UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE (EP/FEA/IEE/IF)

O GERENCIAMENTO DO PLANEJAMENTO DE MERCADO NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: do racionamento ao ambiente regulado e livre de contratação de energia

RICARDO SAVOIA

SÃO PAULO 2009

RICARDO SAVOIA

O GERENCIAMENTO DO PLANEJAMENTO DE MERCADO NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: do racionamento ao ambiente regulado e livre de contratação de energia

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof. Dr. Célio Bermann

São Paulo 2009 AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Savoia, Ricardo

O Gerenciamento do Planejamento de Mercado: do racionamento ao ambiente regulado e livre de Contratação de Energia / Ricardo Savoia; orientador Célio Bermann. – São Paulo, 2009.

156 p.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia Elétrica – aspectos econômicos 2. Distribuição de Energia Elétrica - gerenciamento 3. Energia Elétrica – tarifas 4. Comercialização de Energia - regulação 5. Distribuição de Energia Elétrica – previsão – demanda I. Título

Dedicatória

Gostaria de expressar meu profundo sentimento de gratidão ao mestre Prof. Fernão Rodrigues de Almeida.

Meu crescimento pessoal e profissional, bem como a elaboração deste estudo, só foi possível por seus conhecimentos e sabedoria e, principalmente, por sua enorme habilidade em transmiti-los, por sua sensibilidade, influência e incentivo constante.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a AES Eletropaulo empresa pela qual prestei serviços por mais de 10 anos pela oportunidade concedida e seu esforço na busca do aprimoramento e melhorias constantes.

Ao Sr. Cyro Vicente Boccuzzi, Diretor da Andrade & Canellas e Sócio Presidente da ECOEE, ao Sr. Ricardo Cyrino Diretor do Suprimento de Energia da AES Eletropaulo por suas expertises quanto aos modelos de previsão de mercado e risco voltados ao mercado de distribuição de energia elétrica.

Agradeço ao Prof. Dr. Célio Bermann, meu orientador, pela dedicação ao ensino e ao Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra e Prof. a Dr a Virginia Parente aos comentários apresentados no exame de qualificação e pelo interesse demonstrado por este trabalho.

Aos Economistas e Especialistas em Energia Elétrica, Prof. Agostinho Celso Pasqualicchio, Prof. Sr. Fernão Rodrigues de Almeida e Sr. José Natale, pelo conhecimento adquirido e contribuições no direcionamento deste estudo.

A todos os demais colegas de aula e de trabalho que colaboraram, direta e indiretamente para a realização desta dissertação.

A minha filha Luiza que se prepara para nascer, pela graça da vida que motiva a busca pelo conhecimento e a necessidade de ensinamentos constantes.

"Long range planning does not deal with future decisions, but with the future of present decisions"

Peter F. Drucker

RESUMO

SAVOIA, R. O Gerenciamento do Planejamento do Mercado de Distribuição de Energia Elétrica: do racionamento ao ambiente Regulado e livre de contratação de Energia. 2009. 156 p. Dissertação de Mestrado — Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Este trabalho tem por objetivo quantificar as relações entre a demanda de energia elétrica e suas principais relações com os indicadores econômicos, socioeconômicos e comportamentais do País, busca a relação do consumo de eletricidade com o PIB - Produto Interno Bruto, seus agregados econômicos e o consumo de eletricidade do Brasil, Região Sudeste e o Estado de São Paulo, com suas principais classes de consumo residencial, comercial e Industrial, no período de 1984 a 2007.

Para análise estatística, foi utilizado o *E-Views* como suporte e avanços para obtenção de melhores coeficientes estatísticos e tratamento dos dados. Os resultados encontrados foram condizentes com o esperado. A demanda nacional mostrou-se elástica ao comportamento do Produto Interno Bruto do País, para o período de 2003 – 2007, sendo constatada uma forte correlação aos indicadores econômicos.

A Região Sudeste, denominada a locomotiva do crescimento nacional por sua maior predominância de indústria e comércio na região, mostrou-se elástica ao PIB, mas ligeiramente menor comparada ao comportamento do consumo nacional, reflexo de mudanças e incentivos governamentais para expansão e criação de pólos industriais em regiões pioneiras e em plena expansão demográfica.

Com relação à classe residencial do Estado de São Paulo, o consumo mostrou-se inelástico com as taxas de crescimento da renda, isto é, o crescimento do consumo residencial é inferior ao crescimento da renda, mas com fracos resultados estatísticos nas variações apresentadas por este indicador econômico; necessitando porém, de estudos mais avançados incluindo outras variáveis de controle como o preço e outros fatores que são apresentados ao decorrer do trabalho. Para a classe comercial do Estado de São Paulo, encontrou-se a melhor relação com PIB Serviços Brasil e para a demanda industrial, sua aderência ao PIB Industrial Brasileiro.

Palavras-chave: Demanda e Consumo de energia elétrica, Regressão, Elasticidade, Clientes Livres, Clientes Cativos, Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica.

ABSTRACT

SAVOIA, R. – The Management of Market Planning in the Utilities: From the Rationing to the Regulated Environment and Free Costumers. 2009. 156 p. Masters Dissertation – Inter Units Energy Related Graduate Program, Universidade de São Paulo, 2009.

The objective of this work is to quantify the relations between the demand of electric energy and its main relations with the economic, socio-economic and behavioral indicators of the Country, searching the relation of electricity consumption with the "GDP –Gross Domestic Product", its economic aggregates and the consumption of electricity of Brazil, Southeast region and the State of São Paulo, with its main classes of residential, commercial and Industrial consumption, in the period between 1984 to 2007.

For statistical analysis, the E-Views were used as a support and advances to obtain the best statistical coefficients and data processing. The results obtained were compatible with those expected. The national demand proved to be flexible to the behavior of the "Gross Domestic Product" of the Country for the period of 2003 - 2008, being evidenced the strong relation to the economic indicators.

The Southeast Region called the locomotive of the national growth for its bigger predominance of industry and commerce in the region, proved to be elastic to the GDP, but slightly lower compared with the behavior of the national consumption, reflexion of changes and government incentives for expansion and the creation of industrial areas in pioneer regions with booming population.

Regarding to the residential classes of the State of São Paulo, the consumption proved to be inelastic with the growth rates of the income, that is, the growth of the residential consumption is inferior to the growth of the income, but with small statistics relations in the variations presented for this economic indicator, needing however, more advanced studies including other control variables as the price and other things presented in the work. For the commercial class of the State of São Paulo, the relation with the "Services GDP Brazil" was better and for the industrial demand its adhesion to the Brazilian Industrial GDP.

Keywords: Demand and Consumption of Electric Energy, Regression, Elasticity, Free Customers, Captive Customers, Billed Energy Tariff.

LISTAS DE ILUSTRAÇÕES: FIGURAS E GRÁFICOS

FIGURA 01: BENS EM SUAS QUATRO CATEGORIAS: RIVAIS E EXCLUDENTES?	24 -
FIGURA 02: Curva da Demanda: Monopólio e Mercado Competitivo	25 -
FIGURA 03: Crescimento Real do PIB Brasileiro 1996 - 2006	31 -
FIGURA 04: Crescimento do PIB Brasileiro Desagregado 2002 – 2007	32 -
FIGURA 05: Brasil – Exportação e Importações – 2002 – 2008	35 -
FIGURA 06: Brasil – Produção Física Industrial: Geral, Extrativa, Transformação	37 -
FIGURA 07: Brasil – Produção Física Industrial: Brasil e São Paulo	38 -
FIGURA 08: Brasil – Indústria de Transformação Maiores Crescimentos	39 -
FIGURA 09: Brasil – Indústria de Transformação Menores Crescimentos	40 -
FIGURA 10: Brasil – Bens por Categoria de Uso	41 -
FIGURA 11: ELASTICIDADE	43 -
FIGURA 12: ELASTICIDADE CONSUMO VERSUS PIB METODOLOGIA NOVA E ANTIGA	45 -
FIGURA 13: Elasticidade do Consumo Brasil em relação ao crescimento do PIB 1991 a 2006	47 -
FIGURA 14: Linha do Tempo – Base Legal 1.990 – 2008	49 -
FIGURA 15: Ambiente Contratual e de Curto Prazo - Descontratação de Energia	51 -
FIGURA 16: Estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro	53 -
FIGURA 17: Ambiente de Contratação Regulado e Ambiente de Contratação Livre	57 -
FIGURA 18: Clientes Livres: Regulação, Tipo de Consumidor, Demanda, Nível de Tensão, Fon	TE- 60 -
FIGURA 19: Tarifa do Uso do Fio - TUSD e TE	62 -
FIGURA 20: Brasil: Consumo de Energia Elétrica em GWh	65 -
FIGURA 21: EVOLUÇÃO DO PLD APÓS O RACIONAMENTO	66 -
FIGURA 22: Crescimento de Mercado em GWh	68 -
FIGURA 23: Energia Comprada pelas Distribuidoras para Revenda 2008	69 -
FIGURA 24: Energia Comprada para Revenda 2008 - Participação Hídrica e Térmica	70 -
FIGURA 25: DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE: PREÇO DE ENERGIA FUTURA EM R\$/MWH	74 -
FIGURA 26: Participação da Energia Comprada para Revenda das Distribuidoras	75 -
FIGURA 27: Tarifa Média da Energia Comprada para Revenda: Projeção "Referência"	76 -
FIGURA 28: Tarifa Média da Energia Comprada para Revenda: Projeção "Intermediária"	77 -
FIGURA 29: Tarifa Média da Energia Comprada para Revenda: Projeção "Pessimista"	78 -
FIGURA 30: Data de Leitura, Lotes e Dias de Faturamento.	88 -
FIGURA 31: Lotes de Faturamento e a Renda Não Faturada	89 -
FIGURA 32: O CÁLCULO DO ICMS NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA	90 -
FIGURA 33: Reajuste Tarifário	93 -
FIGURA 34: Tarifa Média AES Eletropaulo	96 -
FIGURA 35: BALANÇO ENERGÉTICO DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	105 -
FIGURA 36: O GERENCIAMENTO DO PLANEJAMENTO DE MERCADO	109 -
FIGURA 37: METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS	112 -
FIGURA 38: METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS	112 -

FIGURA 39: CENÁRIOS NACIONAIS: TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO DO PIB PERÍODO 2005 – 2030 113 -
FIGURA 40: CENÁRIOS NACIONAIS DO CRESCIMENTO SETORIAL TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO NO PERÍODO
DE 2005 - 2030
FIGURA 41: Brasil – Crescimento Demográfico 115
FIGURA 42: PIB E ENERGIA – TAXA MÉDIAS DE CRESCIMENTO 116
FIGURA 43: ELASTICIDADE – RENDA DO CONSUMO DE ENERGIA NO CENÁRIO B1 117
FIGURA 44: As Forças Competitivas de Mercado 118
FIGURA 45: A ANÁLISE SWOT119
FIGURA 46: ENERGIA FINAL CONSERVADA POR CENÁRIO 121 -
FIGURA~47: PARTICIPAÇÃO DAS~EMPRESAS~DE~ENERGIA~ELÉTRICA~NO~CONSUMO~DO~ESTADO~DE~SÃO~PAULO~
- 128
FIGURA 48: MÉTODOS PARA TRATAMENTO DA BASE HISTÓRICA 133
FIGURA 49: RESULTADO REGRESSÕES: PIB E CONSUMO (MWH) BRASIL 135 -
FIGURA 50: RESULTADO REGRESSÕES: PIB E CONSUMO (MWH) REGIÃO SUDESTE, 135 -
SÃO PAULO E AES ELETROPAULO 135 -
FIGURA 51: RESULTADO REGRESSÕES: CONSUMO RESIDENCIAL E RENDA NOMINAL 138
$FIGURA~52: RESULTADO~REGRESS\~OES: CONSUMO~INDUSTRIAL~E~PIB~INDUSTRIAL~DO~ESTADO~DE~S\~AO~PAULO~\dots \\$
141
FIGURA 53: RESULTADO REGRESSÕES: CONSUMO INDUSTRIAL, PIB INDUSTRIAL DO ESTADO DE SÃO PAULO E
RENDA 142 -
FIGURA 54: RESULTADO REGRESSÕES: CONSUMO COMERCIAL E PIB SERVIÇOS DO ESTADO DE SÃO PAULO
144 ·

LISTAS DE TABELAS

ABELA 01: Brasil – Mercado de Fornecimento por Classe de Consumo 1980 – 2005 29 -
ABELA 02: PRODUTO INTERNO BRUTO – TAXA ACUMULADA AO LONGO DO ANO 33 -
ABELA 03: Brasil - Produto Interno Bruto Desagregado 36 -
ABELA 04: Exemplo Cálculo Elasticidade42 -
ABELA 05: Modelos Econométricos 42 -
ABELA 06: ELASTICIDADE DO CONSUMO BRASIL EM RELAÇÃO AO PIB NACIONAL 44 -
ABELA 07: Principais Mudanças entre os Modelos Pré-Existentes 51 -
ABELA 08: DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DA POPULAÇÃO BRASILEIRA 115 -
ABELA 09: PARTICIPAÇÃO HISTÓRICA DO PIB PELO VALOR DO ADICIONAL DO ESTADO DE SÃO PAULO 122 -
ABELA 10: ELASTICIDADE DO CONSUMO VERSUS INDICADORES ECONÔMICOS 123 -
ABELA 11: Brasil - Trajetória de Previsões do Consumo Taxa de Crescimento, Consumo e
LASTICIDADE - RENDA 125 -
ABELA 12: Taxas Históricas do Consumo de Eletricidade - Brasil e Região Sudeste 126 -
ABELA 13: HISTÓRICO DA PARTICIPAÇÃO DO SUDESTE NO CONSUMO NACIONAL 127 -
ABELA 14: HISTÓRICO DA TAXA DE CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE DO ESTADO DE SÃO
AULO 129 -
ABELA 15: Empresas do Estado de São Paulo: Taxa de Crescimento em %, Elasticidade: PIB
ersus Consumo de Energia 130 -
ABELA 16: O Impacto do Racionamento: Brasil, Região Sudeste e Estado de São Paulo 131 -
ABELA 17: Classificação da Relevância dos Fatores que Influenciam o Consumo no Setor
ESIDENCIAL 137 -

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ABRADE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia

ABRACE - Associação Brasileira de Consumidores Livres

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia

CTEM – Comitê Técnico para Estudos de Mercado

CMO – Custo Mensal de Operação

CNI - Conselho Nacional da Indústria

CVU – Custo Variável de Operação

ENASE – Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico

FBCF – Formação Bruta de Capital Fixo

FMI – Fundo Monetário Internacional

GTCB - Grupo de Trabalho de Centro de Carga e Barramento

GTEA – Grupo de Trabalho de Estatística e Acompanhamento

GTPM – Grupo de Trabalho de Premissas Básicas e Projeção de Mercado

ICB – Índice de Custo Benefício

IRT – Índice de Reajuste Tarifário

LSPA – Levantamento Sistemático da Produção Agrícola

MAE - Mercado Atacadista de Energia

MCSD – Mecanismo de Compensação das Sobras e Diferenças

MIPE – Modelo Integrado de Planejamento Energético

MME – Ministério de Minas e Energia

MSR - Modelo da Projeção da Demanda Residencial de Energia

PAC – Programa de Aceleração ao Crescimento

PEE – Programa de Eficiência Energética

PDEE - Plano Decenal de Energia Elétrica

PIB - Produto Interno Bruto

PMO – Preço Mensal de Operação

PNAD – Pesquisa Nacional por Amostras e Domicílios

PNE – Plano Nacional de Energia

PTE – Plano de Transmissão de Energia

SIUP – Serviços Industriais de Utilidade Pública

SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica

SSE - Secretaria de Saneamento e Energia

SUMÁRIO

R	ESUM()	vii
A	BSTRA	CT	viii
1	INI	TRODUÇÃO	16 -
	1.1	Objetivos	17 -
	1.2	ASPECTOS DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DE MERCADO A SEREM ANALISADOS	18 -
	1.3	Metodologia	19 -
	1.4	Estrutura Capitular da Dissertação	19 -
2	os	PRINCÍPIOS ECONÔMICOS E SUA RELAÇÃO COM A ENERGIA	21 -
	2.1	EXTERNALIDADES, RECURSOS COMUNS, BENS PÚBLICOS E A QUESTÃO DICOTÔMICA ENTRE	О
	PÚBLIC	CO E O PRIVADO	21 -
	2.1.	1 O Monopólio Natural no Contexto das Distribuidoras de Energia	25 -
	2.1.	2 A Política Energética, a Energia na Questão do Bem Essencial e seu Crescimento Expone	ncial- 26 -
	2.2	Os Padrões de Usos por Energia Elétrica	28 -
	2.3	RACIONAMENTO	29 -
	2.4	VISÃO ECONÔMICA: A ANÁLISE PELO LADO DA OFERTA E CATEGORIA DE USOS	31 -
	2.5	Visão Econômica da Indústria e Energia Elétrica	37 -
	2.6	ELASTICIDADE E SUAS APLICAÇÕES	41 -
	2.6.	1 A elasticidade do consumo nacional e sua alteração pelo novo PIB	44 -
3	O M	MARCO REGULATÓRIO	48 -
	3.1	CARACTERÍSTICAS DO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	52 -
	3.1.	l À posição dominante de mercado e a regulamentação da Geração, Transmissão, Distribui	ção e
	Con	nercialização de Energia	54 -
	3.1.	2 Ambiente de Contratação: Regulado e Livre	56 -
4	CO	MPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	81 -
	4.1	CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS TARIFÁRIOS	81 -
	4.1.	1 Abertura por Níveis de Tensão	82 -
	4.1.	2 Horário de Verão versus Horário de Ponta	85 -
	4.1.	3 Período Seco e Úmido, Enquadramento Tarifário e Ultrapassagem	86 -
	4.1.	4 Fator de Carga	87 -
	4.2	O PRINCÍPIO DE COMPETÊNCIA E A ABERTURA POR LOTES DE FATURAMENTO	

	4.3	CÁLCULO POR DENTRO DO ICMS	90 -
	4.4	REALINHAMENTO TARIFÁRIO E EQUALIZAÇÃO DAS TARIFAS	90 -
	4.5	O PROCESSO DE REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS	92 -
	4.5.	O Problema Remanescente do Subsídio sobre as Tarifas de Distribuição de Energia: Até q	ue ponto
	se de	ará a eliminação efetiva dos subsídios e seus reflexos na tarifa de fornecimento?	94 -
5	O P	LANEJAMENTO DE MERCADO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERO	GIA - 99 -
	5.1	O PLANEJAMENTO DE MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	100 -
	5.1.	! - O Balanço Energético da Distribuição de Energia Elétrica: sua Composição e Estrutura.	105 -
	5.1.2	? A Estrutura do Planejamento de Mercado nas Distribuidoras de Energia	108 -
	5.2	MÉTODOS DE CRIAÇÃO DE CENÁRIOS	110 -
	5.3	METODOLOGIA PARA PROJEÇÃO DO MERCADO FATURADO E DA RECEITA LÍQUIDA DE	
	FORNE	CIMENTO DE ENERGIA	117 -
	5.3.	As Forças Competitivas de Mercado	118 -
	5.3.2	? Energéticos Substitutos	119 -
	5.3.3	B Eficiência Energética	120 -
	5.4	ASPECTOS METODOLÓGICOS NO ÂMBITO DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	121 -
	5.4.	! Metodologia de Desagregação do PIB Brasil	121 -
	5.4.2	? Elasticidade Renda Nacional	124 -
	5.4.3	3 O Estado de São Paulo e sua Participação no Consumo de Eletricidade	126 -
	5.5	Projeção do Consumo	131 -
	5.5.	Tratamento dos Dados	132 -
	5.5.2	2 Análises Estatísticas	134 -
5	COI	NSIDERAÇÕES FINAIS	145 -
R	EFERE	NCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148 -
		DECDESSÕES, CDEL BANDEIDANTES ELEKTRO E DEMAIS ESTADOS	

1 Introdução

O presente trabalho se propõe a estudar o mercado de energia elétrica e sua interação com a Economia tendo como referência de análise o comportamento do consumo de distribuição de energia elétrica e sua relação com indicadores econômicos nas duas últimas décadas, os métodos e os critérios utilizados para a elaboração de um modelo de projeção de energia elétrica, com enfoque voltado para a distribuição de energia elétrica.

