais volátil o produto em questão, mais complexa será a obtenção de uma boa estimativa.

#### 4.6 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi visto que os riscos financeiros são inerentes à atividade empresarial e devem ser identificados, medidos e controlados.

Para a identificação dos riscos foi apresentada uma tipologia básica, composta por quatro grandes grupos: riscos de mercado, riscos de crédito, riscos de liquidez e riscos operacionais.

A mensuração dos riscos financeiros envolve alguns indicadores básicos como o desvio padrão dos retornos e a correlação entre retornos. Mais recentemente foi desenvolvido o conceito de “valor em risco”, o qual tem sido adotado tanto por instituições financeiras como não-financeiras como importante medida de risco. A identificação e a mensuração, conseqüentemente, possibilitam o desenvolvimento de práticas de controle dos riscos financeiros.

Os riscos financeiros associados às previsões de demanda das distribuidoras estão presentes na expectativa de vendas de cada empresa, no processo de planejamento de expansão da sua rede e no processo de aquisição do seu insumo básico (energia elétrica). Portanto, também precisam ser identificados, medidos e controlados.

## 5 GESTÃO DE RISCOS ASSOCIADOS ÀS PREVISÕES DE DEMANDA

### 5.1 INTRODUÇÃO

Uma das bases do novo modelo do setor elétrico brasileiro é a contratação de energia para os consumidores cativos através de leilões de mínimo custo, separando-os para compra de energia nova, visando à expansão da oferta, e para compra de energia existente, objetivando a renovação dos contratos que estejam por vencer.

Adicionalmente, a existência de dois tipos de leilões de energia nova,  $A_{-5}$  e  $A_{-3}$  (para entrega 5 e 3 anos após a compra, respectivamente), introduz o benefício do menor período de construção de determinadas usinas (termoelétricas), mesmo a um preço mais caro que o de usinas que necessitam de um prazo maior de construção (hidrelétricas). Tendo em vista a grande incerteza na evolução da demanda, uma menor diferença do prazo entre a decisão de compra e a entrega da energia representa uma mitigação dos riscos de sub ou sobrecontratação.

Este é um dos aspectos da gestão de riscos associados às previsões de demanda que pretendemos discutir neste capítulo. Para subsidiar a discussão, são detalhados os instrumentos legais disponibilizados pelo regulador e apresentamos uma abordagem de estratégia para apoio à decisão de contratação.

### 5.2 USO DOS INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS

O Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, apresenta os principais instrumentos regulatórios que as distribuidoras devem observar no gerenciamento de riscos referentes ao seu mercado. Está dividido em seis capítulos e destacaremos a seguir os tópicos de maior interesse.

### 5.2.1 Regras gerais de comercialização

São apresentadas as definições essenciais do Decreto, destacando-se:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no qual se realizam as operações de compra e venda de energia envolvendo as distribuidoras;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual as operações de compra e venda são livremente negociadas;
- Consumidor Livre é aquele atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de contratar energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995
- Consumidor Potencialmente Livre é aquele atendido em qualquer tensão, que por seu porte tem direito de optar por outro fornecedor de energia elétrica, mas que compra energia de suas distribuidoras.
- Agentes Vendedores – titulares de concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica;
- Agentes de Distribuição – titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.

Além das definições, são estabelecidos os dois princípios básicos para a segurança do suprimento:

- Todo agente de consumo está obrigado a contratar 100% de sua carga;

- Cada contrato de venda de energia deve ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade de suprimento.

O Decreto estabelece diretrizes para a aferição do atendimento à primeira obrigação – contratar 100% das cargas - e remete as penalidades por não-cumprimento à Convenção de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

No caso da segunda obrigação – lastro físico de geração –, o Decreto determina que o lastro de cada empreendimento constará do respectivo contrato de concessão ou ato de autorização. Estes lastros serão definidos pelo Ministério de Minas e Energia – MME, levando em conta critérios gerais de garantia de suprimento a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Finalmente, é definido o tratamento a ser dado quando o empreendimento de geração que serve de lastro para um contrato não é concluído a tempo, ou quando sofre indisponibilidade prolongada. Nestes casos, o responsável pelo empreendimento terá a obrigação de recompor o lastro físico de seus contratos de venda de energia, sem prejuízo de penalidades estabelecidas pela ANEEL.

## **5.2.2 Comercialização no ACR**

### *5.2.2.1 Disposições gerais*

Esta seção especifica que para cumprir a obrigação de atendimento a 100% de sua carga, os distribuidores devem utilizar as seguintes formas de contratação:

- Leilões de compra de energia, a saber:

- Leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração;
  - Leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes;
  - Leilões de ajuste (nos quais também é adquirida energia proveniente de empreendimentos existentes).
- Aquisição de energia de geração distribuída.

Além disto, no cumprimento dessa obrigação, serão também considerados os contratos decorrentes de:

- Energia contratada na primeira etapa do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
- Aquisições anteriores à Lei No 10.848 (ou seja, firmados antes de 16 de março de 2004);
- Energia proveniente de Itaipu Binacional; e
- Compra de energia do supridor atual com tarifas reguladas (somente para distribuidoras de pequeno porte, com mercado inferior a 500 GWh/ano).

O Decreto define o que é energia proveniente de novos empreendimentos e estabelece que o MME apresentará a lista de empreendimentos de geração aptos a participar dos leilões de novos empreendimentos, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE - e de ofertas de investidores.

O Decreto também define como usinas de geração distribuída as que estiverem conectadas diretamente à rede de distribuição da empresa compradora. No caso de hidrelétricas, a capacidade está limitada a 30 MW; no caso de térmicas, não há limite de capacidade, mas sim o critério de um índice mínimo de 75% de eficiência energética, excetuando-se as usinas a biomassa e a resíduos de processo. Os empreendimentos de geração distribuída também terão lastro físico de geração, que poderá ser reduzido em caso de indisponibilidade. A contratação de geração distribuída deverá ser precedida de chamada pública e estará limitada, no total, a 10% da carga do distribuidor.

#### *5.2.2.2 Declaração de necessidades*

Esta seção apresenta duas regras básicas:

- Todo agente distribuidor, vendedor, autoprodutor ou consumidor livre tem a obrigação de declarar, em cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos cinco anos subseqüentes. Esta declaração será utilizada no planejamento da expansão do sistema;
- Cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deverá contratar nos leilões. Além disto, deve especificar a parcela de contratação dedicada ao atendimento a consumidores potencialmente livres. Esta especificação servirá para balizar possíveis reduções nos contratos.

### 5.2.2.3 Leilões para compra de energia elétrica

Esta seção define as opções para compra de energia elétrica no ACR, quais sejam leilões de:

(i) energia proveniente de novos empreendimentos, realizados cinco anos antes do início da entrega da energia - chamados de leilões “A-5”;

(ii) energia proveniente de novos empreendimentos, realizados três anos antes do início da entrega - leilões “A-3”;

(iii) energia de empreendimentos existentes, realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia - leilões “A-1”; e

(iv) ajustes, também de energia proveniente de empreendimentos existentes, com início de entrega em até 4 meses.

Adicionalmente, é estabelecido o seguinte:

- Os editais dos leilões serão elaborados pela ANEEL observando diretrizes do MME, notadamente:
  - a utilização do critério de menor tarifa no julgamento;
  - o valor do pagamento anual pelo Uso do Bem Público – UBP, no caso de novas concessões;
  - uma fórmula que permite a participação nos leilões, em igualdade de condições, de investidores que pretendam utilizar parte da energia do empreendimento hidrelétrico leiloado para uso próprio



ou para comercialização no ACL e outra parte destinada ao suprimento do consumidor cativo do ACR. A fórmula objetiva incentivar o investidor a destinar mais energia ao mercado regulado, o ACR, proporcionando um ganho a ser utilizado em benefício da modicidade tarifária;

- O detalhamento das condições de participação de empreendimentos que entraram em operação a partir de 2000 nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos;
- A definição do tratamento a ser dado, nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, às usinas que obtiveram suas concessões com base em máximo pagamento de UBP, com o objetivo de compensar uma eventual desvantagem dessas usinas numa licitação por menor tarifa;
- O limite máximo para a quantidade de energia adquirida pelas distribuidoras nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes. Este limite (105% da reposição dos contratos da distribuidora que estejam vencendo) evita que as distribuidoras adquiram no futuro energia proveniente de empreendimentos existentes no lugar de energia proveniente de novos empreendimentos que seria necessária para atender à expansão do sistema, o que poderia comprometer a segurança do suprimento;
- As regras para os leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes durante o período de transição. O objetivo é permitir que a energia descontratada devido ao atual excesso de oferta em relação à demanda tenha desde já a oportunidade de ser contratada pelas distribuidoras, proporcionando maior tranquilidade aos geradores e contribuindo para o funcionamento normal do modelo desde seu início de implantação;

- O limite máximo para o total de energia contratada pela distribuidora em leilões de ajuste (1% da carga da distribuidora), para impedir que o distribuidor opte por não contratar energia proveniente de novos empreendimentos que poderia levar ao desabastecimento.