Para tanto, esta investigação analisa o novo perfil de planejamento no ambiente pósracionamento, sua relação com os indicadores macroeconômicos enfocando os principais fatos que interferem diretamente no processo de previsão do consumo de eletricidade do País. Destaca o registro de eventos e estatísticas econômico-energéticas utilizadas no processo de elaboração de cenários de energia.

Nesse estudo, o mercado de energia elétrica é caracterizado desde 1980 até a atualidade, procurando identificar os principais fatos econômicos que marcaram os períodos de recessão e de expansão da economia, e o consumo energético associado ao crescimento do país. Nesse sentido, busca-se capturar os fatores relevantes no processo de planejamento energético e suas diversas interações entre os modelos existentes com a inclusão de diversos tipos de riscos e variáveis associadas. A necessidade por investimentos em infra-estrutura energética cria uma maior preocupação em se avaliar cenários e quantificar riscos.

As questões macroeconômicas, os efeitos das crises internacionais e sua associação com o comportamento do consumo de eletricidade, elencam os cenários das discussões apresentadas ao longo deste trabalho.

A necessidade de regulação do setor energético brasileiro ao final da década de 90 agravou-se pelo excesso do controle estatal e fragilidade financeira das empresas de distribuição. O aprimoramento dos mecanismos de regulação, dentre eles a constituição do mercado regulado no País, a descontratação do volume de energia elétrica de todas as concessionárias de energia elétrica, se fez necessária.

Para que a formação deste mercado fosse possível, através das sugestões vindas do projeto RESEB, criou-se o Mercado Atacadista de Energia - MAE, posteriormente transformado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que definiu os direitos e obrigações dos agentes, as diretrizes para elaboração das regras e procedimentos de comercialização.

Junto ao mercado regulado, foram criadas as regras de comercialização de energia impostas pelo Decreto 5.163 de 2004 que tratam dos mecanismos de contratação via leilões de energia, evidenciando a necessidade por melhor gestão nas transações de compra e venda de energia entre as empresas de distribuição.

Desta maneira, o gerenciamento do planejamento de mercado caracteriza a análise destes fatores de modo a definir um arcabouço teórico que permita a análise da atuação de diversas questões sociais, econômicas, culturais, climáticas e comportamentais que afetam diretamente o consumo por eletricidade e a previsão da receita operacional líquida das concessionárias de energia.

Além destes, a discussão do planejamento de mercado também envolve a forma com que a prospecção de preços de energia afeta os clientes de uma empresa de distribuição, levando-os a migrar ao mercado livre ou solicitar o regresso ao mercado regulado.

Este trabalho demonstra os riscos associados à previsibilidade do mercado de distribuição de energia, bem como destaca os riscos relativos à contratação de energia quanto à migração de clientes livres por fontes renováveis ou convencionais a este ambiente de contratação, afetando diretamente os volumes referentes à compra de energia.

Ainda, o presente estudo aborda as questões voltadas aos preços de energia, o prêmio pago sobre eles nas negociações de curto prazo e a gestão sobre os riscos de comercialização no ambiente de contratação regulado e livre, o princípio de contabilização da receita de fornecimento de energia, aspectos atrelados a formação de cenários, com elaboração de estudo sobre o Estado de São Paulo nos quesitos destinados ao melhor aprimoramento das questões voltadas ao balanço de energia da distribuição de energia elétrica e na tratativa de seus dados.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem o objetivo de quantificar as relações entre a demanda de energia elétrica e suas principais relações com os indicadores econômicos, socioeconômicos, climáticas e comportamentais do País, buscando analisar a relação do consumo de eletricidade com o PIB - Produto Interno Bruto, seus agregados econômicos e o consumo de eletricidade do Brasil, Região Sudeste e o Estado de São Paulo, no que se refere às principais classes de consumo - residencial, comercial e industrial, no período de 1984 a 2007.

Esse problema já vem sendo analisado há algumas décadas, apontando para a necessidade da realização de estudos mais aprofundados sobre hábitos, os usos finais e novas tecnologias. Dessa maneira, pode-se considerar que o conhecimento do comportamento da carga, especialmente durante os períodos de escassez de energia, se torna crucial na mensuração dos impactos financeiros relacionados.

Como resultado espera-se o melhor entendimento das questões voltadas ao planejamento do mercado de distribuição de energia com ênfase na previsibilidade da projeção de sua receita de fornecimento de energia, introduzindo técnicas e conceitos atuais de previsão de mercado que minimizam os riscos de contratação de energia elétrica imposto pelo atual modelo energético do País.

1.2 Aspectos do Processo de Planejamento de Mercado a serem analisados

Dentre os questionamentos levantados ao longo do trabalho estarão em evidência às questões relacionadas ao comportamento macroeconômico e da região sudeste do País.

Trata-se de verificar se o uso da nova série do PIB melhora ou piora as relações do consumo com a atividade econômica, e seus efeitos na criação de cenários de energia.

O trabalho analisa e estuda os impactos de um novo racionamento sobre o consumo de eletricidade na análise sobre o consumo do Estado de São Paulo.

Aborda quais os fatores que podem influenciar a saída de clientes ao mercado livre e também o retorno destes clientes ao mercado cativo das distribuidoras de energia elétrica.

Com o mercado por fontes renováveis em expansão e o interesse industrial por este tipo de energia, a migração de clientes livres por fontes renováveis leva a implicações na previsibilidade do mercado e contratação de energia.

Os riscos associados à contratação de energia e sua estratégia vão do *spread* sobre os preços de curto prazo e até qual ponto, diversos fatores como a hidrologia e aspectos ambientais/ regionais os afetam.

Um mercado demandante por energia e restrito em termos de capacidade de competir por preço pelo lado dos geradores pode afetar os mecanismos de formação de preços?

No que tange o aspecto regulatório será estudado o processo de reposicionamento tarifário pelo qual o setor vem passando, a utilização do Fator X e as consequências da legislação recente, particularmente as Notas Técnicas no. 350 e 351 de 2007.

1.3 Metodologia

A análise terá como referência artigos e livros acadêmicos, notas técnicas e relatórios referentes ao histórico do consumo residencial, comercial e industrial de energia elétrica de maneira a melhor prever o consumo de eletricidade e quantificar riscos associados.

O trabalho apóia-se também no instrumental teórico referente a conceitos de política tarifária e na análise da prática regulatória, adotada pelo regulador a partir do atual modelo, bem como da documentação inerente aos processos de planejamento de mercado.

Ainda, será desenvolvido um plano de observação, experimentação, com amostragem estratificada e técnicas estatísticas para análise de dados. Para análise estatística, será utilizado o E-Views como suporte e avanços para obtenção de melhores coeficientes estatísticos e tratamento dos dados.

1.4 Estrutura Capitular da Dissertação

Com o objetivo de abordar todos os aspectos importantes citados anteriormente, além de apresentar um estudo de caso sobre o consumo das distribuidoras do Estado de São Paulo, pelo lado do distribuidor destaca a previsão de mercado através das diretrizes gerais e metodológicas desenvolvidas em âmbito nacional, tratando os dados existentes para a melhor previsão de seus mercados.

A estrutura da dissertação baseia-se no estudo da oferta e demanda por eletricidade, introduzindo os aspectos energéticos ligados à energia, economia, aspectos comportamentais, ambientais, sociais e de eficiência energética, fornecendo uma visão de conjunto das diversas maneiras e métodos de previsão de mercado.

Esta dissertação explora as discussões entorno dos temas energéticos que subsidiam os estudos de planejamento de longo prazo de uma distribuidora de energia, seguindo o roteiro a seguir:

O capítulo1 e 2 aborda à questão econômica e o consumo de energia elétrica situando a importância do consumo de eletricidade no desenvolvimento do País e suas relações econométricas. Apresenta a análise da elasticidade entre o PIB Nacional em sua metodologia nova e antiga e o consumo de eletricidade.

O capítulo 3 trata dos aspectos voltados à regulação dos serviços públicos de energia elétrica, explorando a posição dominante de mercado frente à regulação, a regulação por custos e incentivos, analisa as características institucionais do setor e avalia os riscos

associados à previsão de mercado referente à migração de clientes entre os mercados livres e regulado.

No capítulo 4 são apresentadas as características dos sistemas tarifários, a abertura por lotes de faturamento, o princípio de competência a ser adotado para estimativa da receita de fornecimento e a análise do problema remanescente do subsídio cruzado sobre as tarifas de distribuição de energia, estudando até que ponto se dará a eliminação efetiva dos subsídios e seus reflexos nas tarifas de fornecimento.

No capítulo 5 comenta-se a formação do balanço energético nacional em sua composição e estrutura, partindo para os métodos de criação dos cenários nacionais, aos métodos de projeção do mercado faturado e sua peculiaridade quanto ao tratamento dos dados estatísticos para obtenção de melhores previsões e o estudo das relações econômicas entre as empresas de distribuição do Estado de São Paulo.

Finalmente o capítulo 6, traz as conclusões relativas a este trabalho com a necessidade constante do aprimoramento regulatório para obtenção de uma regulação que responda rapidamente as mudanças de hábitos de consumo, para uma melhor captura da eficiência energética e gestão por preços, alinhado a um planejamento setorial.

2 Os Princípios Econômicos e sua Relação com a Energia

O economista inglês Alfred Marshall definiu a economia como, "O estudo do homem nos negócios comuns da vida; ela examina a parte da ação individual e social que está mais estreitamente ligada à consecução e ao uso dos requisitos materiais do bem estar." (MARSHALL, 1920 apud FROYEN, Richard T., 1999)

Como se sabe, a economia tem como princípio fundamental a utilização dos recursos escassos da sociedade, como melhor direcioná-los e como proporcionar um maior bem-estar possível a toda população do planeta onde vive a humanidade atual que necessita resolver os problemas. (Gonzaga, 2006).

[...] Economia é uma ciência que tem muito que se estudar, ao considerar que o mundo se transforma a cada instante, as imperfeições são cada vez mais evidentes e se tem que tomar as devidas providências para se construir um mundo melhor. (Gonzaga, 2006).

O cientista econômico Adam Smith (1776), em seu trabalho "Riqueza das Nações", verificou que através de estudos e análises fez um levantamento de tudo que existia sobre economia, buscando documentos históricos, para tentar estruturar a ciência econômica, pois somente está ciência lhe proporcionou condições de entender estes fatos.

Desenvolvimento econômico e energia estão fortemente relacionados, onde entender a energia significa entender os recursos energéticos e suas limitações, bem como as conseqüências ambientais que a compõe, para tanto os objetivos fundamentais que devemos ter em mente são uma economia e um ambiente saudável.

2.1 Externalidades, Recursos Comuns, Bens Públicos e a questão Dicotômica entre o Público e o Privado

A utilização dos recursos comuns vem sido constantemente caracterizada pela famosa "Tragédia dos Comuns" por Garrett Hardin em 1968 que aborda as questões do crescimento populacional e o esgotamento de recursos, através de uma sociedade feudal, que devido a utilização de áreas comuns e incapacidade em ampliar-se, reduz sua produção de ovelhas pela falta de incentivos em colaborar devido ao uso coletivo de suas terras. Este mecanismo:

[...] conduz à sucumbência do equilíbrio da vida, minando o futuro da experiência de todos os seres [...] baseado no consumismo como um fim, no qual as ações atreladas a interesses materiais da privilegiada minoria comprometem a prosperidade da civilização como um todo. (MORETTI, Giuliano - Preserva Ambiental Consultoria).

O esgotamento dos recursos cria uma externalidade que "[...] surge quando uma pessoa se dedica a uma ação que provoca no bem estar de um terceiro que não participa desta ação, sem pagar nem receber nenhuma compensação por este impacto. [...]" (MANKIW, 2006:204), tendo como exemplos a fumaça dos automóveis, o odor das marginais e o barulho durante a madrugada por bares e restaurantes. As externalidades fazem com que os mercados aloquem recursos de forma ineficientes, fazem com que os mercados produzam uma quantidade maior ou menor que a socialmente desejável, onde conforme teorema de Coase (COASE, 1960) "[...] os agentes econômicos privados podem solucionar o problema da externalidade entre si [...]" (MANKIW, 2006:210), sugerindo que as partes interessadas podem negociar entre si e chegar a uma solução eficiente. Quando as partes privadas não conseguem bem lidar com os efeitos, o governo entra em ação, podendo dentre outras formas, alterar os incentivos de maneira que as pessoas levem em consideração os efeitos externos de suas ações, tributando e subsidiando bens para corrigir a falha de mercado (Ex. Imposto de Pigou e concessão de licenças). Como uma das possíveis falhas, o poder de mercado, "[...] refere-se à capacidade de uma pessoa ou pequeno grupo de influenciar indevidamente os preços de mercado. [...]" (MANKIW, 2006:11).

Desta forma, podemos confiar no mercado para fornecer a quantidade eficiente, onde o preço se ajusta para equilibrar a oferta e demanda, maximizando o excedente do consumidor e produtor que está devidamente associado à curva de demanda de um produto. Conforme princípios econômicos, os mercados são geralmente uma boa maneira de organizar a atividade econômica, sendo "o excedente do consumidor a quantia que o comprador está disposto a pagar pelo bem menos a quantia que ele realmente paga." (MANKIW, 2006:139) considerada uma boa medida do bem-estar econômico, "[...] através da eficiência em maximizar o excedente total e sua imparcialidade (equidade) na distribuição entre os membros da sociedade. [...]" (MANKIW, 2006:148).

Às vezes os governos podem melhorar os resultados de mercado, em momentos em que o mercado necessite que o governo os proteja, funcionando apenas quando os direitos de propriedade são garantidos. Usando a famosa metáfora de Adam Smith, "a mão invisível"

pode falhar no trabalho de alocar recursos com eficiência, mas as forças de mercado, quando corretamente redirecionadas são a melhor maneira de corrigi-lo.

Cada indivíduo... Não tem a intenção de promover o interesse público, nem sabe o quanto está promovendo... Não pensa senão no próprio ganho, é conduzido por uma mão invisível a promover um fim que não fazia parte de sua intenção. [...]. (SMITH, A. 1776, Riqueza das Nações apud FROYEN, Richard T., 1999).

Conforme destacado acima, através da intervenção do governo na forma de alterar os incentivos, a dicotomia existente entre direito público e direito privado se torna presente.

Na visão de Norberto Bobbio (1987), o direito público é considerado o termo forte, ao passo que o direito privado é tido como o termo fraco, tanto que o direito privado chega a ser definido como aquilo que não é público, ou seja, mediante uma exclusão. Em verdade, a dicotomia clássica, "[...] reflete a situação de um grupo social no qual já ocorreu a diferenciação entre aquilo que pertence ao grupo enquanto tal, à coletividade, e aquilo que pertence aos membros singulares, ou a sociedade global e eventuais grupos menores (como a família) [...]" (BOBBIO, 1987:14). A diferenciação surgiu para deixar sobressair à tese da supremacia da esfera do público sobre o privado, em face do processo histórico de fortalecimento do Estado.

Para Bobbio, existe uma série de dicotomias correspondentes entre sociedade de iguais (privado) e desiguais (público). A sociedade de iguais é a sociedade natural (âmbito político) e a sociedade de mercado (âmbito econômico). Em contrapartida, a sociedade de desiguais implica subordinação entre governantes e governados, e também poder de comando e dever de obediência. "[...] sendo o direito um ordenamento de relações sociais, a grande dicotomia público privado duplica-se primeiramente na distinção de dois tipos de relações sociais: Entre iguais e desiguais [...]" (BOBBIO, 1987:15).

Os Recursos Comuns nada mais são que rios, oceanos e outros recursos utilizados por toda a sociedade que devido a sua vastidão são difíceis de impedir o usufruto por outras pessoas e seu caráter não excludente. Desta forma, são rivais e não excludentes, isto é, rivais, "pois a *utilização por alguém impede outras pessoas de utilizá-lo e não excludentes, pois não o impede o de utilizá-lo"*, bem como, as pessoas não pagam pelo uso dos recursos comuns, tendem a usá-los excessivamente. Portanto, os governos tentam limitar o uso dos recursos comuns. A dificuldade em controlar um bem público já vem sido constatada desde o filósofo grego Aristóteles onde "o que pertence a todos não é tratado

com muito cuidado por todos os homens dão mais importância à propriedade privada do que aquilo que possuem em coletivo"

Os bens privados são tanto excludentes quanto rivais, isto é, "[...] excludente quando a propriedade de um bem segundo a qual a pessoa pode ser impedida de usá-lo e rivalidade, segundo a qual sua utilização por alguém impede outras pessoas de utilizá-lo [...]". (MANKIW, 2006: 224).

Já os bens públicos não são excludentes e nem rivais, as pessoas não podem ser impedidas de usar um bem comum, sendo os mais importantes à defesa nacional, pesquisa de base e a luta contra a pobreza.

Quando um bem não é excludente nem rival, é exemplo de monopólio natural, ou seja, a única vendedora em seu mercado.

O quadro abaixo apresentado por Mankiw (2006), apresenta os bens em quatro categorias, a saber, Recursos Comuns, Bens Privados, Bens Públicos e Monopólio Natural:

		Rival ?						
		Sim	Não					
		Bens Privados	Monopólios Naturais					
Excludente?	Sim	* Sorvete de Casquinha* Roupas* Estradas com pedágio congestionadas	* Proteção contra incendios * TV a Cabo * Estradas com pedágio livre					
Exc		Recursos Comuns	Bens Públicos					
	Não	* Peixe do Mar* Meio Ambiente* Estradas sem pedágios congestionadas	* Sirene de tornado * Defesa nacional * Estradas sem pedágio livre					

FIGURA 01: Bens em suas quatro categorias: Rivais e excludentes?

Fonte: Mankiw, 2006.

Embora os mercados sejam diferentes todos possuem algo em comum, o mercado falha na alocação eficiente de recursos, porque os direitos de propriedade não estão bem estabelecidos, ou seja, algum item de valor não tem um proprietário com autoridade legal para controlá-lo.

2.1.1 O Monopólio Natural no Contexto das Distribuidoras de Energia

O monopólio nada mais é do que o serviço que, por sua natureza, é fornecido ao menor custo quando ofertado por uma única empresa. Por ser normalmente um serviço público, cabe ao Estado a responsabilidade de garantir a oferta, o respeito às regras de: operação, regulação, a sustentabilidade e a modicidade tarifária. Possuem custos elevados de implantação da infra-estrutura e custos decrescentes de fornecimento dos serviços para novos clientes necessitam de regulação para impedir o abuso de poder econômico da empresa monopolista, que possui natureza de investimento de longo prazo, com longa maturação expostos às oscilações do ambiente político-econômico e necessita de regras estáveis e previsíveis para atrair os investimentos.

Competitivo: P = RMg = CMg

Monopólio: P > RMg = CMg

P = Preço

RMg = Receita Marginal

CMg = Custo Marginal

FIGURA 02: Curva da Demanda: Monopólio e Mercado Competitivo

Fonte: Elaboração própria, a partir de Mankiw, 2006.

No mercado Competitivo: O preço se iguala ao custo marginal, cada empresa é tão pequena comparada com o mercado que não pode influenciar no preço do produto.

No Monopólio: O preço é maior que o custo marginal, levado pelo princípio econômico comentado anteriormente, através da maximização do lucro e bem estar social.

Uma vez que o monopólio cobra um preço superior ao custo marginal, nem todos os consumidores atribuem ao bem um valor superior ao custo e o compram. Assim a quantidade vendida por um monopolista é inferior ao nível social eficiente.

Conforme Varian (1994), teoricamente, em qualquer relação ofertante-consumidor, o que se busca é a maximização do bem-estar social, sendo esta alcançada através da otimização dos excedentes do produtor e do consumidor. Diz-se que esta situação é obtida

quando se torna impossível aumentar o bem-estar de um indivíduo sem piorar a situação de qualquer outro. Ótimo de Pareto.¹

Como excedente do consumidor, define-se o valor máximo que o consumidor está disposto a adquirir de um bem. Sua mensuração é feita através da diferença entre o máximo que o consumidor pagaria pelo bem e o preço efetivamente cobrado.

Pelo lado do produtor, o excedente é medido através da diferença entre o preço efetivamente recebido e o preço por unidade que seria suficiente para induzi-lo a produzir. O mínimo que ele tem que ser compensado por ofertar uma unidade adicional é seu custo de produzir esta última unidade, ou seja, seu custo marginal.

2.1.2 A Política Energética, a Energia na Questão do Bem Essencial e seu Crescimento Exponencial

Já abordado o monopólio natural e a maneira de alocar os recursos de forma eficiente, a macroeconomia estuda os "negócios comuns da vida de forma agregada sendo voltada às políticas econômicas." (FROYEN, 1999:3), observa o comportamento sobre a teoria dos três poderes: o legislativo, o executivo, o judiciário e suas relações da formação da distribuição ao exercício do poder.

Opõe-se tanto ao primado do poder espiritual, que particulariza a idade medieval das grandes controvérsias entre o Estado e Igreja, e ao qual a Igreja Romana e outras Igrejas jamais renunciaram, quando ao primado do poder econômico, cuja descoberta coincide com o nascimento do mundo burguês e o início da reflexão sobre o modo de produção capitalista. A independência do juízo político com respeito ao juízo moral. (BOBBIO, 1987).

As decisões com caráter de validade para todos não podem ser tomadas sem haver sido tomada uma decisão que logicamente as antecede prevalece "a legitimação política por decisão majoritária" (OFFE: RONGE, 1984), que influenciam diretamente nas variáveis macroeconômicas através de política econômica governamental.

Até o ano 2000, o consumo de energia mundial para fins comerciais aumentou, crescendo nas décadas de 40 a 70 sucessivamente, triplicando seu crescimento nos últimos 50 anos e podendo vir a repetir mesma trajetória futura.

¹ O ponto é um ótimo de Pareto se, e somente se, nenhum indivíduo pode estar em uma posição melhor sem fazer com que outro indivíduo assuma uma posição pior. Vilfredo Pareto 1848 - 1923

O consumo total americano no final da década de 70 decaiu mesmo com um aumento da população, na década de 80 cresceu a taxas modestas, menores que o produto interno bruto americano indicando uma maior eficiência energética, crescendo em um ritmo um pouco maior que na década de 90. Entre 1978 e 1998, o consumo de energia elétrica foi aumentado em 17%, mas o PIB Americano aumentou apenas 67% (HINRICHS, 2003:6).

Embora a economia mundial tenha apresentado crescimento de mais de 40% na última década, o uso per capita de energia permaneceu praticamente inalterado devido a maneiras mais eficientes de se trabalhar a energia.

Conforme observamos na economia americana e em países desenvolvidos, enquanto o PIB do país cresce a grandes proporções, o comportamento da energia permaneceu em patamares inferiores ao PIB. Tal crescimento de energia ilustra que a taxa de crescimento da história ao longo dos anos, mostra que embora exista um crescimento da população, este crescimento do consumo de eletricidade é segurado pelo efeito da eficiência energética e melhor aplicabilidade no uso destes energéticos.

Fica desta maneira, a atenção aos países emergentes onde será destes a maior contribuição para o crescimento do consumo de energia e economia para se atingir o desenvolvimento sustentado. Como comparativo, enquanto os países desenvolvidos crescem a 1 % ao ano, os emergentes estarão crescendo a 4%, vindo estes, a consumir mais energia que aqueles desenvolvidos.

Aos países em desenvolvimento será de suma importância examinar onde a energia é usada, sendo a análise pelo o uso final de energia necessária aos setores de transporte, indústria, residência e comercio, devendo se entender os recursos energéticos, suas limitações e usos, seu tamanho, duração, maneiras de conservação de energia, e as alterações na matriz energética futura. Com o carvão, reduzido após o processo de revolução industrial no início do século XX e o aumento do petróleo ao final deste mesmo século, as substituições/alterações na matriz energética serão destaque no contexto econômico energético nacional.

Assim percebe-se que uma quantidade está aumentando na mesma taxa percentual ao longo dos anos, crescendo de forma exponencialmente sendo seu tempo para aumentar o valor constante. O padrão de crescimento e de declínio do uso de um recurso (uso ou exploração), em geral, apresenta um período inicial de crescimento, atingindo seu pico e à medida que se exaurem apresentam declínio. (HINRICHS, 2003:15).

2.2 Os Padrões de Usos por Energia Elétrica

As formas de consumo e utilização dos recursos energéticos são completamente diferentes entre países, sendo a energia uma das principais restrições ao crescimento econômico, para este trabalho o foco será o mercado de distribuição de energia elétrica.

O mercado de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 60 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros. (ABRADEE, 2007)

O consumo total de energia elétrica passou de 36,1 TWh em 1970 para 392,8 TWh em 2008, conforme informações contidas no boletim de Mercado da EPE, dados realizados até dezembro de 2008.

Na década de 60 o crescimento residencial foi de 8,2%, o comercial de 7,8% e o industrial de 7,0%. Já na década de 70, o setor industrial teve maior expansão, com um crescimento médio anual de 13,6%. O residencial ficou em seguida, com 10,5% e o comercial com 10,2%. Mesmo nos anos 80, na chamada década perdida, houve um crescimento razoável das três classes, sendo o residencial o maior contribuinte com 7,5%, enquanto as demais classes ficaram em patamares de 6,8%, o comercial com 5,6% e o industrial com 5%.

TABELA 01: Brasil – Mercado de Fornecimento por Classe de Consumo 1980 – 2005 (TWh)(*)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras	Total
1980	23,3	61,5	13,8	14,6	113,2
1990	48,0	99,8	23,8	28,3	199,9
2000	83,6	131,3	47,6	45,6	308,1
2005	82,3	161,1	52,9	49,8	346,1
	Taxas Mo	édias de Cre	scimento (%	ao ano)	
1980 - 1990	7,5%	5,0%	5,6%	6,8%	5,9%
1990 - 2000	5,7%	2,8%	7,2%	4,9%	4,4%
2000 - 2005	-0,3%	4,2%	2,1%	1,8%	2,4%
	Est	rutura de Pa	articipação (%	(0)	
1980	20,6%	54,3%	12,2%	12,9%	100,0%
1990	24,0%	49,9%	11,9%	14,2%	100,0%
2000	27,1%	42,6%	15,5%	14,8%	100,0%
2005	23,8%	46,5%	15,3%	14,4%	100,0%

^(*) Inclui autoprodução transportada

Fonte: EPE – Mercado de Energia 2006 – 2015 - Sinopse

Foi na década de 90, que enquanto as taxas médias anuais de crescimento referentes a este período para as classes residencial e comercial ficaram em patamares de 5,7% e 7,2% respectivamente, a industrial ficou em 2,8% reflexo da abertura comercial e aos fatores necessários para estabilização da economia brasileira.

Cabe aqui mencionar, ao contrário dos países desenvolvidos, que transferiram sua matriz eletro intensiva aos países emergentes, o Brasil é um país em desenvolvimento que ainda não apresenta grande eficiência energética no tratamento de seus recursos.

2.3 Racionamento

Na primeira metade do ano de 2001, as chuvas se concentraram na região sul do Brasil, resultando num baixo nível de água nos reservatórios localizados nas demais regiões do país. Como a produção de energia elétrica brasileira é basicamente hídrica e como não há interconexão de transmissão de energia elétrica entre os sistemas Sul e Norte, o abastecimento nacional ficou demasiadamente prejudicado.

Conforme estudo realizado por Sauer (2001),

O vertiginoso aumento do déficit de capacidade instalada de geração e transmissão era do conhecimento das empresas concessionárias que preferiram, junto com as autoridades do setor elétrico, apostar que os próximos períodos chuvosos recuperariam os níveis dos reservatórios, mascarando a real situação, possivelmente até na expectativa de se aproveitar das oportunidades de negócios que tal condição proporcionaria. (SAUER, 2001).

Com isso, foi necessária a legitimação política por decisão majoritária a partir de junho de 2001, de um programa de racionamento de energia elétrica, em que foram incluídas as regiões Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste, e os estados do Pará, Tocantins e Maranhão.

A regra majoritária tem a vantagem inequívoca de poder produzir decisões a qualquer momento, dentro do mais curto prazo e de forma confiável. Por isso, pode-se dizer que a regra majoritária representa um procedimento "ótimo" do ponto de vista da técnica decisória, na medida em que assegura, com um máximo de certeza, que uma decisão é adotada, com custos relativamente baixos. (OFFE, 1984).

Vale mencionar que naquele período foi definida a meta de consumo a ser atingida, em cada mês, a partir de junho de 2001, para cada família, unidade comercial ou industrial. Esta meta seria a média de consumo ocorrido entre os meses de maio e julho de 2000, que valeria para todos os demais meses subseqüentes a partir da implementação do racionamento.

Esta restrição na oferta de energia elétrica resultou quebra estrutural na série de consumo de energia elétrica. Desta forma, as elasticidades encontradas para o período de 2000 a meados de 2002, não devem refletir mais a realidade, e, conseqüentemente, o consumo de eletricidade. Isto porque, mesmo com a suspensão do racionamento no ano de 2002, a alteração nas elasticidades impossibilita que o consumo de energia elétrica voltasse a sua trajetória anterior reflexo das medidas de eficiência e redução do consumo.

Conforme Siqueira (2002) em, "A Demanda Setorial por Energia Elétrica no Pós-Racionamento de 2001: Previsões de Longo Prazo para o Nordeste Brasileiro," evidencia-se a preocupação no tratamento e análises destes anos com a introdução de artifícios como dummys e outros recursos para melhor tratamento da série a ser analisada.

Como já discutido, tal metodologia, no entanto, ficou prejudicada com o racionamento ocorrido em 2001/2002 nas regiões Sudeste, Nordeste e Centro Oeste, assim como nos estados do Pará, Tocantins e Maranhão, pois as elasticidades calculadas com dados até 2000 não poderiam ser diretamente utilizadas para a previsão no horizonte pós-racionamento e os dados de 2001 e 2002 não poderiam ser utilizados na estimação das novas elasticidades, pois, em função da alteração no comportamento dos

consumidores, poderiam se constituir, no longo prazo, em "outliers" da série de consumo ou em pontos de quebra estrutural. (SIQUEIRA, 2002)

A volta aos patamares anteriores ao racionamento do consumo apenas foi verificado no final do ano de 2005.

2.4 Visão Econômica: A Análise pelo lado da Oferta e Categoria de Usos

O crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) para o ano de 2007 ratificou a importância que a demanda interna vem tendo como principal elemento propulsor da atividade econômica nos últimos anos.

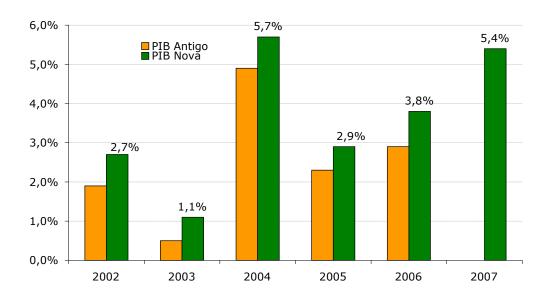


FIGURA 03: Crescimento Real do PIB Brasileiro 1996 - 2006

Fonte: Banco Central do Brasil - Relatório Inflação 2007 – Ano Base 2007.

De fato, o fortalecimento da demanda doméstica, ao ampliar a resistência da economia a desenvolvimentos externos, cria ambiente favorável à expansão dos investimentos, mesmo em cenário de desaceleração moderada no crescimento de economias maduras. A Figura 04 apresenta o crescimento do PIB na nova metodologia de cálculo implantada em 2007 e sua comparação com a anterior.

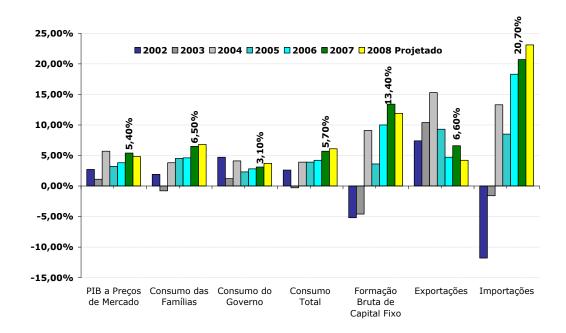


FIGURA 04: Crescimento do PIB Brasileiro Desagregado 2002 – 2007

Fonte: Elaboração própria, a partir do Banco Central do Brasil – Elaboração Própria – Ano Base 2007.

A projeção de continuidade da trajetória expansionista dos investimentos em 2008 envolve aspectos como o fortalecimento dos fundamentos da economia brasileira. Essa melhora concorre, pela manutenção do risco-país em patamar reduzido, estimulando assim o ingresso de investimentos externos. Adicionalmente, a apreciação do real favorece a intensificação das importações de bens de capital, relevantes para o reaparelhamento do parque industrial – atualmente operando com alto nível de utilização da capacidade instalada – com conseqüências positivas sobre a produtividade. A esses fatores devem se somar a contribuição dos desembolsos relativos às obras de infra-estrutura previstas no cronograma do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

A análise da evolução da demanda interna evidencia o crescimento expressivo da Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF), com o consumo das famílias que segue apresentando expansão relevante, repercutindo a expansão do mercado de crédito e as melhores condições no mercado de trabalho.

O crescimento do PIB atingiu 5,4% em 2007. Esse resultado, maior taxa de crescimento desde 2004, foi impulsionado sob a ótica da oferta, pelo desempenho do setor industrial, com ênfase para o dinamismo da indústria de transformação, seguindo-se as contribuições dos segmentos serviços e agropecuária.

Um melhor entendimento na volta da tendência de aceleração do crescimento já observada desde 2006, deve ser obtido com a análise dos componentes do PIB. Sob a ótica da oferta, todos os três componentes apresentaram aceleração do crescimento em 2007.

A produção da agropecuária aumentou 5,3% ante 4,2% em 2006, impulsionada pelo crescimento de 13,6% da safra de grãos, resultado associado, fundamentalmente, a ganhos médios de produtividade da ordem de 14,1%, consistente tanto com as melhores condições climáticas quanto com os estímulos a investimentos proporcionados, em geral, pelos preços de comercialização. A área colhida decresceu 0,4%, no ano, recuperando-se dos choques ocorridos em 2005 (quebra de algumas safras e febre aftosa), quando cresceu apenas 1,0%. No caso específico da agricultura, em 2007 houve uma redução da área plantada, mas com ganhos de produtividade que resultarão em aumento da safra, o que favoreceu sua expansão.