#### *5.2.2.4 Contratos de compra e venda de energia*

Esta seção determina que os vencedores de cada leilão de energia do ACR deverão firmar contratos bilaterais com todas as distribuidoras – denominados Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado, CCEAR, em proporção às respectivas declarações de necessidade. A única exceção é o leilão de ajuste, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição.

São especificadas as durações mínima e máxima para os CCEAR provenientes dos leilões “A-5” ou “A-3” (15 a 30 anos) e “A-1” (5 a 15 anos) e estabelecida existência de cláusula arbitral.

Detalham-se as duas modalidades de CCEAR: por quantidade de energia, nos quais o agente vendedor assume os riscos hidrológicos e por disponibilidade de energia, nos quais os agentes compradores assumem os riscos hidrológicos (e com isto podem adquirir energia por um preço mais reduzido).

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, o Decreto estabelece três possibilidades de redução das quantidades contratadas:

- compensação pela saída de consumidores potencialmente livres - os distribuidores, após utilizarem o mecanismo de compensação de sobras e déficits (mecanismo que fará parte da Convenção de Comercialização),

poderão reduzir seus contratos no montante equivalente ao saldo não compensado devido à saída do consumidor livre;

- redução, a critério da distribuidora, de até 4% do montante contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda;
- adaptação às regras estipuladas nos contratos de geração pactuados até 11 de Dezembro de 2003.

Nos três casos as reduções serão aplicadas uniformemente entre todos os CCEAR da distribuidora decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

#### *5.2.2.5 Repasse às tarifas*

Esta seção apresenta as condições de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas dos consumidores finais. Também é definido mecanismo para indução de eficiência na contratação das distribuidoras.

Considerando que os contratos resultam de leilões, poderia parecer, à primeira vista, que todos os custos de aquisição de energia deveriam ser automaticamente repassados às tarifas dos consumidores finais. Entretanto, como a quantidade de energia que cada distribuidora adquire em cada leilão é uma decisão da própria distribuidora, os mecanismos de repasse passam a ser indutores à contratação eficiente.

O primeiro mecanismo é o repasse de um valor único para compensar os custos de aquisição da energia proveniente de novos empreendimentos das distribuidoras. Este valor único, denominado Valor Anual de Referência - VR, é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia em “A-5” e “A-3”,

calculado para o conjunto de todas as distribuidoras. Como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos inferior a esta “média do mercado” terá um ganho.

O VR é um estímulo para contratação eficiente em “A-5”, cujo custo de aquisição é inferior ao da energia contratada em “A-3”. O VR é aplicado nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do 4º ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente.

O VR também é usado como limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída. Ainda com o objetivo de induzir a contratação eficiente, existem as seguintes limitações ao repasse:

- A distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece o limite aceitável para erros nesta projeção, assegurando que os contratos sejam no mínimo iguais à carga;
- Quando a contratação em “A-3” exceder 2% da demanda, o direito de repasse está limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos a “A-5” e “A-3”;
- Se uma distribuidora contratar energia proveniente de novos empreendimentos em excesso para, posteriormente, ajustar-se descontratando energia proveniente de empreendimentos existente, provocará uma ineficiência no uso de recursos do país. Com o objetivo de inibir esta prática, caso a aquisição de energia proveniente de

empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor.

- No período de transição, de 2005 a 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões “A-1” não deverá exceder a 1% da demanda, porque todos os leilões deverão ocorrer em 2004. O que exceder a este limite terá o repasse do custo de aquisição reduzido. Este mecanismo tem por objetivo incentivar as distribuidoras a contratar o máximo de suas necessidades no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes durante a transição, a ser realizado em 2004.

Com o objetivo de manter a neutralidade dos repasses dos custos de aquisição de energia das distribuidoras, componentes da Parcela A da tarifa, a ANEEL poderá adotar, levando em conta os doze meses subseqüentes, metodologia de cálculo para o reajuste tarifário, considerando o preço médio ponderado dos contratos de compra.

Tendo em vista a mudança na metodologia de reajuste e ainda com o objetivo de manter a neutralidade dos repasses de custos componentes da Parcela A, as variáveis resultantes dos custos de aquisição de energia elétrica, não consideradas no reajuste tarifário anterior, serão contempladas nos mecanismos de compensação, a chamada CVA – Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (Medida Provisória 2.227 de 04/09/ 2001).

Ademais, a ANEEL poderá, a partir de janeiro de 2006, contemplar no reajuste ou revisão tarifária, a previsão dos custos com Encargos de Serviço de Sistema, outro componente da Parcela A, para os doze meses subseqüentes,

ficando para a conta de compensação ou CVA apenas as eventuais diferenças com relação ao valor previsto e o valor efetivamente realizado.

### **5.2.3 Comercialização de energia do ACL**

Neste capítulo são apresentadas as regras gerais para o tratamento das relações entre os consumidores potencialmente livres - CPL e as distribuidoras. Dentre as questões tratadas está a declaração do CPL que optar por comprar energia de outro fornecedor. O exercício desta opção deverá ser informado à distribuidora até quinze dias antes das declarações de suas necessidades de energia para o leilão "A-1". A aquisição de energia de outro fornecedor poderá ser iniciada somente a partir de janeiro do ano subsequente ao da declaração. O CPL poderá contratar junto a outro fornecedor uma parte ou a totalidade de sua carga. Os contratos que tenham prazo de denúncia diferentes terão suas condições respeitadas. É ainda estabelecido que se um consumidor livre optar por voltar a adquirir energia da distribuidora local deverá formalizar esta decisão com cinco anos de antecedência do início do fornecimento. A distribuidora poderá atendê-lo em prazo inferior, a seu exclusivo critério.

Neste capítulo do decreto também são tratadas as especificidades da comercialização de energia no ACL para os agentes vendedores sob controle federal, estadual e municipal. Estes agentes deverão sempre observar os princípios da transparência, publicidade e igualdade de acesso a todos os interessados.

### **5.2.4 Mercado de curto prazo**

O objetivo do mercado de curto prazo é a contabilização e a liquidação de diferenças entre os montantes de energia contratados e os efetivamente consumidos ou produzidos pelos agentes. Esta atividade será realizada

mensalmente, tendo como base o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - que será publicado antecipadamente pela CCEE. O cálculo do PLD levará em conta a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para atendimento das cargas do sistema e deverá observar limites máximos e mínimos estabelecidos pela ANEEL.

### 5.3 ESTRATÉGIA DINÂMICA DE CONTRATAÇÃO

Neste tópico, é apresentada a abordagem desenvolvida por Guimarães (2006) para o apoio à decisão estratégica de contratação das distribuidoras, sob incerteza na demanda, em leilões de energia elétrica.

Como foi visto, as distribuidoras anualmente deverão declarar a quantidade a ser contratada nos leilões de energia visando o atendimento de 100% de sua carga. Esta decisão necessita ser tomada com uma certa antecedência em relação à sua realização. Com isso, a decisão de contratação é feita baseada em uma previsão da demanda a qual se deseja atender. Entretanto, a distribuidora desconhece hoje qual demanda de fato ocorrerá quando a energia contratada no leilão for entregue, isto é, a decisão de contratação é tomada sob incerteza.

Tradicionalmente, as equipes de estudos de mercado das distribuidoras constroem três cenários de projeção de sua demanda. O processo para elaboração destes cenários consiste em correlacionar o consumo de energia elétrica com variáveis macroeconômicas, financeiras e demográficas que revelem boa “explicação” do consumo. Em geral, os três cenários são obtidos a partir de três trajetórias possíveis para o crescimento da economia, em nível estadual. Uma vez obtidos estes três 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 estratégia podem ser classificados como “planos fixos” de contratação, onde as decisões são tomadas levando em conta somente um cenário determinístico de demanda. Caso os valores de realização da demanda sejam iguais aos deste cenário, de fato será atingido o custo mínimo para o problema. Entretanto, é necessário avaliar o que ocorreria se a realização da demanda fosse diferente do cenário traçado para a contratação.