TABELA 02: Produto Interno Bruto - Taxa Acumulada ao longo do ano

					Var	iação %
Discriminação	2006		2007			_
	III Tri	IV Tri	I Tri	II Tri	III Tri	IV Tri
Agropecuária	2,2%	4,2%	3,7%	2,3%	4,5%	5,3%
Indústria	2,3%	2,9%	3,2%	5,1%	5,0%	4,9%
Extrativa Mineral	5,9%	5,7%	4,0%	5,0%	3,9%	3,0%
Transformação	0,9%	2,0%	3,1%	5,3%	5,5%	5,1%
Construção Civil	5,2%	4,6%	2,3%	4,3%	4,6%	5,0%
Produção e Distribuição de	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Eletricidade, gas e água	3,1%	3,3%	3,8%	4,9%	4,5%	5,0%
Serviços	3,6%	3,8%	4,5%	4,5%	4,5%	4,7%
Comércio	4,5%	5,1%	6,1%	7,1%	7,2%	7,5%
Transporte, armazenagem	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
e correio	2,9%	3,2%	3,8%	4,9%	4,8%	4,8%
Serviços de Informação	2,2%	2,5%	7,3%	7,1%	7,6%	8,0%

Intermediação financeira,	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
seguros, previdência com-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
plementar e serviços	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
relativos	7,8%	6,2%	9,3%	9,4%	10,7%	13,0%
Outros Serviços	2,5%	3,1%	3,5%	2,9%	2,5%	2,3%
Atividades Imobiliárias	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
e aluguel	2,4%	2,3%	4,5%	4,2%	3,9%	3,5%
Administração, saúde	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
e educação públicas	3,5%	3,7%	1,5%	1,1%	1,1%	0,9%
Valor Adic. A preços básicos	3,1%	3,5%	4,0%	4,4%	4,6%	4,8%
Impostos sobre produtos	4,6%	5,0%	6,9%	8,1%	8,3%	9,1%
PIB a preços de mercado	3,3%	3,8%	4,4%	4,9%	5,1%	5,4%

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Banco Central do Brasil - Ano Base 2007.

A atividade industrial cresceu 4,9% ante 2,9% em 2006, registrando taxas positivas em todos os subsetores. A expansão de 5,1% na produção da indústria de transformação refletiu, sobretudo, os efeitos da estabilidade econômica e das melhores condições dos mercados de crédito e de trabalho sobre as produções de bens de capital² e de bens de consumo duráveis³. A indústria da construção civil, traduzindo o processo de fortalecimento da renda e os efeitos de medidas de incentivo direcionadas ao setor, aumentou 5%, quarto resultado anual positivo em seqüência. A produção e distribuição de eletricidade, gás e água refletiu a recuperação da economia no ano que cresceu 5% enquanto o setor extrativo mineral expandiu 3%, reflexo de aumentos nas produções de petróleo – óleo bruto e Líquido de Gás Natural (LGN), 1,3%, e de minérios de ferro, 10,8%.

Pela ótica da demanda fica mais fácil enxergamos o papel do aumento do quantum importado e, ao mesmo tempo, o da redução do volume exportado, como fatores de incremento da contribuição negativa do setor externo. É importante ressaltar que alguns setores podem ainda ter dificuldades diante da maior exposição da economia à concorrência de produtos importados observados nitidamente pelo aumento das importações ante as exportações, o que manterá em pauta o debate entre setores "ganhadores" e "perdedores" desse processo.

³ Bens de consumo duráveis são bens de consumo que prestam serviço durante um período de tempo longo, como um automóvel, por exemplo.

-

² Bens de capital são bens que servem para a produção de outros bens, como máquinas e equipamentos.

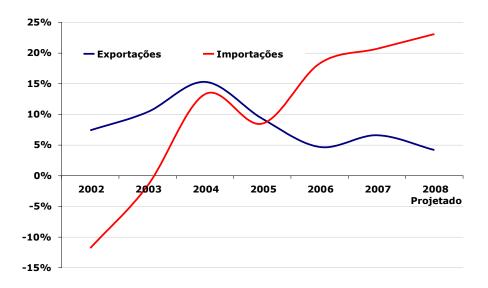


FIGURA 05: Brasil – Exportação e Importações – 2002 – 2008

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Banco IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008 - Ano Base 2007.

O setor de serviços cresceu 4,7%, ante 3,8% em 2006, registrando-se expansão generalizada em seus subsetores, em especial serviços de intermediação financeira, 13%, comércio, 7,6%, e transporte, armazenagem e correio, 4,8%, os dois últimos refletindo o desempenho dos setores primário e secundário. Assinalem-se, ainda os crescimentos nos segmentos serviços de informação, 8%; atividades imobiliárias e aluguel, 3,5%; outros serviços, 2,3%; e administração pública, 0,9%.

A contribuição da demanda interna para o crescimento do PIB alcançou 6,8% em 2007. A FBCF aumentou 13,4%, seguindo-se as expansões do consumo das famílias, 6,5%, e do governo, 3,1%. Em sentido inverso, o setor externo contribuiu negativamente, com 1,4 %, para a evolução anual do PIB, resultado consistente com os desdobramentos do maior vigor da demanda interna sobre o comportamento do comércio externo. Nesse sentido, enquanto as exportações de bens e serviços cresceram 6,6%, no ano, as importações, relevantes tanto ao aparelhamento do parque industrial quanto ao equilíbrio entre a demanda e a oferta de bens de consumo, elevaram-se 20,7%.

TABELA 03: Brasil - Produto Interno Bruto Desagregado

			Bras	sil			
	PIB a Preços	Consumo	Consumo do	Consumo	Formação Bruta		
	de Mercado	das Famílias	Governo	Total	de Capital Fixo	Exportações	Importações
2002	2,70%	1,90%	4,70%	2,60%	-5,20%	7,40%	-11,80%
2003	1,10%	-0,80%	1,20%	-0,30%	-4,60%	10,40%	-1,60%
2004	5,70%	3,80%	4,10%	3,90%	9,10%	15,30%	13,30%
2005	3,20%	4,50%	2,30%	3,90%	3,60%	9,30%	8,50%
2006	3,80%	4,60%	2,80%	4,20%	10,00%	4,70%	18,30%
2007	5,40%	6,50%	3,10%	5,70%	13,40%	6,60%	20,70%
2008 Projetado	4,80%	6,80%	3,70%	6,10%	11,90%	4,20%	23,10%

Fonte: Elaboração própria, a partir de IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008 Anos Base 2007.

A análise sob a ótica da oferta incorpora expansão de 4,9% na agropecuária em 2008, resultado compatível com projeções de crescimento da produção de grãos e de continuidade do dinamismo da pecuária, mostra-se consistente com os resultados projetados pelo Levantamento Sistemático da Produção Agrícola (LSPA) de fevereiro, que incorporam cenário mais otimista para a agricultura, traduzido em crescimento anual de 5,1% na produção de grãos. O aumento no volume projetado para a safra de grãos considera tanto a ocorrência de crescimentos expressivos nas colheitas de arroz, milho, feijão e soja, quanto, em relação às demais culturas, a manutenção de perspectiva favorável para as safras de café e de cana-de-açúcar. Ressalte-se que o resultado da cafeicultura deverá refletir a produtividade associada ao ciclo de bianualidade da cultura, enquanto a produção de cana de açúcar será impulsionada pela robustez da demanda internacional.

O aumento da produção da indústria é projetado em 5,2%, com ênfase no maior vigor da indústria extrativa, impulsionada pela aceleração na produção de petróleo e de minério de ferro; e da construção civil, favorecida pela continuidade da expansão do crédito imobiliário e dos investimentos.

2.5 Visão Econômica da Indústria e Energia Elétrica

O crescente dinamismo da demanda interna, em ambiente de fortalecimento das expectativas em relação à manutenção do emprego e à estabilidade da economia, a expansão generalizada do crédito, inclusive imobiliário, e a perspectiva de realização das obras de infra-estrutura previstas no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) constituem cenário favorável ao crescimento da indústria de transformação, estimado em 4,7%, e dos segmentos produtores de insumos destinados ao setor da construção civil, cuja projeção é de crescimento de 6,9%. Estima-se, adicionalmente, que a produção da indústria extrativa mineral aumentará 7,2% em 2008, mantendo patamar elevado, coerente com o dinamismo das indústrias de petróleo e de minério de ferro, em resposta à maturação de investimentos nesses setores. O segmento de serviços industriais de utilidade pública (SIUP) deverá crescer 4,6%.

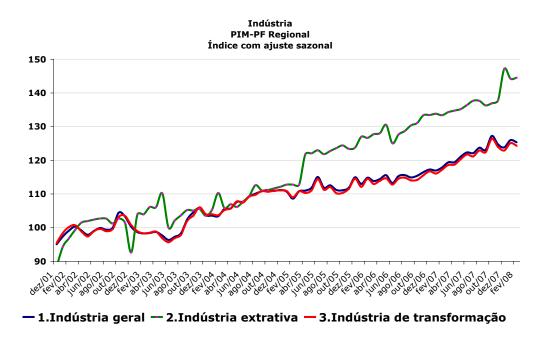


FIGURA 06: Brasil – Produção Física Industrial: Geral, Extrativa, Transformação Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008.

O setor de serviços continuará refletindo a demanda interna aquecida, devendo crescer 4,4% no ano. Os subsetores de intermediação financeira, seguros, previdência complementar e serviços relativos, administração, saúde e educação pública, e comércio, seguirão sustentando o desempenho do setor.

A produção física da indústria registrou crescimento pelo oitavo ano consecutivo, em 2007, consolidando um ciclo condicionado por fatores de ordem externa e interna. No âmbito externo, ressalta-se o incentivo à expansão da indústria extrativa mineral, proporcionado pela manutenção dos preços das *commodities* minerais e agrícolas em patamar elevado, e o efeito, em termos de aumento de produtividade, derivado do aumento da disputa de mercados em segmentos específicos. Dentre os principais condicionantes internos, destacam-se as melhoras nos mercados de crédito, de trabalho e o processo de convergência das expectativas de inflação, com desdobramentos favoráveis sobre o horizonte de planejamento das empresas e dos consumidores, desenvolvimento evidenciado pelos aumentos representativos nas produções de bens de capital e de bens de consumo duráveis.

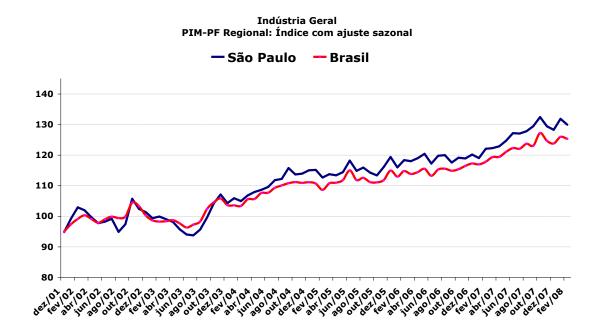


FIGURA 07: Brasil - Produção Física Industrial: Brasil e São Paulo

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008.

A Pesquisa Industrial Mensal – Produção Física (PIM-PF), do IBGE, revelou que a produção industrial, após delinear relativa acomodação no final de 2007, apresentou trajetória de expansão no início de 2008. Essa retomada esteve associada tanto à redução dos estoques quanto à continuidade do dinamismo interno, expressa pela intensificação da demanda.

A produção física apresentou crescimentos consecutivos nos últimos trimestres com destaque para equipamentos de instrumentação médico-hospitalar com crescimento superior a 6%, outros produtos químicos, fumo; farmacêutica, bebidas e celulose, papel e seus produtos entre 4%. Em sentido oposto, assinalem-se os recuos registrados nas atividades edição, reprodução e impressão com 7%, madeira e calçados entre 5% e veículos automotores com 2,5% de queda.

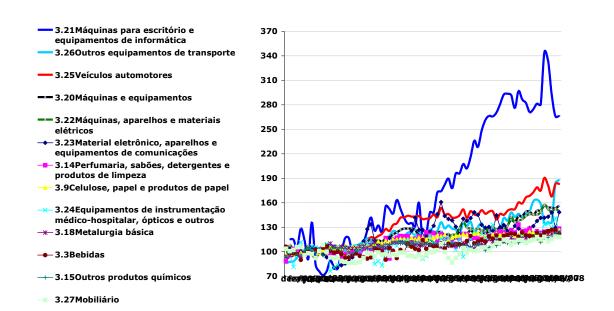


FIGURA 08: Brasil – Indústria de Transformação Maiores Crescimentos

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008.

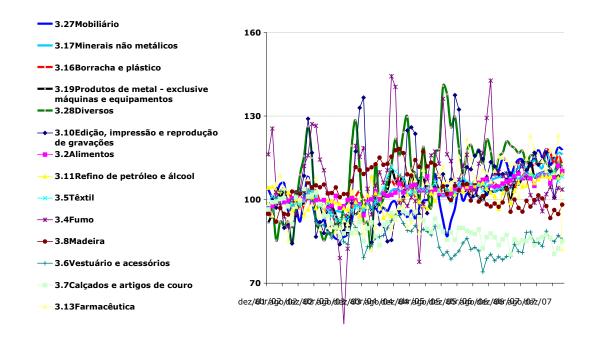


FIGURA 09: Brasil - Indústria de Transformação Menores Crescimentos

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008.

O exame da evolução da produção de bens de capital traduz, em grande parte, o ambiente de recuperação da renda agrícola e de intensificação dos investimentos na indústria. Nesse sentido, a produção de bens de capital destinados à agricultura cresceu enquanto bens de capital para o setor de energia elétrica ampliou-se. A produção de bens de capital destinados à indústria aumentou, resultado de expansões tanto na fabricação de bens de capital seriados, quanto não seriados. Cabe adicionar que a robusta demanda por bens de capital contraria a hipótese de que a desaceleração em economias maduras levaria ao arrefecimento do investimento no Brasil. Notar conforme página seguinte estabilização do índice entre intermediários⁴ e bens de consumo.

⁴ Bens intermediários são bens manufaturados ou matérias-primas processadas que são empregados para a produção de outros bens ou produtos finais.

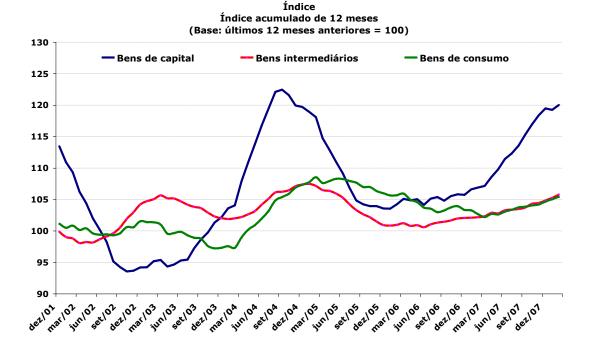


FIGURA 10: Brasil – Bens por Categoria de Uso

Fonte: Elaboração própria, a partir do IBGE – Banco de Dados SIDRA – 2008.

2.6 Elasticidade e suas aplicações

A noção de elasticidade foi criada, precisamente, por ter em mente este problema de relações, e ela serve para evitar arbitrariedades dimensionais numa vasta gama de questões. A noção de elasticidade (MANKIW, 2006:90) é independente das unidades nas quais quantidade e preço (ou renda, etc.) são cotados.

Uma outra vantagem da medida da elasticidade de uma curva de demanda é que, desde que é um número abstrato (não tem dimensão) permite a comparação das elasticidades das demandas de vários bens.

A elasticidade é dada pela reação de quantidade a alterações em renda ou preço e é medida pela inclinação da curva de demanda em função da renda ou do preço.

No caso de curvas contínuas, como no exemplo hipotético constante da figura e da tabela a seguir, a elasticidade pode ser computada geometricamente em um ponto, utilizando a expressão:

$$\eta = (\Delta q/q) / (\Delta r/r)$$

, denotando: η como elasticidade; $(\Delta q/q)$ como a variação relativa na quantidade; e, $(\Delta r/r)$ como a variação relativa correspondente na renda.

TABELA 04: Exemplo Cálculo Elasticidade

	_	Variação %		Elasticidade
Quantidade	Renda	\mathbf{q}	r	\mathbf{q} / \mathbf{r}
500,00	20,00			
523,75	21,00	4,75	5,00	0,95
548,37	22,05	4,70	5,00	0,94
574,58	23,15	4,78	4,99	0,96
601,70	24,31	4,72	5,01	0,94
630,28	25,53	4,75	5,02	0,95
660,53	26,80	4,80	4,97	0,96
692,90	28,14	4,90	5,00	0,98
724,08	29,55	4,50	5,01	0,90
759,20	31,03	4,85	5,01	0,97
796,78	32,58	4,95	5,00	0,99

Fonte: Elaboração Própria

Estatisticamente a elasticidade, também pode ser capturada diretamente pela escolha de um ajustamento apropriado de funções matemáticas de regressão⁵, conforme quadro abaixo:

TABELA 05: Modelos Econométricos

Modelo	Especificação	Inclinação	Elasticidade
Linear	$Y_i = \beta_i + \beta_i X_i + \varepsilon$, \$2	$\beta_{\parallel}(mX/mY)$
Reciproco	$Y_i = \beta_i + \beta_3(1/2) + \epsilon_i$	$-\beta/mX^2$	$-\beta/mXmY$
Log-log	$ln(Y) = \beta_1 + \beta_2 ln(X) + \epsilon$	$\beta_i(mY/mX)$,₿ ₂
Log-linear	$ln(Y) = \beta_1 + \beta_2 X_1 + \epsilon_2$	$\beta_i m Y_i$	$\beta_i m X_i$
Linear-log	$Y = \beta_1 + \beta_2 ln(X) + \epsilon_1$	β/mX,	₿/mY,
Log-inverso	$lnY_i = \beta_i - \beta_i(1/X_i) + \epsilon_i$	$\beta_1(mY/mX^1)$	β./mX.
Quadrático	$Y_i = \beta_i + \beta_i X_i + \beta_i X_i^2 + \epsilon_i$	$\beta_2 + 2 \beta_3 m X_i$	$(\beta_1 m X_i + 2 \beta_1 m X_i^2)/m Y_i$

Fonte: Econometria 2º. edição:150

Esta previsão pode ser alcançada através de um estudo que envolve a equação da reta de regressão linear⁶, concebida através da variável critério (y, dependente ou de resposta) e a

⁵ Regressão: A regressão nos fornece uma maneira para investigar a relação entre um grupo de variáveis.

⁶ Regressão linear: Permite-nos investigar uma relação entre duas medidas e sua casualidade, onde fornece uma relação entre as variáveis x e y que, quando plotada, resulta em uma linha reta.

- 43 -

independente (x, também conhecida como prognóstico). Trata-se de uma realidade comum

no universo da pesquisa, envolvendo variáveis como renda, idade, gastos, entre muitas

outras.

Equação da reta:

$$Y = a + bx + e$$

Onde, y é a variável dependente e x a independente.

a é o valor de y quando x = 0

b é coeficiente de regressão que indica a inclinação da linha de regressão.

e é o erro da amostragem

Relembrando ainda que, no caso da elasticidade-renda de um bem (y) com respeito a uma renda (x), ser maior do que a unidade, ela é chamada de elástica; se for igual a 1 ela é unitária; se menor do que 1 e maior do que 0 ela é denominada de inelástica; e, se menor do que 0 é negativa; como ilustrado adiante:

 ϵ > 1 \rightarrow Demanda Elástica = 1 \rightarrow Demanda Unitária < 1 \rightarrow Demanda Inelástica \rightarrow < 0 \rightarrow Demanda Negativa

FIGURA 11: Elasticidade

Fonte: Elaboração Própria

2.6.1 A elasticidade do consumo nacional e sua alteração pelo novo PIB

Com base na série histórica do consumo Brasil e nas duas séries do PIB, para o período 1991-2006, foi construída a Tabela 2 que exibe as taxas anuais de crescimento e as correspondentes elasticidades ao ano:

TABELA 06: Elasticidade do Consumo Brasil em relação ao PIB Nacional

					Dados Bras				
	Elasticidades do Consumo Brasil em relação ao PIB Nacional								
	Consumo Brasil		PIB BRASIL		Taxas Anuais de Crescimento (%)		Elasticidade no Ponto (Anuais)		
		Índice	Íno	lice		%		Consumo Brasil	
	Consumo Brasil	Consumo	Antigo	Novo 1991	Consumo	PIB BRASIL	PIB BRASIL	Elasticidade c/	Elasticidade c/
Data	GWh	1991 = 100	1990 = 100	= 100	Brasil	ANTIGO	NOVO	PIB Antigo	PIB Novo
1990	202.675								
1991	210.425	100,00	100,00	100,00					
1992	214.062	101,73	99,46	99,53	1,73	-0,54	-0,47	-3,20	-3,70
1993	220.663	104,87	104,36	104,18	3,08	4,92	4,67	0,63	0,66
1994	227.734	108,23	110,46	109,73	3,20	5,85	5,33	0,55	0,60
1995	243.441	115,69	115,13	114,58	6,90	4,22	4,42	1,63	1,56
1996	258.311	122,76	118,19	117,04	6,11	2,66	2,15	2,30	2,84
1997	274.453	130,43	122,06	120,99	6,25	3,27	3,37	1,91	1,85
1998	284.827	135,36	122,22	121,04	3,78	0,13	0,04	28,68	106,44
1999	291.604	138,58	123,18	121,34	2,38	0,79	0,25	3,02	9,40
2000	307.033	145,91	128,55	126,57	5,29	4,36	4,31	1,21	1,23
2001	283.259	134,61	130,23	128,23	-7,74	1,31	1,31	-5,92	-5,90
2002	290.466	138,04	132,75	131,64	2,54	1,93	2,66	1,32	0,96
2003	306.982	145,89	133,48	133,15	5,69	0,55	1,15	10,34	4,95
2004	320.772	152,44	140,03	140,76	4,49	4,91	5,71	0,91	0,79
2005	335.411	159,40	143,22	144,90	4,56	2,28	2,94	2,00	1,55
2006	353.523	168,00	147,31	150,27	5,40	2,85	3,70	1,89	1,46

Fonte: (1) SIESE/MME/Eletrobrás - Sistema de Informações Estatísticas do Setor de Energia Elétrica até 2002 e EPE após 2002 – 2006 (2) IBGE, 2008 (Ano Base 2006).

Diferentemente do caso teórico mostrado no exemplo do item anterior, o estudo da curva de demanda do Brasil com respeito à atividade econômica, não apresenta um comportamento estável e requer um exame detalhado dos fatos. As elasticidades anuais, visualizadas na Tabela 06, mostraram-se elásticas em alguns anos e inelásticas em outros. Quais as explicações para isso?

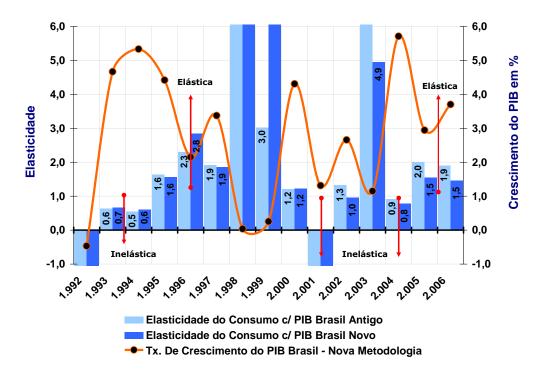


FIGURA 12: Elasticidade Consumo versus PIB Metodologia Nova e Antiga

Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados do Banco Central do Brasil – Relatório Inflação e EPE – Mercado de Energia 2006 – 2015 - Sinopse.

Algumas razões básicas podem ser mencionadas:

- A eletricidade, caracterizada como um bem essencial à produção e ao consumo, responde de modo inelástico a altos crescimentos da renda ou do produto econômico e tem um comportamento elástico a pequenos aumentos (HIRINCHS, 2003);
- Também o baixo grau de substituição da energia elétrica em muitos usos finais, inibe a procura por bens alternativos, em situações de fraca atividade da economia e nas reduções da renda, (HIRINCHS, 2003);
- Há ainda uma inércia natural entre a ocorrência da demanda por eletricidade e a realização do fato econômico; bens podem ser produzidos, mas ficam estocados e não geram o fato econômico equivalente à demanda elétrica; a posse e os hábitos de uso de muitos equipamentos domésticos permanecem em condição normal de uso mesmo diante reduções na renda, vice-versa nas expansões da renda a posse e uso de novos equipamentos não se dá de modo instantâneo; etc. (ANDRADE, T; LOBÃO, W., 1997).

Conforme conceitualmente explicado, verificaram-se elasticidades baixas para os anos de alto crescimento como verificado em 1993 – 1994, marcados pelo plano Collor e liberalização das importações, tais ajustes inicialmente não trouxeram um forte crescimento no consumo, apresentando crescimento médio para este biênio de 3,15%; entretanto já para os anos de 1995 – 1996 a taxa média do crescimento nacional para este biênio apresentou crescimento médio de 6,5% mais que o dobro comparado com o biênio anterior, reflexo da abertura comercial em um país assolado por uma forte posição dominante de mercado formada por monopólios, onde ameaçado pela competitividade externa e aumento das parcerias privadas ocasionou um incremento de produção e movimento elástico com a demanda por energia.

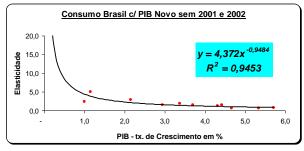
A busca de competência no setor de energia, de um lado estaria entrando em contradição com os acontecimentos empresariais que impõem o processo de globalização em marcha e de outro, tudo parece indicar que a integração vertical da indústria é um fator importante na busca da rentabilidade, sobretudo nos mercado pequenos. Por um lado se observa uma série de contradições entre o espírito das reformas elétricas, de propiciar competência, evitarem a concentração da indústria e a dinâmica do mercado cuja magnitude em alguns casos justifique as estratégias de concentração das empresas. (CAMPODÓNICO, 2000).

Os anos de 1997 a 1999 foram anos atípicos onde embora o ano de 1997, tenha sido considerado bom em crescimento com movimento elástico do consumo ao PIB, os anos de 1998 e 1999, sofrem o reflexo de vários anos de crise, dentre elas as crises de Ásia, Rússia e a desvalorização cambial do país. Tal resultado é influenciado pelas baixas taxas de crescimento realizadas nos anos 1998 (crises externas), 1999 (desvalorização cambial), 2001 (racionamento de energia), 2002 (recuperação) e 2003 (início do governo Lula).

Estas características sugerem que a elasticidade anual pode ser interpretada segundo uma função que traduza de modo lógico esse comportamento característico do consumo frente a variações do PIB.

A forma especificativa geralmente adotada é a da potência, $Yt = \beta 1$ Xt $\beta 2$ + et (ou em sua forma linear, ln (Yt) = $\beta 1$ + $\beta 2$ ln (Xt) + et), que vem apresentando boa qualidade de ajustamento e onde: a variável Yt representa o consumo; a variável Xt é o PIB; $\beta 1$ e $\beta 2$ são parâmetros estimados; e, etc é o termo de erro. (ALMEIDA, F. R., 2001)

Nos casos da Figura 13, que envolve o período de 1991 a 2006 e relaciona o consumo nacional com as duas séries do PIB, o ano de 2001 e 2002 foi logicamente desprezado para não computar as reduções compulsórias na demanda por eletricidade, conseqüência evidente das restrições na oferta naquele ano.



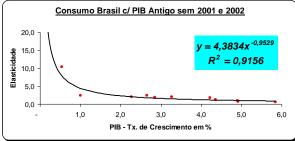


FIGURA 13: Elasticidade do Consumo Brasil em relação ao crescimento do PIB 1991 a 2006

Fonte: Elaboração Própria

Nas simulações efetuadas, quando se utiliza a nova série do PIB, dois pontos ficaram nítidos: houve melhorias na qualidade dos ajustamentos e resultaram elasticidades menores.

Os coeficientes de determinação das regressões (R2) melhoraram. Conforme quadro acima, constata-se o melhor ajuste da regressão para o Novo PIB ao invés do antigo, obteve-se um R2 de 0, 94, mais ajustado que o anterior no valor de 0,91.

Esta relação linear entre as duas variáveis é medida pelo coeficiente de correlação (R). (NEUFELD, 2003:348).

R varia de -1 a 1, onde 1 é a correlação perfeita e o oposto indica forte correlação negativa. Valores próximos de zero indicam fraca correlação.

No exemplo acima, se existe um R elevado se pode prever y para eventos futuros.

O cálculo de R é uma operação bastante simples para softwares com funções estatísticas, sendo desnecessário o aprofundamento dos procedimentos de calculo.

Neste tipo de análise é importante determinar o quanto à linha de regressão representa os dados. Neste caso, se faz necessário calcular o R2 de Pearson ou coeficiente de determinação.

Um R2 igual a 0, 80, tem-se que 80% da variabilidade decorre de x. Inversamente, podese dizer que 20% da variância de Y não é atribuível às diferenças em x.

Para obter-se o teste de hipótese, formula-se H0 e H1 da seguinte forma:

H0 : p = 0

H1: $p \neq 0$

O cálculo de t é realizado através da formula:

$$t = \frac{R\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-R_2}}$$

Sendo t calculado maior do que t tabelado rejeita-se a hipótese nula.

3 O Marco Regulatório

Entre as décadas de 30 e 70, duas políticas foram criadas no processo de desenvolvimento brasileiro, de um lado o processo de crescimento deveria ter cunho nacionalizante com forte controle pelo Estado e de outro, a estratégia de desenvolvimento em associação ao capital privado, sendo que em muitos momentos:

[...] as formulações nacionalistas situaram-se em nível ideológico, enquanto que as medidas e ações reais do governo eram do tipo internacionalista, isto é, destinavam-se também a facilitar ou incentivar investimentos de origem externa no país. Assim, em muitas ocasiões, o intervencionismo governamental, destinava-se a reduzir ou controlar os riscos políticos a que poderiam estar sujeitos os investimentos privados, de origem nacional ou multinacional. (IANNI, apud História & Energia, 1997).

De um lado o discurso nacionalista ganha espaço e se fortalece, de outro, as políticas econômicas favorecem e garantem, na prática, a atuação da energia privada em diversos setores. Assim a solução mais adequada à época, imposta pelos fatos e situações conjunturais, exigiu a presença e atuação do Estado.

No final da década de 80, através do decreto-Lei 8.668 o plano de expansão do sistema elétrico brasileiro é dividido em longo e curto/médio prazo e ganha força, através de foros de referências para o setor energético nacional, com a criação do Plano Decenal de Expansão.

No início da década de 90 a lei 8.631/1993 (Lei da Reforma Tarifária), regulamentada pelo seu decreto n. 774/94, dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências dando início à reestruturação do setor elétrico brasileiro, tornando obrigatória a

celebração de contratos entre empresas supridoras e distribuidoras de energia. "Na medida em que o documento expressa o possível, e não mais o ideal, ele ganha o caráter de planejamento indicativo." (ALQUÉRES apud Alternativas para o Setor Elétrico, 1995:17).

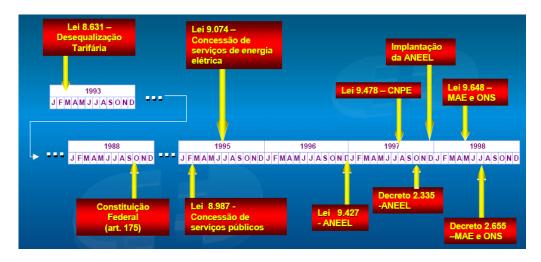


FIGURA 14: Linha do Tempo – Base Legal 1.990 – 2008

Fonte: Cyrino (2005)

A gestão administrativa era necessária dando início a Lei nº 8.987/95, de aproveitamento ótimo dos potenciais de energia, que dispõe sobre regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos (Lei de Concessão), com a criação do autoprodutor de energia, reconhecendo o direito da co-geração do Brasil, dá flexibilidade ao concessionário para financiar o projeto, devendo o projeto conter certas cláusulas que assegurem que o projeto é viável por si só, definindo que a tarifa deverá levar em conta o custo da dívida, prazo de financiamento e moeda do empréstimo.

"A lei fortalece o poder concedente e impõe penalidades mais duras às concessionárias relapsas, inserindo a figura da intervenção administrativa na concessão de serviços de energia elétrica." (Ghirardi, apud Alternativas para o Setor Elétrico, 1995).

A Lei nº 9074/1995, sobre a outorga de autorizações de geração; concessão de serviços públicos de energia e sua importância comentada mais adiante definem que clientes acima de 10 MW poderiam escolher de quem comprar energia.

Em meados de 1996 o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás realizaram um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, formado por um consórcio de empresas, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). O objetivo desta reforma é, sobretudo, permitir ao governo concentrar-se sobre suas funções de elaboração de políticas

energéticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado, contribuindo para a criação das Leis 9.427/96 e 9.649/98 com a criação da ANEEL e de um ambiente de compra e venda de energia (MAE), atualmente denominado Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

A Lei nº 9.427/1996, que trata sobre a instituição da ANEEL; define a finalidade da mesma em regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, conforme as diretrizes e as políticas do governo federal em conjunto ao decreto 2.335 que a regulamenta, e a portaria MME n.349 que aprova seu regime interno. A sua figura de autarquia é definida pelo decreto-lei nº 200 que a define como "o serviço autônomo, criado por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita próprios para executar atividades típicas da Administração Pública, que requeira, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada" (art. 5°, I).

Com o processo de regulamentação instaurado no setor energético nacional, da se início ao processo de descontratação de energia elétrica por parte de todas as distribuidoras do país, que obriga a redução dos contratos iniciais das distribuidoras em 25% de sua carteira de até a sua total extinção em 31/12/2005 através de novos procedimentos via aquisição de energia elétrica por meio de leilões de energia após 2004.

A partir de 2002 os montantes de energia e de demanda serão reduzidos, anualmente, a uma razão de 25%, ou seja, os preços de energia para a distribuidoras, que até essa data são determinados pelo Poder Concedente, através de Resoluções da Aneel, passarão a ser negociados, nos percentuais acima apresentados, diretamente entre as distribuidoras e os geradores." (ARAÚJO, 2001:.60)

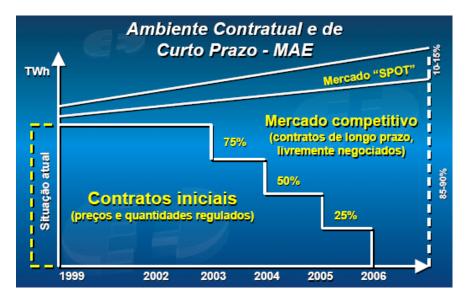


FIGURA 15: Ambiente Contratual e de Curto Prazo - Descontratação de Energia

Fonte: MAE, 1999

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Veja a seguir uma tabela com um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor conforme dados divulgados pelo site da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia):

TABELA 07: Principais Mudanças entre os Modelos Pré-Existentes

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Atual Modelo (2004)	
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados	
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.	
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas	
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização	
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos	

Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE (Ano Base 2008).

Assim, a estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro é regulada pela Lei 10.848/2004, e pelo Decreto 5.163/2004, criando o Atual Modelo do Setor.

3.1 Características do Modelo Institucional do Setor Elétrico

A estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro é regulada pela Lei 10.848/2004, pelo Decreto 5.163/1994 e legislação acessória. Os principais agentes setoriais são:

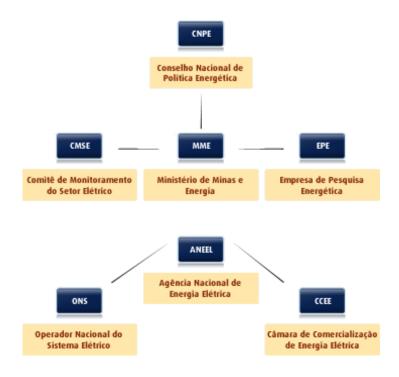


FIGURA 16: Estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE, 2007

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais, definidos pela lei acima citada:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica
- Promover a modicidade tarifária
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos Agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda. (cf. http://www.ccee.org.br/).

Com a publicação do Decreto n. 5.163 em 30 de julho de 2004, o Governo regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

Determina que:

- 1) A Distribuidora deverá contratar 100% de seu mercado;
- 2) A contratação deve ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- 3) Essa contratação deve ser realizada através de leilões;
- 4) Os leilões devem promover a oferta de energia nova, com contratos de 15 a 30 anos iniciando a partir do terceiro ou do quinto ano da contratação (A-3 e A-5); de energia existente, com contratos de 5 a 15 anos iniciando no ano seguinte da contratação (A-1) e ainda através de ajustes com contratos de até 2 anos iniciando a partir do quarto mês da contratação.

As Portarias do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 219 de 30 de julho de 2004, nº 309 de 26 de novembro de 2004 e nº 310 de 30 de novembro de 2004, estabeleceram regras para os agentes de distribuição apresentarem declarações definindo os montantes de energia e potência associada a serem contratados em 2004, para entrega a partir de cada ano do período compreendido entre 2005 e 2009, especificando, inclusive, as parcelas relativas aos consumidores potencialmente livres.