Como exemplo, cita-se o caso de uma distribuidora que tenha de se contratar de forma a atender o crescimento da demanda da empresa cinco anos à frente. A Tabela 5 apresenta as previsões de demanda de energia elétrica elaboradas pela empresa, baseadas em um cenário macroeconômico de referência e um cenário alto.

**Tabela 5 - Previsões de demanda de uma Distribuidora (2005-2009)**

Cenário/Ano	2004 (*)	2005	2006	2007	2008	2009
Cenário alto	1.350	1.459	1.557	1.677	1.784	1.919
Cenário de referência	1.350	1.423	1.482	1.557	1.616	1.696

(\*) Realizado

Supondo que existam dois planos de contratação: (P1) contratar a diferença de demanda entre 2004 e 2009, correspondente ao crescimento alto ( $\Delta = 569$  MWmed) ao menor custo, e (P2) contratar a diferença de demanda entre 2004 e 2009, correspondente ao crescimento médio de referência ( $\Delta = 346$  MWmed) ao menor custo.

As opções de contratação são: A-3, com antecedência de três anos e custo líquido (preço de aquisição menos repasse) de R\$ 20/MWh e A-5, com antecedência de cinco anos e custo líquido nulo (repasse integral). Já as



penalidades/custos de sub e sobrecontratação são respectivamente iguais a R\$ 200 /MWh e R\$ 100 /MWh.

Como era de se esperar, o plano P1 contrata em 2004 toda a diferença para 2009 do cenário alto pelo leilão A-5. Da mesma forma, o plano P2 contrata em 2004 toda a diferença para 2009 do cenário de referência pelo leilão A-5. Assim, os planos P1 e P2 resultariam em custo nulo para a realização dos cenários alto e de referência, respectivamente. Isto ocorre porque estes planos foram ajustados exatamente para cada um desses cenários. Por outro lado, caso aconteça o cenário de referência, o plano P1 levará a uma sobre-contratação, representando um alto custo para a distribuidora, devido à limitação de repasse. No caso da ocorrência de um cenário alto, o plano P2 apresentará uma subcontratação, trazendo um custo ainda maior, devido à aplicação de multa.

Supondo que o cenário de referência tenha 75% de probabilidade de ocorrência, contra 25% do cenário alto, os valores esperados dos custos pelos planos P1 e P2 são apresentados abaixo:

a) Plano 1

Custo na ocorrência do cenário alto: 0

Custo na ocorrência do cenário de referência:

Sobrecontratação:  $569 - 346 = 223$  MWmed

Custo:  $223 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas} \times \text{R\$ } 100/\text{MWh} = \text{R\$ } 196 \text{ milhões}$

Valor esperado de P1:  $25\% \times 0 + 75\% \times 296 = \text{R\$ } 147 \text{ milhões}$

## b) Plano P2

Custo na ocorrência do cenário de referência: 0

Custo na ocorrência do cenário alto:

Subcontratação:  $346 - 569 = - 223$  MWmed

Custo:  $223 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas} \times \text{R\$ } 200/\text{MWh} = \text{R\$ } 390$  milhões

Valor esperado de P2:  $25\% \times 390 + 75\% \times 0 = \text{R\$ } 98$  milhões

Admitindo-se agora um novo plano (P3), através do qual a distribuidora deve se contratar, ao menor custo, para uma demanda em 2009 correspondente à média dos dois cenários (457 MWmed). Caso ocorra o cenário alto, este plano apresenta um custo menor que o plano P2, e caso ocorra o cenário de referência, um custo menor que o plano P1.

O valor esperado para o custo de P3 é:

Custo na ocorrência do cenário alto:

Subcontratação:  $457 - 569 = - 111$  MWmed

Custo:  $111 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas} \times \text{R\$ } 200/\text{MWh} = \text{R\$ } 195$  milhões

Custo na ocorrência do cenário de referência:

Sobrecontratação:  $457 - 346 = 111$  MWmed

Custo:  $111 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas} \times \text{R\$ } 100/\text{MWh} = \text{R\$ } 98 \text{ milhões}$

Valor esperado de P3:  $25\% \times 195 + 75\% \times 98 = \text{R\$ } 122 \text{ milhões}$

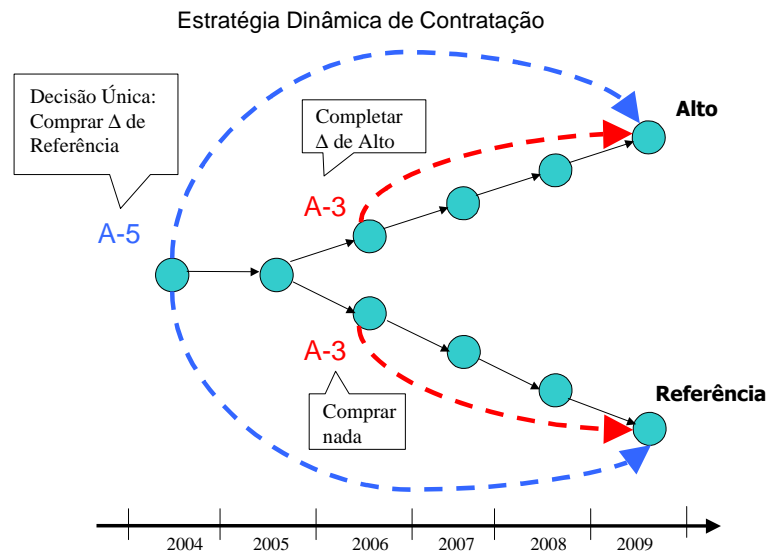
O valor esperado do custo da distribuidora, usando o plano P3, é ainda maior que o do plano P2, em função das probabilidades de ocorrência dos cenários.

Finalmente, considerando que, ao invés de seguir um plano fixo, a distribuidora adote uma estratégia dinâmica de contratação, cujas decisões são condicionadas aos eventos futuros. Dada a natureza estocástica do problema e o conjunto de opções de contratação, este tipo de estratégia pode ser aplicada.

Pela Figura 7, observa-se que em 2004 não há nenhum indício se a demanda a contratar irá evoluir pelo cenário alto ou pelo cenário de referência. O ano seguinte (2005) apresenta uma pequena diferença entre os dois cenários, mas ainda insuficiente para concluir algo sobre a evolução da demanda. Já passados dois anos (2006), pode-se supor que a tendência entre o cenário alto e o cenário de referência estará definida. Ou seja, neste momento, caso ocorra uma demanda próxima ao cenário alto, a distribuidora terá uma certeza maior de que nos anos futuros as realizações das demandas seguirão pelo cenário alto, e vice-versa.

Desta forma, é possível formular uma estratégia (E1) da seguinte maneira: em 2004 contratar o  $\Delta$  de demanda relativo ao cenário de referência (346 MWmed) por A-5. Dois anos depois (2006), tomar uma decisão condicionada: caso a demanda esteja seguindo o cenário alto, contratar o que falta para completar o  $\Delta$  de demanda deste cenário (223 MWmed) por A-3. Caso a demanda esteja seguindo o cenário de referência, não fazer nada (Figura 7). Em outras

palavras, as decisões tomadas são de caráter dinâmico, “corrigidas” a cada etapa em função da ocorrência condicionada dos eventos futuros.



**Figura 7 - Cenários de demanda e árvore de decisão associada**

Fonte: GUIMARÃES, 2006 (Adaptada pelo autor)

Com esta estratégia, os custos são os seguintes:

Custo na ocorrência do cenário alto em 2009:

$$223 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas} \times \text{R\$ } 20/\text{MWh} = \text{R\$ } 39 \text{ milhões}$$

Custo na ocorrência do cenário de referência: 0

$$\text{Valor esperado de E1: } 25\% \times 39 + 75\% \times 0 = \text{R\$ } 10 \text{ milhões}$$

A conclusão é que, fazendo uso da estratégia E1, o valor esperado dos custos é bastante inferior aos dos planos fixos de contratação.

Ainda de acordo com Guimarães (2006), a escolha empírica de uma seqüência determinística de demandas futuras como plano de contratação não permite uma alocação correta dos recursos de mitigação de riscos, permitidos pela regulação, frente às distintas e possíveis demandas futuras. O problema de formulação da estratégia de contratação da demanda deve levar em conta que as decisões de compra tomadas no presente afetam as decisões de compra no futuro, isto é, o problema tem a característica de ser temporalmente acoplado.

### **5.3.1 Modelo computacional**

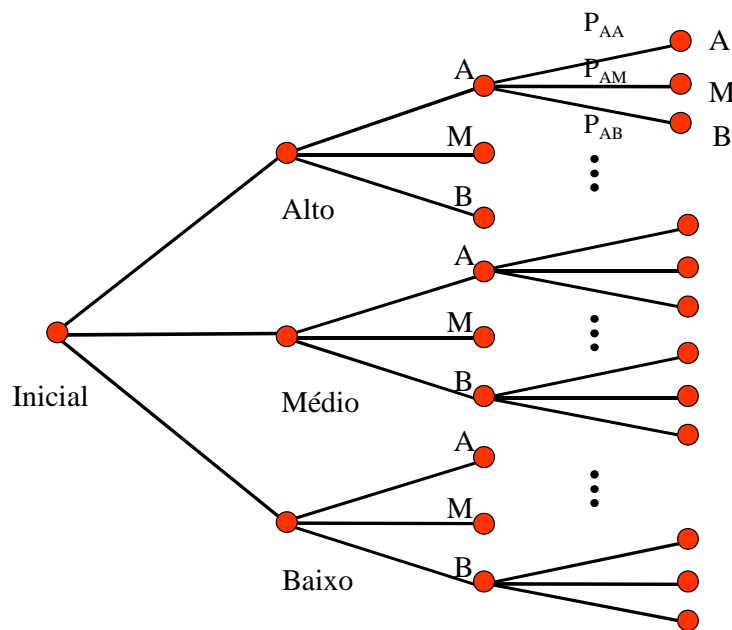
O modelo computacional apresentado por Guimarães (2006) utiliza diferentes cenários de demanda e uma árvore de decisão, onde cada “nó” da árvore está condicionado a um evento estocástico (evolução da demanda). O principal resultado de interesse do modelo é a definição da estratégia ótima de contratação de uma distribuidora nos distintos leilões (A-5, A-3, A-1, A0) que melhor conciliam dois objetivos: minimizar os custos de compra de energia para o consumidor cativo e/ou os riscos de penalidade da distribuidora por sub e sobrecontratação.

#### *5.3.1.1 Árvore de crescimento da demanda*

A demanda é modelada através de uma “árvore” de cenários, que representa a incerteza na sua evolução. Em outras palavras, a demanda em 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). Estas probabilidades são condicionadas à realização da demanda no ano anterior, ou

seja, a incerteza na demanda é modelada como uma cadeia de Markov (processo estocástico Markoviano ou autoregressivo) de primeira ordem (SHAMBLIN, 1979).

Uma vez determinado o número  $N$  de “nós” (ou “aberturas”) da árvore a cada etapa  $T$  (ano) simulada, são obtidas  $N^T$  possíveis trajetórias de evolução da demanda no modelo de decisão de contratação. A Figura 8 ilustra um exemplo da “árvore” de cenários e de matriz de transição entre os possíveis cenários de crescimento.



**Figura 8 - Árvore de expansão da demanda**

Fonte: GUIMARÃES, 2006.

É importante ressaltar que o esforço computacional do modelo cresce exponencialmente com o número de nós da árvore. Portanto, o custo/benefício entre número de nós e tempo computacional deve ser considerado.

Como a evolução da demanda é um processo aleatório, isto é, o sucessor de um crescimento “alto” pode ser tanto um ano com crescimento “baixo” como “médio” ou novamente “alto”, as probabilidades de transição são iguais ( $P_{\text{alto/alto}} = P_{\text{alto/médio}} = P_{\text{alto/baixo}}$ ). Por outro lado, se houver correlação entre os anos, isto é, se após um ano com crescimento “alto” existir uma maior probabilidade de ocorrer outro ano com crescimento “alto”, então  $P_{\text{alto/alto}} > P_{\text{alto/médio}}$  e  $P_{\text{alto/alto}} > P_{\text{alto/baixo}}$ . Estas probabilidades podem ser arranjadas em forma de uma matriz de transição, ilustrada pela Figura 9.

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{ccc}
 \begin{array}{l} \nearrow^{t+1} \\ \downarrow^t \end{array} & A & M & B \\
 A & \left[ \begin{array}{ccc} P_{AA} & P_{AM} & P_{AB} \\ P_{MA} & P_{MM} & P_{MB} \\ P_{BA} & P_{BM} & P_{BB} \end{array} \right] \\
 M & & & \\
 B & & & 
 \end{array}
 \end{array}$$

**Figura 9 - Matriz de probabilidades de transição**

Fonte: GUIMARÃES, 2006.

### 5.3.1.2 Dados de entrada da simulação

O modelo computacional desenvolvido considera os seguintes dados de entrada:

- Preços de contrato para os leilões A-5, A-3, A-1 e ajuste (A-0): Corresponde ao preço da energia candidata a ser contratada em cada leilão A-j. Caso haja a decisão de contratação desta energia em uma

etapa  $t$  qualquer, a mesma será entregue (e passará a fazer parte do portfólio de contratos da distribuidora) na etapa  $t+j$ .

- Valor Anual de Referência (VR): Corresponde ao “preço de benchmark”, o preço médio (ponderado pelas respectivas quantidades totais de compra) dos leilões A-5 e A-3. Na modelagem atual este valor é um dado de entrada. Cabe lembrar que sua utilização principal é possibilitar a modelagem de ganhos e perdas da distribuidora durante três anos caso sua estratégia de contratação seja, respectivamente, melhor ou pior que a “média do mercado” daquele ano. Esta “média do mercado” é representada pelo VR.
- Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD): Como estabelecido no Decreto 5.163, o custo líquido da distribuidora por sub e sobre-contratação está relacionado com o preço de liquidação de diferenças (PLD). Caso a distribuidora esteja sobre-contratada, a diferença de contratos (superior a 103% da demanda) é automaticamente vendida no mercado de curto prazo a PLD e atribuída como receita para a distribuidora. Já em caso de sub-contratação, a distribuidora deve completar sua demanda com energia adquirida no mercado de curto prazo a PLD e repassá-los até VR. Além disso, há aplicação de multa no valor do montante adquirido vezes PLD ou VR (o maior). Devido à possibilidade do PLD em cenários de sobre-contratação ser diferente do PLD em cenários de sub-contratação, o modelo oferece a possibilidade de simular dois cenários de PLD, um para cada situação estrutural (sobre e sub contratação). Isto significa que, em seu estágio atual de desenvolvimento, o modelo não calcula o PLD para cada ano associado à situação estrutural de cada nó da árvore.



- Taxa de desconto anual: Corresponde à taxa anual de desconto (juros reais ao ano) que é utilizada no modelo para trazer a valor presente os custos de um ano qualquer.
- Preços de contratos do leilão de transição: Corresponde ao preço de energia a ser contratada no “mega” leilão de 2004. Os preços demonstram o valor de um contrato iniciando em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009 com a duração de acordo com as regras do novo modelo.

#### *5.3.1.3 Dados de entrada da distribuidora*

- Contratos antigos da distribuidora: montante anual de energia já contratada pela distribuidora (por exemplo, Cotas de Itaipu, Contratos Iniciais e bilaterais firmados, PROINFA) para cada ano do horizonte de estudo.
- Árvore de Crescimento da Demanda – a partir de N cenários de projeção de demanda estabelecidos pela equipe de estudos de mercado da distribuidora (usualmente  $N = 3$ ), são obtidas as taxas de crescimento anual associadas a cada cenário. Estas taxas são informadas ao modelo, junto com o mercado do ano inicial e a matriz de transição de probabilidades entre taxas de crescimento de um ano para outro. Com isso é produzida uma “árvore” de cenários de crescimento da demanda que representa a incerteza na evolução da mesma.

#### *5.3.1.4 Função objetivo do modelo*

O objetivo da distribuidora no modelo é minimizar a soma ponderada de dois fatores:

$$\lambda CE + (1-\lambda)CP$$

onde CE é o custo esperado total da energia para os consumidores cativos e CP é o custo esperado das penalizações/incentivos para a distribuidora, devido à:

- a) sub-contratação (multa);
- b) sobre-contratação (proibição de repasse acima de 103% de contratação);
- c) contratação eficiente (preço do repasse comparado à média dos leilões de energia nova).

O fator de ponderação  $\lambda$  reflete a aversão ao risco de cada distribuidora. Em um dos extremos,  $\lambda=1$  modelaria uma distribuidora indiferente ao risco, cujo único objetivo é minimizar o custo da energia para seus consumidores; no outro extremo,  $\lambda=0$  representaria uma distribuidora cujo único interesse é minimizar seus próprios riscos.