3.1.1 À posição dominante de mercado e a regulamentação da Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia

A estrutura do antigo modelo era caracterizada por monopólios integrados de âmbito regional, com empresas atuando em três segmentos, geração, transmissão e distribuição de energia, desse modo conforme ilustra o capítulo II e início deste capítulo, "o monopólio dos serviços de energia elétrica, com regime de integração regional, tem como características claras a ausência total da competição e a pouca flexibilidade da comercialização." (CHIPP, 1995: 49).

Ao longo da década de 90, o governo federal deu sinais evidentes optando por uma desverticalização gradual, introduzindo progressivamente a competição, a exemplo de alguns países como a Espanha, que embora tenha optado por uma tarifa nacional, abriu o sistema de transmissão, dividindo os preços por segmento, promovendo através da evolução lenta um preço mais competitivo na geração.

Para a energia ser competitiva, explicitadas pelas teorias regulatórias do setor de energia no capítulo anterior, este capítulo trata "dos efeitos que uma posição dominante pode gerar na formação dos preços de mercado no trânsito de ineficiências que afetam os preços regulados com um impacto decisivo na equidade social." conforme comentado por CAMPODÓNICO (2000).

A Resolução Aneel n. 278/2000, que estabelece limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, regulamenta que um agente econômico não poderá deter participação na capacidade instalada do sistema elétrico:

- (i) nacional em 20%,
- (ii) das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste em 25% e,
- (iii) Norte e Nordeste superiores em 35%

Define como agente econômico, qualquer empresa do setor, bem como as pessoas jurídicas ou físicas que, direta ou indiretamente, participam de seu capital como acionistas, no caso de sociedades anônimas, ou como quotistas, no caso de sociedades limitadas.

A resolução n. 486/2002, regulamenta o estabelecido na Resolução CNPE n° 7/2002, no que se refere aos limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, por meio de alteração de dispositivos da Resolução ANEEL n° 278, de 19 de julho de 2000.

O objetivo expresso na lei é manter a desintegração vertical da atividade de eletricidade, evitando a posição monopolista, como posição dominante de mercado em cada um dos setores de atividade.

Neste decreto se estabeleceu as condições que se deve cumprir para evitar posição dominante de mercado, nos diferentes setores de atividade elétrica.

Com a lei se estabeleceu que concentrações do tipo vertical e horizontal que se produzam nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica se sujeitariam a um procedimento de autorização prévia e regulamentação, com o objetivo de evitar atos de concentração que tenham por efeito, diminuir, prejudicar ou impedir a competência e a livre concorrência no mercado de eletricidade.

Desta forma a desverticalização das funções de distribuição e comercialização de todas as empresas de Distribuição e Comercialização (exceto às de pequenos sistemas isolados) através de separação contábil foi realizada, por meio das recomendações quanto sua

regulação pelo estudo elaborado pela empresa "Coopers & Lybrand" em 1996 onde, recomendou que a regulamentação reconhecesse quatro atividades distintas:

- (a) <u>geração</u>: recomendamos que a geração, ou a produção em grosso de energia elétrica, seja tratada como uma atividade industrial, ainda que empregue um bem público como são os recursos hídricos. A geração inclui auto-produção e co-geração;
- (b) <u>transmissão</u>: o transporte em grosso a níveis de tensão de 230 kV ou superiores, dos geradores para os sistemas de distribuição de tensão inferior;
- (c) <u>distribuição</u>: o transporte local de energia elétrica em redes com tensões inferiores a 230 kV (inclusive o que é por vezes chamado de sub-transmissão) do ponto de saída do sistema de transmissão aos consumidores finais; e
- (d) <u>comercialização</u>: a compra no atacado de energia gerada e serviços de transmissão e distribuição, bem como sua revenda aos consumidores finais, incluindo as atividades correlatas de faturamento, cobrança e gerenciamento de reclamações.

A busca de competição no setor de energia, de um lado estaria entrando em contradição com os acontecimentos empresariais que impõem o processo de globalização em marcha e de outro, tudo parece indicar que a integração vertical da indústria é um fator importante na busca da rentabilidade, sobretudo nos mercado pequenos.

Por um lado se observa uma série de contradições entre o espírito das reformas elétricas, de propiciar competição, evitar a concentração da indústria e a dinâmica do mercado cuja magnitude em alguns casos justifique as estratégias de concentração das empresas.

3.1.2 Ambiente de Contratação: Regulado e Livre

Os mecanismos e formas de comercialização de energia estão divididos em dois ambientes:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): destinado ao atendimento de consumidores cativos por meio das distribuidoras, sendo estas supridas por geradores estatais ou independentes que vendem energia em leilões públicos anuais e;
- Ambiente de Contratação Livre (ACL): destinado ao atendimento de consumidores livres por meio de contratos bilaterais firmados com produtores independentes de energia, agentes

comercializadores ou geradores estatais. Estes últimos só podem fazer suas ofertas por meio de leilões públicos.

O mecanismo de contratação de energia via ambiente de contratação livre dar-se-á pela formalização de contrato bilateral entre as partes, mediante prévio acordo entre seus representantes, via fórum específico, com apresentação de garantias firmes sendo diferente do ambiente regulado onde seus preços são formados através da tarifa pelo melhor preço, em leilão específico ("leilão passivo"), contratados nos períodos de A-5 (cinco anos antes), A-3(Três anos antes) e A-1(Um ano antes) da data de entrega da energia futura.



FIGURA 17: Ambiente de Contratação Regulado e Ambiente de Contratação Livre

Fonte: CCEE, 2008

Conforme SAUER & AUGUSTO (2007) [...] Esse modelo híbrido, simultaneamente estatal e liberal, inédito no mundo, foi à maneira encontrada pelo governo atual para dar vazão à sua ideologia de planejamento centralizado e controle estatal, ao mesmo tempo em que respeitava as regras e contratos estabelecidos no modelo do governo anterior, inspirado no modelo liberal inglês.

3.1.2.1 Ambiente de Contratação Livre – ACL

O Decreto no 62.724, de 17 de maio de 1998, passa a vigorar com as seguintes alterações no "Art. 9" do § 2 onde define que a ANEEL deverá regulamentar a substituição dos atuais contratos de fornecimento de energia das concessionárias ou permissionárias de serviço público de energia elétrica com consumidores do Grupo "A" por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e de compra de energia, mas só a partir da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, passou a ser implantado.

A Lei 9.648 estabeleceu que os consumidores livres, nos termos do artigo 15 da Lei 9.074/95, poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias regionais, assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

Art. 15 - Respeitados os contratos de fornecimento de vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica;

Parágrafo 1º - Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias regionais.

Parágrafo 2º - Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

Parágrafo 3º - Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

Parágrafo 4º - Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contados a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

Parágrafo 5º - O exercício de opção pelo consumidor faculta o concessionário e o autorizado rever, na mesma proporção, seus contratos e previsões de compra de energia elétrica junto às suas supridoras.

Parágrafo 6° - É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livres acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

Parágrafo 7º - As tarifas das concessionárias, envolvidas na opção do consumidor, poderão ser revisadas para mais ou para menos, quando a perda ou o ganho do mercado alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Art. 16 - É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

A Lei 9.648/98 introduziu incentivos a comercialização da energia produzida por PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), através dos artigos 12, 15 e 16 da Lei 9.074 de 1995, que têm a seguinte redação:

Art. 12 - A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

I - concessionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16;

III - consumidores industriais de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contados da respectiva solicitação.

Entretanto as leis 9.074 e 9.427 dividiram os consumidores em cliente livre que é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos Art. 15 e 16 da Lei 9.074 de 07/jul/95 (art. 1°., Parágrafo 2°., Inciso X) e cliente potencialmente livre sendo aquele que não tenha exercido a opção de compra, a despeito de cumprir as condições... (art. 1°, Parágrafo 2°, Inciso X) e XI.

Considera para os consumidores, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, mais que 3 MW e para os consumidores, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horo-sazonal, mais que 0,5W para clientes por fonte alternativa de energia.

Regulação	Tipo de Consumidores Demanda; Nível de Tensão	Fonte	
Lei 9.074/96;	≥ ₃ MW ; ≥69 kV	Convencional	
Lei 9.648/98 Res. 264/98; Res. 281/99; Lei 10.438/02	≥3 MW ; qualquer tensão conectada após 08/07/95	Convencional	
	≥0,5 MW	Fonte Alternativa	
Lei 10.762/2003 Res. 77/2004 Dec. 5.163/05 Res. 166/05	Groups of Costumers ≥o,5 MW	Fonte Alternativa	

FIGURA 18: Clientes Livres: Regulação, Tipo de Consumidor, Demanda, Nível de Tensão, Fonte

Fonte: Elaboração Própria

Já existe mais de 800 consumidores livres no Brasil, a maioria deles de grande e médio porte, pertencentes ao setor industrial e somam mais de 26% do consumo nacional [...] A existência de um Ambiente de Contratação Livre permite a interação adequada e competitiva entre consumidores livres e fornecedores de energia. [...] (SAUER e AUGUSTO, 2007).

3.1.2.2 TUSD e o uso do Fio

Através do art. 84, inciso IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; no art. 9º, do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, com as alterações do Decreto nº 4.413, de 7 de outubro de 2002; na Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e considerando as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, nas Resoluções nºs 5, 6 e 7, de 21 de agosto de 2002; 12, de 17 de setembro de 2002, e 13 e 14, de 22 de novembro de 2002, os valores das tarifas de energia, que poderão ser estabelecidas na forma monômia ou binômia de acordo com a modalidade de fornecimento, para os contratos de compra de energia elétrica celebrados pelos consumidores com concessionária ou permissionária de distribuição, serão estabelecidas, até a data contratual dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias, a partir da composição das seguintes parcelas:

Decreta que os consumidores do Grupo "A", das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica deverão celebrar

contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica, nos termos e condições firmados no art. 9°, do Decreto n° 62.724, de 17 de maio de 1968, com as alterações do Decreto n° 4.413, de 7 de outubro de 2002

O Art. 9°, da Resolução n. 666/2002, estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica devem informar, até o dia 31 de dezembro de 2003, na fatura de energia elétrica dos consumidores do Grupo B, a parcela correspondente à energia elétrica das tarifas de fornecimento e a parcela correspondente ao uso dos sistemas de distribuição.

Através da resolução 166/95 que estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE), destaca os mecanismos de composição destas tarifas de distribuição, que passou a vigorar nos reajustes/revisões a partir de 1º de novembro de 2005.

A Resolução tem basicamente por objetivo a formalização de procedimentos já utilizados pela ANEEL para o reajuste e cálculo dos componentes da tarifa, o reagrupamento dos custos da tarifa a fim de aperfeiçoá-la e adaptá-la à legislação atual e o detalhar sua metodologia de aplicação e faturamento e determina as informações constantes nas contas dos consumidores.

A segunda frente foi a separação das antigas tarifas de fornecimento em Tarifas de Uso (TUSD e TUST) e Tarifas de Energia (TE), no caso de consumidores cativos, e em Tarifas de Uso e Preços de Energia, no caso de consumidores livres. Desta forma, o consumidor de energia pode ter uma noção mais precisa dos respectivos valores pagos pelos serviços do sistema e pela energia efetivamente comprada.

O agrupamento das tarifas foi determinado como segue:

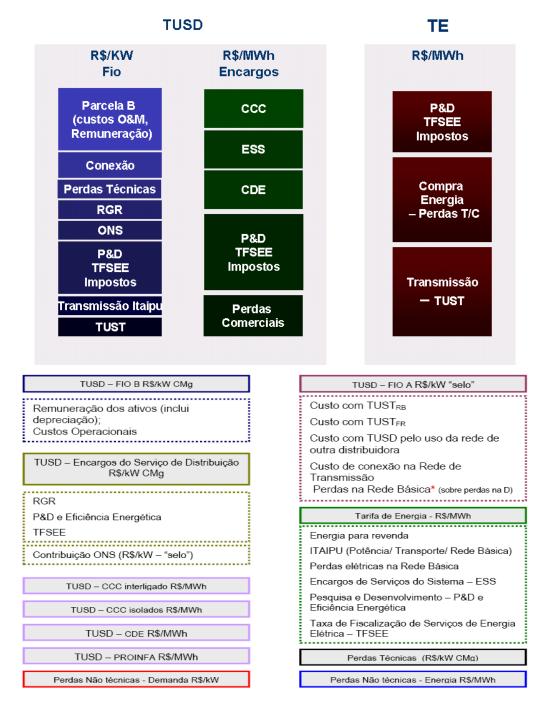


FIGURA 19: Tarifa do Uso do Fio - TUSD e TE

Fonte: ANEEL - Resolução no. 166/2005

3.1.2.3 Saída de Clientes Potencialmente Livres

A Resolução ANEEL n° 77/2004 veio atender um grande anseio dos consumidores especiais e dos proprietários de fontes renováveis, regulamentando o desconto de 50% da TUSD, amparada pelas seguintes Leis e Decretos:

- Lei n.º 9.074/95
- Lei n.º 9.648/98, regulamentada pelo Decreto n.º 2.655/98 e pela Res. ANEEL n.º 281/99
- Decreto n.º 4.56/02, regulamentado pela Res. ANNEL n.º 52/03
- Decreto n.º 5.163 de 30/07/04

A competição por melhores preços nestes dois ambientes será crescente, sendo sua análise segmentada por nível de tensão necessária com algumas considerações a fazer:

- ✓ A migração de consumidores especiais seria difícil caso não existisse o desconto da TUSD;
- ✓ A migração é um pouco mais atraente para aqueles consumidores com demanda flat (mesmo valores nos horários de ponta e fora de ponta), e que, conseqüentemente, apresentam maiores custos de demanda, principalmente os clientes de alta tensão (A2);
- ✓ O subgrupo AS, é também o menos representativo em termos de volumes, além de incluir muitos consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW e, portanto, não qualificados para serem atendidos no mercado livre.
- ✓ Os subgrupos A4 e A3a são aqueles que resultam em maiores margens de lucro, e conseqüentemente maior cobiça pelos geradores e comercializadores para migrar ao mercado livre e deixar o mercado regulado de energia.

Com o aumento de preço da energia convencional devido ao realinhamento tarifário e a o termino do subsídio cruzado imposto pelo atual modelo, os clientes livres passaram a buscar a contratação de energia via fonte renovável, aumentando a competição por este tipo de fonte, cuja disponibilidade ainda é insuficiente para atender toda a demanda nacional e

pelo incentivo dado através do desconto de 50% sobre a tarifa do uso do fio – TUSD paga as distribuidoras.

O mercado potencialmente livre por fonte renovável possui grande quantidade de clientes que podem reduzir seus preços em relação ao mercado cativo, mais do que 10%, e conseqüentemente grande probabilidade de saída a este mercado.

A oferta de energia alternativa no Brasil apresenta constante crescimento. Todavia, esta oferta deverá ser direcionada preferencialmente as distribuidoras com tarifas mais elevadas, uma comercializadora e ou produtor independente focará seus esforços comerciais nas concessionárias com tarifa de energia cativa maior. A redução da RTE (Revisão Tarifária Extraordinária) em 2009 devido ao racionamento será um fator de perda de atratividade de migração para mercado livre. É provável o aumento de oferta de fonte alternativa através de biomassa a partir de 2009.

Com base nestes dados, é possível que ocorra migrações via fonte renováveis em 2008 e 2009, entretanto estas estão diretamente associadas às variações de preços de curto prazo e as estratégias para contratação desta energia.

- ✓ Consumidores potencialmente livres, conforme estabelecido nos arts. 15 e 16 da Lei nº. 9.074, de 1995, com nova redação dada pela Lei 10.848 de 2004;
- ✓ Consumidores passíveis de migração ao Ambiente de Contratação Livre ACL por meio de fontes alternativas, conforme art. 48 do Decreto nº. 5.163, de 2004, e Resolução Normativa nº. 247, de 2006.

No caso de saída, retorno, desistência de retorno, ou desistência de saída do consumidor ao mercado livre, deverá ser assegurada à neutralidade da compra de energia das distribuidoras por meio de alívio de penalidade ou repasse para as tarifas de fornecimento, em casos de subcontratação ou sobrecontratação respectivamente no caso das distribuidoras de energia. (CYRINO, 2005)

3.1.2.4 O Estudo da Vulnerabilidade do Mercado Livre e Comercializadoras diante a Alta de Preços no Mercado de Curto Prazo

Quais os fatores que podem influenciar a saída de clientes ao mercado livre e também o retorno destes clientes ao mercado cativo das distribuidoras de energia elétrica?

Após o período do racionamento, o Balanço Elétrico Nacional que passara por uma profunda crise energética devido à falta de investimentos, conforme observado por (Strazzi, 1997), à medida que o tempo aumenta ocorre valores menores de tarifas e investimentos, sinalizando desta forma investimentos inferiores aos necessários para fazer frente ao aumento do consumo de eletricidade, situação delicada e de difícil solução que foram verificados até o desencadear da crise em 2001 e seus reflexos embasados no estudo técnico elaborado por SAUER, 2001 sobre suas causas e as responsabilidades. Em período pós-racionamento, a crise gerada de outrora representou alívio à capacidade do Sistema Elétrico Nacional, reflexo das medidas de eficiência de energia elétrica adotada pelos consumidores, com drástica redução do consumo do país retornando apenas em 2004 a valores superiores de consumo ao ano que antecede ao racionamento. Em regiões como a Região Metropolitana de São Paulo seu impacto ainda é maior retornando seu consumo apenas no final do ano de 2005.

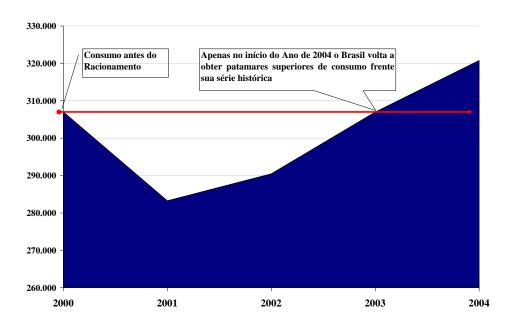


FIGURA 20: Brasil: Consumo de Energia Elétrica em GWh

Fonte: Elaboração Própria, a partir de EPE - Mercado 2006 – 2015 - Sinopse.