#### 5.3.1.5 Metodologia de solução

O modelo computacional descrito é formado por um problema de otimização linear de grande porte, cuja função objetivo é a minimização da média ponderada dos custos da distribuidora e seu conjunto de restrições é formado pelas equações matemáticas que modelam o conjunto das regras setoriais (por exemplo, a data de entrega dos distintos contratos, as restrições devidas ao processo de transição, e os níveis mínimo e máximo de reposição de contratos de energia existente relativos a cada caso). Este conjunto de restrições é modelado para cada nó da árvore. As variáveis de decisão do modelo são, para cada nó da árvore, os montantes de energia a contratar nos leilões A-5, A-3, A-1 e ajuste (A-0) e os

montantes a descontratar de energia existente (limitado a 4% do montante inicial de contratos de energia existente estabelecidos após 2004).

#### 5.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os instrumentos regulatórios à disposição dos distribuidores para o gerenciamento dos riscos envolvidos no processo de contratação da energia elétrica necessária ao atendimento das suas previsões de demanda. Do ponto de vista do regulador, a intenção é promover a contratação eficiente, ou seja, orientar a montagem de portfólios de contratos por parte dos distribuidores pelo menor preço, minimizando a tarifa dos seus consumidores. Do ponto de vista do distribuidor, o objetivo é impedir perdas financeiras por sub ou sobrecontratação.

Também foi discutida uma abordagem para a estratégia de contratação, dados os instrumentos regulatórios disponíveis, que leva em consideração as incertezas inerentes ao processo de previsão de demanda, as quais conduzem a atitudes prudentes dos gestores de empresas, assim descritas na literatura de finanças (GALESNE, 1999):

- Para limitar a incerteza e o risco que lhe é associado, o dirigente da empresa poderá buscar informações adicionais. Uma forma privilegiada de se obter tais informações consiste, sempre que for possível, em estender o período de realização de um projeto de investimento, fracionando-o e realizando-o por partes. Em outras palavras, isso consiste em transformar uma decisão pontual em uma decisão seqüencial, ou seja, transformar uma decisão de investimento em uma seqüência de decisões a serem tomadas em diferentes momentos de um futuro previsível;

- Na falta de possibilidade de limitar a incerteza e o risco que lhe é associado, o dirigente de empresa poderá, anteriormente à tomada de decisão de investimento, avaliar o risco e cobrir-se contra o mesmo.

## 6 ESTUDO DE CASO

### 6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso de aplicação das ferramentas de gestão de riscos associados à previsão de demanda de uma distribuidora no novo contexto regulatório brasileiro, considerando o referencial teórico dos capítulos precedentes.

No estudo são avaliadas as previsões de demanda da distribuidora e a estratégia desenvolvida para a declaração de suas necessidades de energia elétrica no horizonte de 2005 a 2009. Portanto, estarão sendo reportados os trabalhos desenvolvidos em 2004 para a participação no chamado “Mega Leilão” de energia existente.

### 6.2 PREVISÃO DE DEMANDA

A metodologia empregada para a distribuidora consistiu em separar a previsão para o curto prazo (segundo semestre de 2004) da previsão de longo prazo (2005 a 2009). Para o curto prazo foram usados modelos autoprojativos, os quais levam em conta o próprio histórico das variáveis para explicar o comportamento num futuro próximo. As séries históricas reais de consumo faturado foram modificadas, substituindo ou expurgando dados considerados atípicos ou incongruentes. Para o longo prazo foram adotados modelos econométricos causais, que levam em conta a influência de variáveis, denominadas “explicativas”, sobre o consumo de energia elétrica.

As previsões do mercado de energia da distribuidora foram obtidas utilizando como referência o consumo faturado histórico, o software de previsão Forecast Pro for Windows (FPW) e informações relevantes da conjuntura

econômica da área regional de concessão. Foram selecionados os melhores modelos estatísticos para cada classe de consumo, com exceção da classe industrial, na qual foram utilizados outros critérios de análise dado o comportamento peculiar deste segmento.

### 6.2.1 Previsões de curto prazo

A Tabela 6 apresenta os principais parâmetros para a previsão da demanda em 2004, considerando a realização até o primeiro semestre do ano.

**Tabela 6 - Parâmetros de previsão de curto prazo**

<b>Parâmetros</b>	<b>Detalhamento</b>
Modelo	Amortecimento Exponencial (Winters)
Intervenções	SIC 2000, Racionamento 2001-02
R <sup>2</sup>	79,2%
Erro	3,1%

Obs.: O Erro equivale ao módulo do erro médio percentual

A distribuição do montante anual de energia foi feita de acordo com a participação das classes de consumo, sendo 34% para a classe residencial, 21% para a classe comercial, 20% para a classe industrial, 8% para a classe rural e 17% para outras classes.

### 6.2.2 Previsão de longo prazo

#### 6.2.2.1 Classe residencial

Além dos parâmetros obtidos na previsão do consumo, outros aspectos foram considerados na análise da classe residencial: a situação econômica local, sua participação no mercado global, o consumo médio residencial, a evolução dos clientes subsidiados (baixa renda), as tarifas de energia elétrica, a efficientização

energética e os programas de universalização de acesso ao uso da energia elétrica.

Ainda que o consumo residencial de energia, intuitivamente, tenha relação direta com o nível de atividade econômica e o seu impacto sobre a renda disponível para o consumo, do ponto de vista estatístico não foi encontrada para esta classe uma dependência consistente com a variável Produto Interno Bruto (PIB).

O crescimento populacional, por sua vez, influencia positivamente o consumo de energia residencial. O número de domicílios, que deriva do crescimento populacional, foi a variável recomendada para explicar o consumo residencial.

A Tabela 7 resume os parâmetros do modelo de previsão da classe residencial.

**Tabela 7 - Parâmetros de previsão do consumo residencial**

<b>Parâmetros</b>	<b>Detalhamento</b>
Modelo	Regressão Dinâmica
Variáveis	Consumo Residencial Defasado, Domicílios
Intervenções	Racionamento 2001-02, Plano Real 1995
$R^2$	99,3%
Erro	2,7%

Obs.: O Erro equivale ao módulo do erro médio percentual

#### 6.2.2.2 Classe comercial

Considerando o contexto econômico, o consumo residencial, o crescimento demográfico e a expectativa acerca da política de investimentos regional, a classe comercial tende a reagir com defasagem às variações do mercado.

A população é a propulsora do setor de serviços e o crescimento populacional, acompanhado do aumento de renda – consequentemente do consumo residencial –, dinamiza o segmento terciário da economia.

A Tabela 8 resume os parâmetros do modelo de previsão para a classe comercial.

**Tabela 8 - Parâmetros de previsão do consumo comercial**

<b>Parâmetros</b>	<b>Detalhamento</b>
Modelo	Regressão Dinâmica
Variáveis	Consumo Defasado, PIB Terciário
Intervenções	Racionamento 2001-02
R <sup>2</sup>	99,2%
Erro	3,0%

Obs.: O Erro equivale ao módulo do erro médio percentual

### 6.2.2.3 Classe industrial

Dentre as classes de consumo, a previsão da demanda da classe industrial necessitou de um tratamento peculiar, dada a complexidade e difícil previsibilidade de seu comportamento. Os recursos utilizados abrangeram o estudo do mercado local, tratamento individualizado aos grandes consumidores industriais, acompanhamento de possíveis novas cargas e ampliações no setor, a expansão da rede distribuidora de gás natural, dentre outros.

A série histórica utilizada foi a do mercado cativo, não contemplando o consumo dos atuais clientes livres para não distorcer as previsões de mercado - estimando mais energia elétrica do que a necessária para suprir o setor secundário.

O consumo industrial da distribuidora em estudo é bastante irregular, talvez porque seja um dos primeiros a sofrer com as oscilações da atividade econômica.



O PIB regional deveria ser a variável explicativa com maior grau de significância para este segmento, pois reflete situação da produção estadual. No entanto, não apresenta boa estimativa porque quando os consumidores livres são excluídos para “depuração” do consumo industrial, retira-se uma fração da variável dependente e o mesmo não acontece com o PIB, que mantém-se inalterado. Além disso, apenas uma parcela – cerca de 19% – do consumo industrial é atendido pela distribuidora.

A previsão da demanda industrial foi estimada com base na taxa média geométrica de crescimento, obtida através dos valores estimados do consumo global projetado.

#### *6.2.2.4 Classe rural*

O setor agrícola é fortemente influenciado pelas variações na temperatura e índices pluviométricos, pela facilidade de crédito junto aos agentes financeiros, pelos custos de transporte e preços de mercado.

A situação econômica é relevante, no entanto, o PIB global e o PIB primário não explicaram, satisfatoriamente, o comportamento do consumo futuro da classe rural. Melhor relação foi obtida com a variação do contingente populacional, que gera aumento do consumo de alimentos independente da renda disponível (consumo autônomo).

Na Tabela 9 estão os parâmetros significativos da previsão da demanda da classe rural da distribuidora em estudo.

**Tabela 9 - Parâmetros de previsão do consumo rural**

<b>Parâmetros</b>	<b>Detalhamento</b>
Modelo	Regressão Dinâmica
Variáveis	Consumo Defasado, População
Intervenções	Intervenções 1992/1998/2003
R <sup>2</sup>	99,6%
Erro	3,3%

Obs.: O Erro equivale ao módulo do erro médio percentual

#### 6.2.2.5 Outras classes

Este segmento de consumo é composto pelas classes iluminação pública, poder público, serviço público e uso próprio. A demanda de energia elétrica do conjunto das classes citadas apresentou correlação positiva com a evolução do número de domicílios da área de concessão, conforme resume a Tabela 10.

O aumento populacional – por conseqüência, o aumento de domicílios – implica, especialmente, na ampliação da rede pública de iluminação e dos serviços e poderes públicos.

**Tabela 10 - Parâmetros de previsão do consumo de outras classes**

<b>Parâmetros</b>	<b>Detalhamento</b>
Modelo	Regressão Dinâmica
Variáveis	Consumo Defasado, Domicílios
Intervenções	Racionamento 2001-02
R <sup>2</sup>	98,8%
Erro	2,7%

Obs.: O Erro equivale ao módulo do erro médio percentual

### 6.2.2.6 Mercado global

A previsão da demanda global poderia ser obtida pelo somatório das previsões individuais por classe, procedimento conhecido como “*bottom-up*”. Entretanto, foi possível encontrar um modelo estatístico causal com erro médio percentual inferior aos obtidos individualmente, conforme resume a Tabela 11.

Além de apresentar menor erro de previsão, que pode ser resultado do maior nível de agregação da demanda, o modelo reúne variáveis explicativas como população e PIB terciário, demonstrando a significativa correlação entre o consumo de energia elétrica com o crescimento demográfico e com a atividade econômica regionais.

**Tabela 11 - Parâmetros de previsão do mercado global**

<b>Parâmetros</b>	<b>Detalhamento</b>
Modelo	Regressão Dinâmica
Variáveis	Consumo Defasado, População, PIB Terciário
Intervenções	Racionamento 2001-02
R <sup>2</sup>	99,2%
Erro	2,3%

Obs.: O Erro equivale ao módulo do erro médio percentual

### 6.2.2.7 Perdas de distribuição

A projeção dos índices de perdas da distribuidora considerou os seguintes elementos na definição dos resultados finais:

- Previsão do consumo e do número de clientes
- Perdas técnicas estimadas

- Ações planejadas para combate à fraude
- Calendário do faturamento
- Histórico de perdas comerciais

Também foram levados em consideração a relação custo-benefício das ações técnico-gerenciais e os limites tolerados pelo órgão regulador. A Tabela 12 apresenta os índices de perdas projetados.

**Tabela 12 - Projeção dos índices de perdas**

<b>Base</b>	<b>2004 (*)</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Distribuição (%)	15,3	14,5	14,3	14,0	13,8	13,8
Rede Básica (%)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>Total (%)</b>	<b>18,3</b>	<b>17,5</b>	<b>17,3</b>	<b>17,0</b>	<b>16,7</b>	<b>16,7</b>

(\*) Realizado

#### 6.2.2.8 Carga prevista

Considerando o mercado global e as perdas, a carga prevista para a distribuidora, no seu cenário de referência, é apresentada na Tabela 13.

**Tabela 13 - Projeção de carga da Distribuidora (MW médios)**

<b>Ano</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Cenário de referência	1.350	1.423	1.482	1.557	1.616	1.696

## 6.3 ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO

### 6.3.1 Árvore de cenários e matriz de transição

Para o estabelecimento da árvore de cenários adotou-se o erro médio percentual, obtido no modelo de mercado global da distribuidora (2,25%), de modo que foram definidas as trajetórias de taxas de crescimento, apresentadas na Tabela 14, devidamente ajustadas para as cargas previstas para a distribuidora.

**Tabela 14 - Taxas de crescimento da demanda**

<b>Ano</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Cenário alto	8,0%	6,7%	7,7%	6,4%	7,6%
Cenário de referência	5,4%	4,1%	5,1%	3,8%	5,0%
Cenário baixo	2,8%	1,5%	2,4%	1,2%	2,3%

Através da análise das séries anuais do histórico do demanda global, para a matriz de transição foram atribuídas, considerando-se o cenário de referência como ponto de partida, as probabilidades de 25% de transição para o cenário alto, de 50% de manter-se no cenário de referência e de 25% de transição para baixo. A matriz está representada na Tabela 15.

**Tabela 15 - Matriz de probabilidades de transição**

<b>Ano<sub>ant</sub> \ Ano<sub>post</sub></b>	<b>Cenário A</b>	<b>Cenário R</b>	<b>Cenário B</b>
Cenário A (alto)	25%	50%	25%
Cenário R (referência)	25%	50%	25%
Cenário B (baixo)	25%	50%	25%

### 6.3.2 Simulação com o modelo de otimização

Foram realizadas simulações com o modelo computacional ESTD, desenvolvido pela empresa PSR Consultoria, cujo objetivo é encontrar a estratégia

ótima de contratação, conforme abordagem apresentada por Guimarães (2005), discutida no capítulo anterior.

Considerando-se os cenários de demanda previstos pela distribuidora, foram obtidos os resultados de compra para a empresa, apresentados na Tabela 16. Os valores a declarar são aqueles constantes da coluna “Leilão”, os quais se acumulam no tempo, pois serão gerados contratos de oito anos de duração, com entrega sendo iniciada em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009. Também é feita a comparação entre a demanda prevista pela distribuidora, a partir de 2005, e os montantes recomendados pela simulação para declaração em leilão, em cada ano, após a dedução dos volumes já garantidos por contratos existentes.

**Tabela 16 - Montantes de energia (MW médios)**

Ano	Demanda prevista	Contratos				Total	% Carga
		Leilão	Leilão Acum.	Existentes			
2005	1.423	788	788	654	1.442	101,3%	
2006	1.482	439	1.227	297	1.525	102,9%	
2007	1.557	102	1.329	297	1.626	104,4%	
2008	1.616	88	1.417	297	1.714	106,0%	
2009	1.696	130	1.547	281	1.828	107,8%	

Observa-se que a aplicação da metodologia de otimização conduz a uma estratégia de contratar acima do previsto originalmente pela distribuidora.

### **6.3.3 Avaliação dos limites de contratação**

#### *6.3.3.1 Contratação máxima*

As possibilidades de contratação adicional futura, sem risco de penalidade por sobrecontratação (3%), estão indicadas na Tabela 17. Para o “Leilão de Ajuste” o limite de compra é de 1% da carga total contratada, através de contratos com duração de um ano. O “Leilão A-1” gera contratos com cinco anos de

duração, com entrega um ano após a compra e, de acordo com a legislação em vigor, até 2012 o limite de compra é de 1% da demanda verificada no ano anterior. Após esta data a compra fica limitada em 105% do contrato de energia existente que vence no ano.

**Tabela 17 - Limite de contratação (MW médios)**

<b>Ano</b>	<b>Saldo dos Contratos</b>	<b>Leilão de Ajuste</b>	<b>Leilão A-1</b>	<b>Contratação superior</b>
2005	1.442	14,4	0,0	1.457
2006	1.525	15,2	13,5	1.553
2007	1.626	16,3	27,7	1.670
2008	1.714	17,1	42,6	1.773
2009	1.828	18,3	58,1	1.904

É interessante observar, na coluna “Leilão A-1”, que o volume de energia em 2005 é zero porque foi contratada neste ano e a entrega se dá em 2006 (ano posterior), calculada com base em 1% da demanda verificada em 2004 (1350 MW médios), ano imediatamente anterior à compra. A entrega, a partir de 2007, é calculada com base em 1% da demanda verificada em 2005 (1423 MW médios) mais a energia cuja entrega se iniciou em 2006 (13,5 MW médios).