Com a oferta maior que a demanda por energia elétrica para o período pósracionamento, os preços de curto prazo para comercialização de volumes de energia
(Mercado SPOT), denominado pelo novo modelo como PLD - Preços das Liquidações e das
Diferenças mantiveram-se baixos até final de 2007, propiciando oportunidades de altos
ganhos com a redução de seu custo por eletricidade por parte de grandes industriais, fator
este que fez com que grande parte destes clientes potencialmente livres migrassem ao ACL Ambiente de Contratação Livre ao invés de permanecerem em ambiente regulado. (Lei 5.193
-2004)

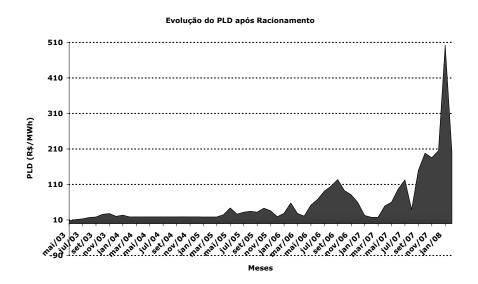


FIGURA 21: Evolução do PLD após o Racionamento

Fonte: Elaboração Própria, a partir do Banco de Dados CCEE – 2008.

Ao final de 2007, o PLD – Preços das Liquidações e das Diferenças, ultrapassou os R\$ 200,00 por R\$/MWh e em janeiro de 2008 bateu seu teto de preço a R\$ 579,00/MWh, reflexo do estrangulamento entre a oferta e demanda sendo a indisponibilidade do gás em 2007 um dos principais componentes, ocasionando o não despacho de usinas térmicas e conseqüente redução dos níveis de reservatórios e aumento de preços principalmente na região sudeste, conforme destacado em relatório PSR de janeiro deste mesmo ano.

Tal elevação de preços provocou cautela por parte de clientes potencialmente livres quanto a sua migração a este mercado, bem como diversos clientes já livres manifestaram

seus interesses a diversas distribuidoras de energia do país em solicitar seu regresso ao mercado cativo, obviamente atendendo aos prazos estipulados.

Cabe aqui a seguinte questão: Quais as estratégias para os cenários de migração de clientes livres e sua contratação de energia?

Para análise desta questão considerações são importantes quanto os preços atuais de compra de energia, o impacto da composição hídrica e térmica dentro da matriz nacional, a questão do suprimento futuro de combustíveis para usinas térmicas e a recontratação da energia existente que interferem direta e indiretamente na formação de preço e na tarifa de energia elétrica cobrada do consumidor.

Para representar o perfil de contratação a nível nacional e melhor quantificar os cenários futuros de preços de energia que afetam diretamente a migração ou não do cliente livre, foi obtido os resultados de todos os leilões já realizados no âmbito de contratação regulado (leilões de energia nova e energia existente), a compra de energia proveniente de Itaipu, Proinfra e contratos bilaterais (entre partes) firmados até 2008.

Assim com os valores em MW médios obtidos a nível Brasil foi possível projetar a oferta e demanda da matriz energética nacional considerando as seguintes premissas:

- ➤ Foi considerado crescimento de 2008 sobre 2007 previsto do PIB de 5,1% (P.D.E.E. 2008-2012) posição Agosto 2008/CNI. Tal resultado será impulsionado pela ampliação da demanda interna que garantirá o desempenho da economia brasileira, que só deverá sentir os efeitos da crise financeira internacional a partir do próximo ano.
- A previsão do PIB para 2009 é de um crescimento mais modesto, da ordem de 3,5%, segundo o Informe Conjuntural da CNI (Confederação Nacional da Indústria). Entretanto as expectativas de mercado ficam ao redor de 2,0% a 3,0% para 2009.
- ➤ Conforme o Fundo Monetário Internacional FMI, o PIB Americano não passa de 0,1% em 2009, onde o estudo aponta que a não renovação das linhas externas de financiamento, em especial o crédito para exportação, poderá gerar dificuldades para as empresas.

Considerando as expectativas acima e objetivando elaborar simulações que possam melhor ilustrar a expectativa da oferta por eletricidade, foram elaborados cenários de projeção que melhor refletem o desenrolar da economia Brasileira.

Para tanto e objetivando manter a coerência com a previsão nacional, utilizou-se das projeções da própria EPE para 2008 – 2018 do Plano Decenal de Energia Elétrica que já considera o efeito da elasticidade entre o PIB e o consumo de eletricidade, comentados anteriormente em capítulo 1.

Além dos três cenários de referência oferecidos pela EPE e no intuito de melhor refletir os possíveis impactos de uma crise internacional, mais um cenário foi criado e adicionado a este estudo. Este cenário considera os possíveis efeitos de uma crise internacional, através da redução das expectativas de crescimento do PIB, que demonstram valores de PIB na ordem de 3,5% para 2009, 3,75% em 2010 e 4,0% para os anos seguintes, resultando nas seguintes taxas de crescimento do consumo.

Crescimento de Mercado - GWh					
4	EPE - Alto	EPE - Referência	EPE - Baixo	Utilizado	
2007	5,4%	5,1%	4,1%	5,4%	
2008	5,4%	5,1%	4,1%	4,7%	
2009	5,4%	5,1%	4,1%	4,6%	
2010	5,4%	5,0%	4,0%	4,6%	
2011	6,1%	5,0%	4,0%	4,6%	
2012	6,1%	5,0%	4,0%	4,6%	
2013	6,1%	5,0%	4,0%	4,6%	
2014	6,1%	5,0%	4,0%	4,6%	
2015	6,1%	5,0%	4,0%	4,6%	
2016	6,1%	5,0%	4,0%	4,6%	

FIGURA 22: Crescimento de Mercado em GWh

Fonte: EPE –PDEE 2008 -2018, cenário utilizado: premissas próprias

Diante as incertezas com relação ao comportamento econômico nacional, tais cenários de projeção da oferta fornecem cenários prováveis de crescimento do consumo, que impactam diretamente a demanda por eletricidade do País.

Antes de abordar os resultados das projeções, é importante observar a composição da energia comprada para revenda em 2008. Embora já realizados 7 leilões de contratação de energia nova até agora, tais volumes adquiridos de energia só iram compor o balanço energético nacional nos próximos anos, como observado a seguir:

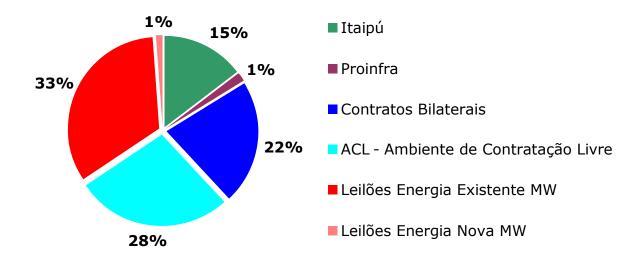


FIGURA 23: Energia Comprada pelas Distribuidoras para Revenda 2008

Fonte: Elaboração Própria através de dados da ANEEL

Em 2008, apenas 1% da energia comprada das distribuidoras é oriunda de leilões de energia nova, sendo seus contratos em sua maioria oriundos de fontes hídricas, com exceção dos bilaterais e livres que possuem em sua composição tanto fontes hídricas como térmicas. O volume já contratado deste 1% de energia oriunda de Leilões de Energia Nova para 2008, já representam nos dias de hoje cerca de 20 a 25% da composição futura da matriz energética nacional.

Desta forma, a análise sobre a utilização dos recursos hídricos em seu potencial, a implementação de grandes obras e a relação entre usinas hídrico e térmicas dentro da matriz energética é crucial para uma melhor compreensão da formação dos preços de energia.

Em 2008, considerando apenas os Leilões de Energia Existente e Energia Nova já realizados até agora, no mínimo cerca de 30% do volume de energia comercializada em leilões será oriunda de usinas térmicas em 2016, saindo dos atuais 3,6% para este ano.

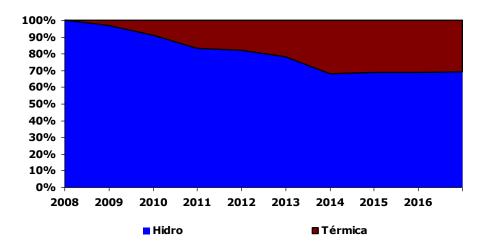


FIGURA 24: Energia Comprada para Revenda 2008 - Participação Hídrica e Térmica

Fonte: Elaboração Própria através de dados da ANEEL

Esta forte exposição à entrada de usinas térmicas é influenciada pelo estrangulamento entre a oferta e demanda, pelas dificuldades de viabilização de grandes obras para os próximos anos, onde embora as usinas térmicas devam ser vistas como complemento as usinas hídricas para a segurança das hidrologias desfavoráveis e para flexibilidade operativa que aumenta a competitividade da usina térmica, seu despacho em excesso contribui para um desequilíbrio na formação de preços e preponderância de combustíveis fósseis em nossa matriz, uma vez que dependem do custo operativo variável (CVU) e geração mínima.

Devido à escassez de opções hidrelétricas até 2013, [...] uma maior participação térmica nos leilões A-3 e A-5 foi verificada sendo em sua maioria usinas a óleo que representam uma energia firme contratada de 5.200 MW equivalentes a soma de duas usinas do rio Madeira + Angra 3. (PSR, ENASE 2008)

É importante aqui lembrar que a composição dos preços oriundos de usinas termoelétricas é definida pelo Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica e, conseqüentemente, como critério de contratação do respectivo leilão de energia nova, na modalidade disponibilidade de energia elétrica.

O Contrato no CCEAR pode ter as seguintes modalidades conforme Decreto 5.163 de 2005 (art. 28):

"I – Quantidade de Energia Elétrica: São contratos análogos aos antigos Contratos Iniciais, ou aos anteriormente denominados Contratos Bilaterais de Energia, os quais devem prever que o ponto de entrega da energia será o centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração e que os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos agentes vendedores.

II – Disponibilidade de Energia Elétrica

Trata-se de uma nova modalidade de contrato de energia elétrica (MWh) onde os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

Em outras palavras, pode-se dizer que nos contratos de quantidade os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos agentes geradores, ao passo que nos contratos de disponibilidade os riscos decorrentes da variação da produção com relação à sua Garantia Física são alocados aos agentes distribuidores e repassados aos consumidores regulados.

Onde a formação de seu calculo é dada a seguir:

ICB (R\$/MWh) = (CF + COP + CEC) (R\$/Ano) / GF (MWmédio)

Custos Fixos = RF: Receita Fixa = Oferta do investidor no leilão, representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento.

COP: Custo de Operação

CEC: Compra e Venda no CCEE

GF: Garantia Física

A parcela Custo Variável de Operação – COP (em R\$/ano) é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível "take or pay") e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos custos marginais de operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

Desta forma, os parâmetros COP e CEC são fundamentais para se estimar o custo, para o consumidor, das diferentes fontes térmicas afetando diretamente a formação de preços de energia elétrica.

Diversos fatores dentre eles a curva de aversão a risco, não estão refletidos neste custo, bem como, o Encargo de Serviços de Sistemas - ESS que impactam ainda mais na formação do preço de compra de energia. Desta forma, novas regras precisam ser traçadas, onde o impacto adicional do novo critério de suprimento e das novas medidas de segurança operativa nestes preços podem ser expressiva.

Além das questões sobre a composição hidro/térmica nacional, estão para vencer as concessões de 17 hidrelétricas, que totalizam 16,7 mil MWmédios, de 73 mil quilômetros de linhas de transmissão e de 37 distribuidoras onde todas deverão ser pela legislação atual, devolvidas à União entre 2014 e 2016, afetando diretamente na viabilidade de novos empreendimentos e contratação de energia elétrica representando cerca de 45% da energia contratada no ACR.(Ambiente de Contratação Regulado)

Devido a incertezas criadas quanto à renovação destas concessões e para qual mercado de energia (ACL ou ACR) esta energia será direcionada e por qual mecanismo esta energia será comercializada, sem dúvidas, seus critérios de comercialização para os próximos anos afetaram os contratos de energia e poderão desestimular investimentos.

Vis a vis, a possibilidade de preços menores no futuro com a entrada de usinas hídricas estruturantes, alguns geradores podem pré vender sua energia no ACL, onde sendo assim não haverá capacidade disponível para contratar os contratos existentes. A renovação antecipada dos contratos de energia existente está sendo estudada através de contribuições de entidades como ABRADE, ABRACE ao MME, bem como, durações diferentes nos contratos para evitar grandes contratações de energia no futuro.

Na análise sobre o estudo da oferta e demanda sobre as questões relativas ao suprimento de combustíveis verificou-se que embora existisse capacidade instalada para atender a demanda por eletricidade ao longo de 2007 e 2008, a vulnerabilidade nacional em relação ao fornecimento do gás natural foi constatada, gerando o despacho de térmicas fora da ordem de mérito e volatilidade nos preços de curto prazo.

Ocasionada pelo agravamento da crise energética na Argentina e sua interrupção da exportação de energia ao Brasil, desde 2004 cerca de 2.300 MW não foram enviados ao Brasil, que somados as interrupções de fornecimento da Bolívia e pelo crescimento exponencial da demanda pelo gás natural devido ao estímulo governamental após racionamento, medidas emergenciais, tais como, antecipação do cronograma de algumas térmicas, a possibilidade de interromper o suprimento do setor de gás (veículos, indústria

etc.) para aumentar a geração das termelétricas e o acionamento de todas as usinas termelétricas do país, incluindo termelétricas a diesel e a óleo foi efetuado, sendo seu impacto financeiro expressivo.

Isso faz com que o acompanhamento sobre o despacho de combustível seja necessário afim de não vir a comprometer o esvaziamento dos níveis de reservatório e especulações sobre os preços de curto prazo.

Devido às premissas quanto aos cenários de crescimento de mercado já apresentada, preços futuros de energia e o volume a recontratar sobre a energia existente, foram criados 36 cenários de projeção da compra de energia para cada ano para melhor demonstrar o comportamento dos preços de energia elétrica em âmbito nacional, sendo seus valores tratados a valores constantes, na data base deste estudo.

A seguir as principais premissas na formação dos cenários de preço a nível nacional, foram adotadas:

Para as energias oriundas de Itaipu e Proinfa os valores definidos em resoluções normativas para este ano foram adotados como premissa.

Para a projeção de clientes livres no âmbito brasileiro foi adotada a mesma participação de clientes já livres na data deste estudo, sendo mantida a mesma para os anos seguintes. O valor a ser projetado do preço desta energia foi definido com sendo de R\$ 141,00 por MWh .

Para os preços praticados no MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits), foram adotadas as expectativas médias do PMO (Preço Mensal de Operação) para os anos futuros.

Para os cenários de recontratação da Energia Existente foi considerado o valor de 110 R\$/MWh, como sendo um valor mais provável, uma vez que já leva em consideração o preço teto estipulado para venda de energia no valor de R\$ 120,00 para as usinas leiloadas de Jirau e Santo Antonio e seus preços efetivos contratados de energia.

Para a descontratação da Energia Existente, considerou-se os percentuais de 4% (Limite Inferior – Lei 5.163), 30% e 100% a descontratar sobre os volumes de energia, oriundos das incertezas quanto a renovação dos contratos de concessão por parte dos geradores entre 2014 e 2016.

Para a contratação futura dos preços de energia, partiu-se da base de preços de 110,00 R\$ /MWh para a recontratação da energia existente, sendo este o preço mínimo de preço para as necessidades futuras de compra de energia em âmbito nacional.

Na formação do preço máximo para os cenários de preço foi considerado o maior valor dos preços nos leilões de energia nova corrigidos até a data pelo IGPM, que totaliza um valor de 150,00 R\$/ MWh.

Para formação do preço mais provável das expectativas de preço para a necessidade de compras futuras de energia, foi considerado o preço médio da carteira nacional existente atualizado até a data deste estudo pelo IGPM e tratados a valores constantes, obtendo o valor de 138 R\$/MWh.

Tais expectativas de preços para compra futura e cenários para descontratação da energia existente permitem tratar em risco suas incertezas de forma a melhor capturar os efeitos futuros sobre o preço de eletricidade, conforme figura abaixo.

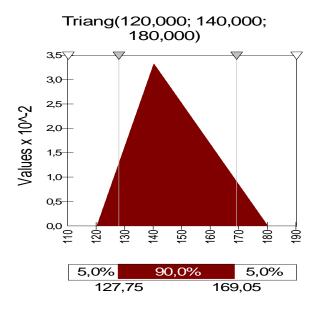


FIGURA 25: Distribuição de Probabilidade: Preço de Energia Futura em R\$/MWh

Fonte: Elaboração Própria – Software At Risk

Ao efetuar as simulações dos cenários de crescimento de mercado, as simulações referentes aos preços futuros e os cenários de percentual de recontratação do volume de energia existente, foi obtido um total de 36 cenários de preços e mercados compostos conforme, abaixo:

4 (SM) x [3 (SP) x 3 (SDescont..)] = 36 simulações ao ano

SM = Simulações de Mercado – Taxas de Crescimento

SP = Simulações de Preço Futuros de Compra de Energia

SDescont. = Simulações de Volume a Descontratar Energia Existente

Com objetivo de verificar a contratação desta demanda por eletricidade e suas oscilações em termos de preços futuros, segue abaixo quadro com destaque da energia elétrica comprada para revenda já considerando todos os leilões realizados ao longo de 2008 e a expectativa do crescimento desta energia para os próximos anos:

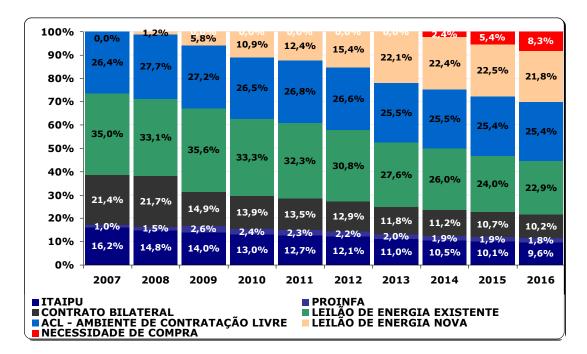


FIGURA 26: Participação da Energia Comprada para Revenda das Distribuidoras

Fonte: Elaboração Própria dados projetados

Para os cenários analisados, o nível de exposição para a contratação de longo prazo varia de 8,3% para uma descontratação de 4% sobre os contratos de energia existente e 26,6% considerando 100% de descontratação desta energia.

O intuito é obter os possíveis efeitos e impactos sobre a recontratação de energia futura e melhor tratá-los em risco para avaliar os cenários de formação de preços a compor a tarifa de energia elétrica.