#### 6.3.3.2 *Contratação mínima*

As possibilidades de redução de contratos estão apresentadas nas Tabelas 18 e 19. A Tabela 18 apresenta o processo de acúmulo anual de 4% dos contratos, considerando uma opção feita em 2005, o que implica a impossibilidade de devolução neste ano.

**Tabela 18 - Possibilidades acumuladas de descontração (MW médios)**

Ano	Contrato Leilão	Opção de descontração (4% CT Leilão)				Total
		2006	2007	2008	2009	
2005	788,4	31,5	31,5	31,5	31,5	
2006	438,8	17,6	17,6	17,6	17,6	49,1
2007	101,6	4,1	4,1	4,1	4,1	106,3
2008	88,0	3,5	3,5	3,5	3,5	170,0
2009	129,9	5,2	5,2	5,2	5,2	247,5

**Tabela 19 - Limite mínimo de contratação (MW médios)**

Ano	4% Leilão de energia existente	Descontração	Saldo dos Contratos	Contratação inferior (-3%)
2005	31,5	-	1.442	1.400
2006	17,6	49,1	1.476	1.433
2007	4,1	106,3	1.520	1.476
2008	3,5	170,0	1.544	1.499
2009	5,2	247,5	1.580	1.534

Na Tabela 19 é feita a dedução dos valores “descontratáveis”, gerando um novo saldo dos contratos. Os limites mínimos de carga, com repasse do custo das sobras de energia para as tarifas de fornecimento, são encontrados via abatimento de 3% do novo saldo de contratos. Neste patamar também fica assegurada a não ocorrência de subcontratação.

Para o propósito deste estudo de caso não foram consideradas as possibilidades de redução das quantidades contratadas em leilões de energia existente, por compensação pela saída de consumidores potencialmente livres, bem como pela adaptação à entrada de geração contratada anteriormente a 11/12/2003, conforme Decreto 5.163/2004.



### 6.3.3.3 Limites de demanda

Na Tabela 20 constam as demandas máxima e mínima previstas pela distribuidora, correspondentes aos cenários alto e baixo de crescimento do seu mercado.

**Tabela 20 - Limites de demanda (MW médios)**

<b>Ano</b>	<b>Demanda</b>	<b>Requisito Superior</b>	<b>Requisito Inferior</b>
2005	1.423	1.459	1.387
2006	1.482	1.557	1.409
2007	1.557	1.677	1.443
2008	1.616	1.784	1.460
2009	1.696	1.919	1.494

### 6.3.3.4 Análise gráfica dos resultados

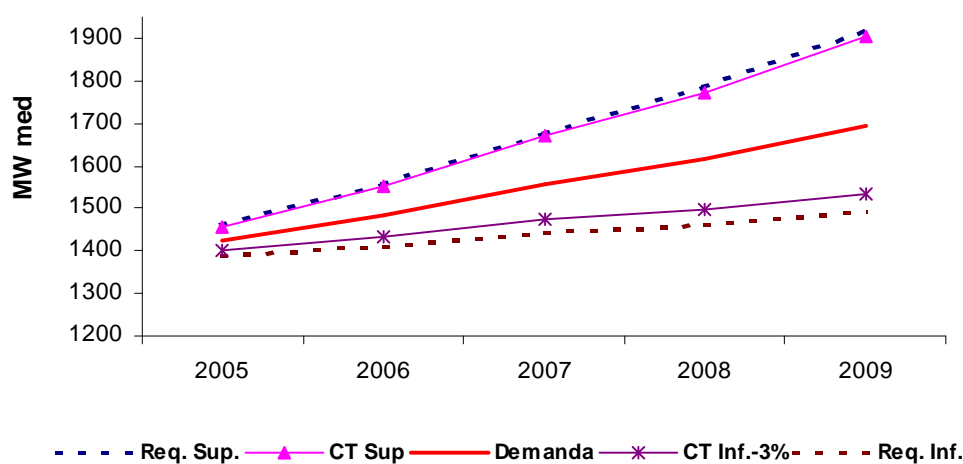
Para os resultados encontrados foram traçadas curvas-limite de contratação:

Máxima, correspondente ao maior desempenho de mercado, com energia assegurada pelos mecanismos de contratação e não devolução da energia dos clientes livres;

Mínima, relativa ao menor desempenho de mercado, com repasse do custo das sobras de energia para as tarifas de fornecimento.

Com base nas previsões da distribuidora, foram traçadas curvas-limite de mercado, também denominadas de “requisitos”, obtidas dos cenários extremos, conforme Tabela 20.

A combinação das diversas curvas é apresentada no Gráfico 1, incluindo as cargas do cenário de referência (“DEMANDA”), possibilitando a visualização da abrangência dos limites de segurança para a contratação.



**Gráfico 1 - Possibilidades de demanda e de contratos da Distribuidora**

O Gráfico 1 mostra que, a despeito da larga faixa de coexistência segura entre demanda e contratos, existem riscos de:

- Subcontratação: faixa entre as curvas “Req. Sup.” (cenário alto) e “CT Sup.” (limite máximo de contratação);
- Sobrecontratação: faixa entre as curvas “CT Inf. -3%” (limite mínimo de contratação) e “Req. Inf.” (cenário baixo).

## 6.4 ANÁLISE DOS VALORES EM RISCO

Os riscos sinalizados no tópico anterior, dadas as distribuições de probabilidades das previsões de demanda, ocorrem em limites extremos do intervalo de confiança. Em tal situação, a metodologia de quantificação de valor em risco é recomendada, objetivando fornecer aos gestores uma dimensão das eventuais perdas financeiras.

### 6.4.1 Penalidades

#### 6.4.1.1 Sub-Contratação

Caso a distribuidora não esteja contratada na totalidade de sua demanda, ela deverá adquirir o montante necessário no mercado de curto prazo da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) pelo preço de liquidação das diferenças (PLD), e será repassado às tarifas o menor valor entre o PLD e o VR (Valor de Referência). Além disso, há a aplicação de uma penalidade, seguindo a Resolução 91 da ANEEL, no valor de VR ou PLD, o que for maior.

Assim, cada MW médio abaixo de 100% da demanda trará um custo pela diferença da compra (PLD) e o repasse (VR ou PLD, o que for menor), além de uma multa (PLD ou VR, o maior).

Portanto, temos:

$$\text{Penalidade Sub} = \text{PLD} - \text{Min} \{ \text{PLD}, \text{VR} \} + \text{Max} \{ \text{PLD}, \text{VR} \}$$

#### 6.4.1.2 Sobre-Contratação

A contratação acima de 103% da demanda implica para a distribuidora arcar completamente com os custos de compra, não os repassando para a tarifa. Entretanto, a renda pela liquidação do excedente no mercado de curto prazo será de sua propriedade.

Para cada MW médio acima de 103% da demanda poderá haver um custo pela diferença entre o preço de compra (VR) e de liquidação no mercado de curto prazo (PLD), caso o PLD seja inferior ao VR.

$$\text{Penalidade Sobre} = \text{VR} - \text{PLD}$$

#### 6.4.2 Apuração dos Valores em Risco (VaR)

Como visto no capítulo 4, o primeiro passo para a mensuração do VaR é a escolha de dois fatores: o horizonte de tempo e o nível de confiança dentro do qual se deseja medi-lo. Para o objetivo deste estudo de caso será considerado o horizonte anual e o nível de 95% de confiança.

Ainda de acordo com a abordagem paramétrica, o cálculo do VaR pode ser simplificado de forma considerável supondo que a distribuição dos valores previstos de demanda é normal. Quando este for o caso, o VaR poderá ser derivado diretamente do desvio-padrão de tal distribuição, utilizando-se um fator multiplicativo que depende do nível de confiança adotado.

Na Tabela 21 estão os cenários extremos de PLD, preços médios de aquisição da distribuidora e VR.

**Tabela 21 - Cenários de preços (R\$/MWh)**

<b>Ano</b>	<b>Sobre PLDs 5%</b>	<b>Sub PLDs 95%</b>	<b>Preço Médio Distribuidora</b>	<b>VR</b>
2005	16,92	290,46	83,67	125
2006	16,92	434,85	87,33	125
2007	16,92	515,80	91,77	140
2008	16,92	515,80	96,20	125
2009	16,92	515,80	96,20	125

Na hipótese de uma sobrecontratação, a distribuidora será penalizada pelos menores valores de PLD. De maneira análoga, na ocorrência de subcontratação, a distribuidora será penalizada pelos maiores valores do PLD.

Considerando as previsões de demanda como distribuições normais, os cenários de preços da Tabela 21 e as fórmulas de cálculo das penalidades por sobre e subcontratação, os valores em risco são apresentados na Tabela 22.

**Tabela 22 - Valores em risco**

<b>Ano</b>	<b>Valor em Risco (mil R\$)</b>	
	<b>Sobrecontratação</b>	<b>Subcontratação</b>
2005	4.649	762
2006	8.134	3.174
2007	11.968	13.618
2008	7.459	24.129
2009	7.274	36.413

Os valores da Tabela 22 indicam os limites mínimos das piores perdas financeiras esperadas para situações extremas de sobre ou subcontratação em cada um dos anos futuros, mantidas as premissas adotadas para as previsões de demanda.

## 6.5 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou um exercício prático das principais referências teóricas abordadas nesta dissertação, possibilitando a percepção de algumas complexidades envolvidas no gerenciamento de riscos financeiros do processo de contratação da energia elétrica necessária ao atendimento da demanda de uma distribuidora, considerando a regulação estabelecida.

Por um lado, as incertezas inerentes aos métodos de previsão de demanda; por outro, a necessidade da tomada de decisão com uma grande quantidade de regras a observar e seus impactos ao longo de um horizonte de tempo. O apoio de ferramentas computacionais é importante, mas são igualmente importantes a aplicação de métodos expeditos que possibilitem o uso do senso crítico de técnicos e administradores.

Como a aplicação das novas regras ainda é incipiente, a perspectiva é que a prática venha consolidar procedimentos de mitigação de riscos, contribuindo para ser atingido o objetivo da contratação eficiente.

## 7 CONCLUSÃO

### 7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A exigência regulatória de contratação de energia por longo prazo com antecedência de 5 anos, de modo a cobrir 100% da sua demanda, impôs às distribuidoras de energia elétrica brasileiras a necessidade de aperfeiçoar sua metodologia de previsão de demanda e incorporar à tomada de decisão a análise dos riscos envolvidos e uma conseqüente metodologia para mitigação dos mesmos.

As técnicas de previsão de demanda existentes, notadamente para o horizonte estabelecido pela regulação, ainda embutem um elevado grau de incerteza, a despeito do esforço empreendido para aprofundamento da capacidade de análise e antecipação do futuro por parte das empresas.

Por outro lado, o risco de modelagem de previsão pode ser atenuado pela aplicação eficiente dos instrumentos regulatórios de:

- Repasse às tarifas do custo decorrente da sobrecontratação de até 103%.
- Possibilidade de contratação (limitada a 2% da carga) com antecedência de 3 anos; com antecedência de 1 ano (limitada a 1% da carga) e possibilidade de contratação no ano em curso, através dos leilões de ajustes.
- Redução dos contratos resultantes dos leilões (CCEAR) por saída de consumidores para o mercado livres; devido ao aumento de contratação

anterior à nova regulamentação e por desvio do mercado em relação à projeção, limitada a 4% do contrato por ano.

- Compensação por sobras e déficits entre distribuidoras.

A aplicação eficiente dos instrumentos regulatórios requer o desenvolvimento de uma estratégia de contratação que incorpore técnicas de gerenciamento de riscos.

Tendo em vista que grande parte do risco se deve à tomada de decisões de impacto futuro num ambiente de incerteza na evolução da demanda, o gerenciamento dos riscos deve levar em conta:

- Um monitoramento mais refinado do comportamento do mercado;
- A mensuração dos valores financeiros em risco;
- A aplicação de uma estratégia dinâmica de contratação, vez que as formas tradicionais de tratar o problema não aproveitam inteiramente os instrumentos regulatórios oferecidos às distribuidoras para mitigação de riscos.

Aqui foi apresentada, e avaliada em estudo de caso, uma metodologia para gerenciamento dos riscos decorrentes das previsões de demanda de uma distribuidora. A metodologia faz uso das técnicas tradicionais de previsão, associadas à aplicação de uma ferramenta computacional de otimização que considera diversos cenários possíveis para realização da demanda, ao invés de trabalhar com um único cenário de cada vez. Deste modo, é possível traçar uma estratégia que se adapte à evolução da demanda.



Os resultados das simulações indicam uma tendência à sobrecontratação por parte das distribuidoras, o que já era esperado em função do incentivo regulatório. Para o regulador tal comportamento pode sinalizar mais segurança de suprimento para o consumidor, a um nível compatível de custo.

Por fim, a evolução da regulamentação e o aprendizado empresarial com o gerenciamento de riscos darão novas feições ao problema aqui tratado.

## 7.2 TEMAS PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

É recomendável um aperfeiçoamento da análise de variabilidade das previsões de demanda para dar maior consistência à estruturação da matriz de probabilidades de transição, bem como permitir uma exploração mais ampla das possibilidades do conceito de valor em risco.

Também deverá ser objeto de melhor avaliação como ferramenta de mitigação de riscos o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), complementando o conjunto de instrumentos à disposição das distribuidoras.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa nº 55, de 5 de abril de 2004**. Estabelece a metodologia do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em <http://aneel.gov.br>. Acesso em 27 de junho de 2004.

ALEXANDER, C. **Modelos de mercado: Um guia para a análise de informações financeiras**. BM&F. São Paulo. 2005.

ARVATE, P., BIDERMAN, C. **Economia do setor público no Brasil**. Elsevier. Rio de Janeiro. 2004.

BORENSTEIN, C. R. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Sagra Luzzato. Porto Alegre. 1999.

BRASIL. **Lei 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 13 de abril de 2004.

\_\_\_\_\_. **Decreto 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. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 23 de agosto de 2004.

BUARQUE, S. **Metodologia e técnicas de construção de cenários globais e regionais**. Texto para discussão nº 939. IPEA. Brasília. 2003.

CORRAR, L. J., THEÓPHILO, C. R. **Pesquisa operacional - Para decisão em contabilidade e administração**. Atlas. São Paulo. 2003.

COUHY, M., GALAI, D., MARK, R. **Gerenciamento de risco: abordagem conceitual e prática**. SERASA. São Paulo. 2004.

CTEM. **Cenários de mercado de energia elétrica no Brasil**. Relatório elaborado pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM) em maio de 2003.

DAVIS, M.M. **Fundamentos de administração da produção**. Bookman. Porto Alegre. 2001.

DUARTE, Jr., A. M. **Gerenciamento de riscos corporativos: classificação, definições e exemplos**. Revista Resenha BM&F, nº 134, São Paulo, setembro de 1999.

GAITHER, N. **Administração da produção e operações**. Pioneira Thomson Learning. São Paulo. 2004.

GALESNE, A, FENSTERSEIFER, J., LAMB, R. **Decisões de investimentos da empresa**. Atlas. São Paulo. 1999.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. Harbra. São Paulo. 1997.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. Addison Wesley. São Paulo. 2004.

GUIMARÃES, A. **Estratégia de contratação das distribuidoras sob incerteza da demanda em leilões de energia**. 2006. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro.

HILL, R. C., GRIFFITHS, W.E., JUDGE, G.G. **Econometria**. Saraiva. São Paulo. 2003.

JORION, P. **Value at risk: a nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro**. BM&F. São Paulo. 2003.

KUPFER, D., HASENCLEVER, L. **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Campus. Rio de Janeiro. 2002.

MCGUIGAN, J. R., MOYER, R. C., HARRIS, F. H. **Economia de empresas: aplicações, estratégia e táticas**. Pioneira Thomson Learning. São Paulo. 2004.

MORETTIN, P. A, TOLOI, C. M. **Análise de séries temporais**. Edgar Blücher. São Paulo. 2004.

OLIVEIRA, G. A. , PACHECO, M. M. **Mercado financeiro**. Fundamento Educacional. São Paulo. 2005.

PINDYCK, R.S., RUBINFELD, D. L. **Econometria: Modelos & Previsões**. Elsevier. Rio de Janeiro. 2004.

SAUER, I. L. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**. Paz e Terra. São Paulo. 2003.

SCHWARTZ, P. **A arte da visão de longo prazo**. Best Seller. São Paulo. 2003.

SHAMBLIN, J. E., STEVENS, G.T. **Pesquisa operacional: uma abordagem básica**. Atlas. São Paulo. 1979.

TOLMASQUIM, M., OLIVEIRA, R., CAMPOS, A. **As empresas do setor elétrico brasileiro – estratégias e performance.** Cenergia. Rio de Janeiro. 2002.

URANI, A.; GIAMBIAGI, F., REIS, J. G. **Reformas no Brasil - Balanço e agenda.** Nova Fronteira. Rio de Janeiro. 2004.