Com base nas premissas acima estipuladas, foi elaborada projeção "referência" da tarifa comprada para revenda a nível nacional, considerando a descontratação da energia existente ao preço de R\$ 110,00 descontratando 4% a partir de 2013, obtendo tarifa média ao redor R\$ 119,00.

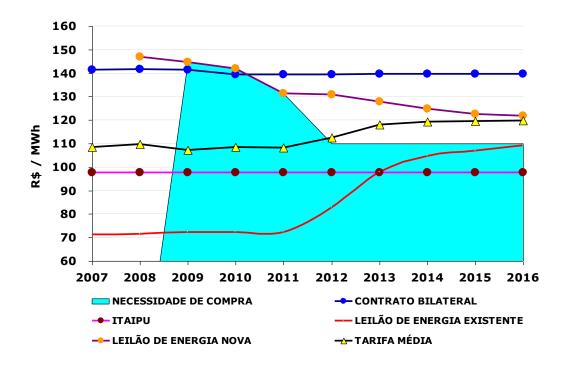


FIGURA 27: Tarifa Média da Energia Comprada para Revenda: Projeção "Referência".

Fonte: Elaboração Própria, dados projetados

Notar que para tal cenário, a descontratação da energia existente é da ordem de 4%. Ao considerar um valor de 30% desta energia e um preço de R\$ 132,00 ante os R\$ 110,00 estipulados para a necessidade de compra futura, a evolução da tarifa comprada para revenda aumenta, conforme a seguir:

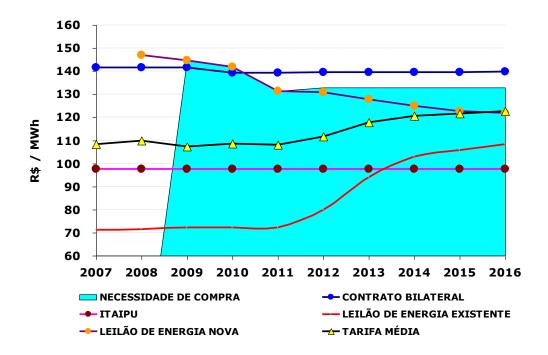


FIGURA 28: Tarifa Média da Energia Comprada para Revenda: Projeção "Intermediária".

Fonte: Elaboração Própria, dados projetados

O preço médio de R\$ 119,00 para o caso "Referência" eleva-se ao redor de R\$ 122,00 para o caso intermediário.

Já o cenário pessimista já considera descontratação de 100% da energia existente ao preço de R\$ 150,00, elevando os preços médios a um patamar de R\$ 130,00.

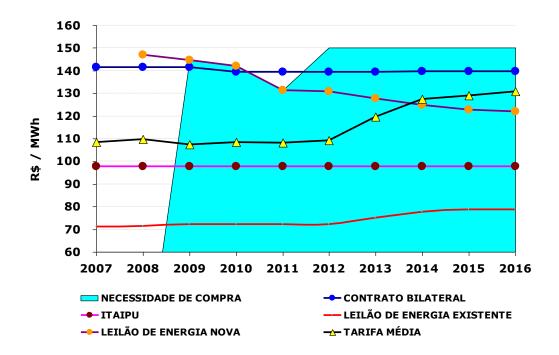


FIGURA 29: Tarifa Média da Energia Comprada para Revenda: Projeção "Pessimista"

Fonte: Elaboração Própria, dados projetados

Uma vez obtido o volume a recontratar de longo prazo e os cenários de preços associados às possíveis alternativas, foi possível projetar a energia comprada para revenda a nível nacional, chegando às seguintes conclusões quanto à migração de clientes livres ao mercado regulado:

- 1 Para os próximos anos o preço da energia elétrica será crescente embora exista iniciativa governamental para a modicidade tarifária⁷;
- 2 A venda da energia por parte dos geradores da parcela destinada ao mercado livre nos novos empreendimentos pode vir a comprometer a formação dos preços quando dos critérios para a recontratação da energia existente, levando a suprir tal contratação com fontes térmicas elevando seu preço;

⁷ O termo "modicidade tarifária" é amplamente utilizado na literatura referente ao setor elétrico e possui o significado de tarifas mais justas/moderadas para os consumidores.

- 3 Com a volatilidade dos preços de curto prazo verificada em 2008, muitos clientes livres devido às incertezas futuras já firmaram contratos para 2009 e 2010;
- 4 Considerando <u>o gargalo</u> entre a oferta e demanda para os próximos anos, a incapacidade de se viabilizar grandes usinas, e as expectativas quanto aos preços abordados, à expectativa é de baixa migração a este mercado para os próximos anos, com ressalva a afirmação seguinte sobre a recessão mundial (5);
- 5 Com a recessão mundial prevista para 2009 e 2010 diminuindo a necessidade por energia, abre-se uma "janela de oportunidade" para aqueles clientes livres que ainda não negociaram seus contratos no curto prazo podendo talvez negociar seus preços a melhores condições aos atuais praticados;
- 6 Com um período recessivo à frente, o preço da energia naturalmente eleva-se devido a seus quesitos estruturantes na formação de sua tarifa, dentre outros custos, a parcela voltada a cota parte de Itaipu e suas atuais discussão em âmbito internacional sobre seus aumentos de preços.
- 7 Tal fato leva a tarifa de fornecimento de energia elétrica das distribuidoras de energia a valores superiores a inflação, como já verificado no início de 2009, com tarifas superiores a mais de 15% comparadas ao ano anterior, reflexo não só dos custos atrelados a energia e transporte, reflexo do aumento da cotação do dólar, mas também pelo aumento dos Encargos dos Serviços Sobre Sistemas (ESS) devido ao despacho térmico fora da ordem de mérito explicado anteriormente. Esse aumento de tarifa regulada ao consumidor final tornar novamente os estudos ao mercado livre atrativos com possibilidade de ganhos na gestão de seus contratos no mercado livre ao invés do regulado.
- 8 Sendo o potencial mercado livre superior a 36% para o longo prazo contra os 27% atuais, a falta de clareza quanto a tais regras, as questões relacionadas ao suprimento do combustível e o gargalo entre a oferta e demanda, inibem a migração do cliente potencial livre a este mercado para o longo prazo e a redução dos limites impostos para este tipo de comercialização de energia, dificulta a competitividade por energia;
- 9 Sobre a energia comprada para revenda, incidem os encargos do transporte de energia e outras despesas, a fim de garantir a segurança nacional no abastecimento de energia, onerando o preço desta energia ao consumidor final.

10 – Fica aqui um incentivo ao mercado de derivativos de energia de forma a equilibrar o mercado de energia favorecendo a competição e a equidade tarifária.

4 Composição das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica.

Este capítulo destaca a relevância do sistema tarifária de distribuição de energia e suas características, tanto pelos concessionários como pelos consumidores e os procedimentos necessários para o faturamento de energia elétrica.

4.1 Características dos Sistemas Tarifários

O sistema tarifário brasileiro em vigor atualmente foi estabelecido a partir de 1993 pela Lei nº 8.631 e o Decreto nº 774, que a regulamentou, estabeleceu a desequalização tarifária e a extinção da remuneração legal mínima de 10% sobre o investimento, vigente desde o Código de Águas, de 1934, fixando, a partir de então, o regime tarifário vigente, comentado no capítulo anterior.

A Portaria DNAEE n.º 466 de 12/11/97, explicita o pedido de fornecimento de energia elétrica, as disposições relativas às condições gerais de fornecimento a serem observadas na prestação e utilização do serviço público de energia elétrica, tanto pelos concessionários como pelos consumidores, definindo os seguintes procedimentos para:

- ✓ DO PEDIDO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
- ✓ DOS LIMITES DE FORNECIMENTO
- ✓ DO PONTO DE ENTREGA DE ENERGIA
- ✓ DO CONSUMIDOR E DA UNIDADE CONSUMIDORA
- ✓ DA CLASSIFICAÇÃO E CADASTRO
- ✓ DO CONTRATO DE FORNECIMENTO
- ✓ DOS PRAZOS PERTINENTES À LIGAÇÃO
- ✓ DA ALTERAÇÃO DE CARGA
- ✓ DA MEDICÃO
- ✓ DO CALENDÁRIO
- ✓ DA LEITURA E DO FATURAMENTO
- ✓ DAS OPÇÕES DE FATURAMENTO
- ✓ DA CONTA E SEU PAGAMENTO
- ✓ DA SUSPENSÃO DO FORNECIMENTO:

4.1.1 Abertura por Níveis de Tensão

O faturamento é baseado na aplicação de uma tarifação binômia e monômia, composta de duas grandezas: consumo (kWh) e demanda (kW). Para o Grupo A, existem dois modelos de tarifação, denominados deconvencional e horo-sazonal. É subdividido em vários subgrupos, distinguido pelo nível de tensão de fornecimento, apresentando cada um desses, valores definidos de tarifa.

As tarifas de energia elétrica estão divididas em dois grupos por níveis de tensão:

Grupo A: Consumidores com fornecimento de 2,3 a 230 kV (alta tensão), ou inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

- A-1 230 kV ou mais;
- A-2 88 a 138 kV;
- A-3 69 kV;
- A-3a 30 a 44 kV;
- A-4 2,3 a 13,8 kV e
- A.S. * tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir do sistema subterrâneo de distribuição.

A tarifa aplicada neste grupo é a binômia, isto é, constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (alta tensão).

Grupo B: Consumidores com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV.

- B-1 Residencial:
- B-1 Residencial Baixa Renda;
- B-2 Rural;
- B-2 Cooperativa de utilização rural;
- B-2 Serviço público de irrigação;
- B-3 Demais classes;
- B-4 Iluminação Pública.

A tarifa aplicada neste grupo é a monômia, isto é, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica (baixa tensão), é dividida em convencional e

- 83 -

horo-sazonal, no que diz respeito aos componentes de energia e demanda, bem como a

relatividade de preços nos diversos horários.

Tarifa Convencional: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de

energia elétrica e ou demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia

e dos períodos do ano, e aplicada aos consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV

com demanda contratada inferior a 300 kW e que não tenham optado pela tarifa Horo-

sazonal.

Tarifa Horo-Sazonal: A Portaria DNAEE 033 de 11.02.88 define a aplicação de

preços diferenciados de demanda e consumo de acordo com a utilização em determinados

horários do dia e em períodos do ano. O deslocamento da carga para horários de menor

carregamento e consumo para períodos do ano de maior disponibilidade. Os preços

diferenciados permitem ao consumidor gerenciar suas despesas.

Horário de Ponta: Este horário é composto por um período de 3 horas consecutivas

que é adotado entre as 17:00hs e 22:00 hs, incluindo feriados, com exceção aos sábados e

domingos.

Horário de Fora Ponta: Este horário é composto por um período de 21 horas diárias

complementares ao horário de ponta, incluindo os sábados e domingos. Ele se divide em dois

períodos (capacitivo e indutivo) devido à diferença de tipo de carga reativas mais comuns

nestes horários.

Período Capacitivo⁸: 00h30min às 06h30min;

Período Indutivo:

06h30min às 00h30min.

As tarifas horo-sazonais, por sua vez, estão divididas em tarifa THS Azul e THS

Verde. Tais tarifas têm preços diferenciados em relação às horas do dia (ponta e fora de

ponta) e aos períodos do ano (úmido e seco).

<u>Tarifa horo-sazonal Azul</u>: Destinada a consumidores que têm alto fator de carga no

horário de ponta, com capacidade de modulação de carga neste horário. A tarifa azul é

composta por tarifas diferenciadas, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos

do ano.

⁸ Período Capacitivo e Indutivo: O fator de potência é verificado hora a hora, sendo apuradas

energia e demandas reativas excedentes.

Formada por:

Demanda na ponta (seco ou úmido)

Demanda fora da ponta (seco ou úmido)

Consumo na ponta úmido

Consumo fora da ponta úmido

Consumo na ponta seco

Consumo fora da ponta seco

A tarifa azul está disponível a todos os consumidores ligados em alta-tensão, sendo obrigatória à aplicação a todos os consumidores dos níveis A-1, A-2 e A-3, e opcional aos demais níveis.

<u>Tarifa horo-sazonal Verde</u>: Destinada aos consumidores com baixo fator de carga no horário de ponta, com capacidade limitada de modulação neste mesmo horário.

A tarifa verde é composta por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano e por uma única tarifa de demanda de potência em qualquer horário de utilização.

Composta de:

Demanda na ponta e fora (seco ou úmido);

Consumo na ponta úmido;

Consumo fora da ponta úmido;

Consumo na ponta seco; e

Consumo fora da ponta seco.

Observações: Período úmido: dezembro a abril. Período seco: maio a novembro. Horário de ponta: das 18:00 hs. às 21:00 hs (fora do Horário de verão) e das 19:00 hs. às 22:00 hs (durante Horário de verão). Horário fora de ponta: demais horas do dia, finais de semana.

- ✓ Faturamento do Consumo: Fatura-se o valor total de consumo verificado em período aproximado de 30 dias, variando pela eficiência de cada concessionária de distribuição de energia.
- ✓ Faturamento da Demanda: Aplicado ao maior valor entre as seguintes demandas:

- ✓ Demanda Contrata: valor contratado pelo consumidor, correspondente a máxima carga a ser solicitada do sistema, no intervalo de 15 minutos;
- ✓ Demanda Registrada: máximo valor da potência integralizada (média), no intervalo de 15 minutos consecutivos, verificada no período de faturamento;
- ✓ Demanda mínima: Corresponde a 85% da máxima demanda registrada nos últimos 11 meses sendo que a cobrança desse valor se dá por um período de até 11 meses caso seja superior ao valor de contrato e ou à demanda efetivamente registrada.

4.1.2 Horário de Verão versus Horário de Ponta

Considerando a dificuldade de alterar os parâmetros dos equipamentos de medição e controle operacional automático em clientes (bancos de capacitores, controles de geradores, equipamentos de controle de demanda em geral), sempre que o horário de verão é adotado e os relógios normais são antecipados em 1 hora por um período determinado por decretos governamentais, o horário de ponta do sistema elétrico passará a ser das 18h30min horas às 21h30min, alterando, temporariamente, a cláusula do contrato de fornecimento de energia elétrica em vigor e eventual aditamento que tenha sido acordado entre as partes envolvidas.

Neste caso estarão deslocando-se, também, de 60 (sessenta) minutos, os períodos de avaliação das componentes reativa, indutiva e capacitiva, válidas para o cálculo do fator de potência:

- Período Capacitivo: passará a ser das 01h30min às 07h30min.
- Período Indutivo: passará a ser das 07h30min às 01h30min.

Desta forma, o horário de verão além de auxiliar a redução de consumo de energia em iluminação pelo melhor aproveitamento do período em que a luz do Sol está disponível, ele também pode ajudar a diminuir custos para aqueles clientes onde vigoram as tarifas horosazonais (onde o consumo (tarifa azul e verde) e, às vezes, também a demanda (THSAzul) têm custos mais elevados neste período).

Como o expediente de trabalho é até as 18h00min, estes estarão saindo meia hora antes do início do horário de ponta válido durante o período de vigência do horário de verão. Isto permitirá que equipamentos como microcomputadores, iluminação dedicada e mesmo

ar-condicionados possam ser desligados antes das 18h30min, evitando assim que incidam na tarifação mais alta válida das 18h30min até às 21h00min.

4.1.3 Período Seco e Úmido, Enquadramento Tarifário e Ultrapassagem

<u>Período Seco</u>: O período chamado de Período Seco compreende um intervalo de 7 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

<u>Período Úmido</u>: Período de 5 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano e abril do ano seguinte.

O controle da demanda dentro da faixa que envolve a demanda contratada e sua tolerância é crucial para evitar as altas tarifas de ultrapassagem.

<u>Enquadramento Tarifário</u>: o enquadramento se dá com base na legislação; carga instalada, tensão de fornecimento, classe de consumo da unidade e a região onde está localizada. Existe a possibilidade de enquadramento em mais de um sistema de faturamento, de acordo com o subgrupo tarifário, os consumidores do Grupo A poderão fazer a opção tarifária, conforme a seguir:

Descontos para o Grupo A:

(Portaria 105, de 3/4/92): Descontos Especiais para o Grupo A - Rural Irrigação e Cooperativa de Eletrificação Rural Irrigada 70%.

Descontos: Rural 10%, Cooperativa de Eletrificação Rural 50%, Água Esgoto e Saneamento 15%.

<u>Ultrapassagem de Demanda Contratada:</u> É a parcela da demanda que superar o valor da demanda contratada, no caso de Tarifas Horo-Sazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância de que trata a legislação (Portaria DNAEE 033 de 11.02.88). Normalmente é 3 a 3,4 vezes o valor da tarifa normal.

Tolerância de Ultrapassagem

5% subgrupos A1, A2e A3

10% subgrupos A3a, A4e AS e

20% subgrupos A3a, A4e AS cujas demandas contratadas, no segmento fora de ponta, sejam entre 50 e 100 kW.

4.1.4 Fator de Carga

O Fator de Carga é um índice que permite verificar o quanto que a energia elétrica utilizada de forma racional. É a razão entre a demanda média, durante um determinado intervalo de tempo, e a demanda máxima registrada no mesmo período.

O fator de carga varia de 0 a 1, e, quanto maior este índice, mais adequado e racional é o uso da eletricidade.

Fc = Dméd (kW ou kVA) / Dmáx (kW ou kVA)

Ou Fc = kWh / kW * n° Horas

Dentre as práticas que merecem mais atenção no gerenciamento de contas de energia elétrica está a melhoria do fator de carga, que pode simplificadamente ser resumida em conservar o consumo reduzir a demanda ou aumentar o consumo e manter a demanda.

Os programas de conservação de energia focam na combinação otimizada destas alternativas, ou seja, a manutenção da quantidade de produto fabricado pela empresa — manutenção do consumo útil (kWh) - porém com efetiva redução de picos de demanda (kW) deslocando a operação de certas máquinas para outros intervalos de baixo consumo na curva de carga da instalação e na otimização dos sistemas de iluminação e refrigeração do sistema — reduzindo o consumo não operacional ou reativo (kWh ou kvarh)

4.2 O Princípio de Competência e a abertura por Lotes de Faturamento

No Brasil para facilitar os procedimentos de leitura e entrega de contas das distribuidoras de energia e critérios contábeis existentes, o critério de lotes de faturamento foi estabelecido, sendo lote de faturamento uma parcela do número total de consumidores da concessionária. A quantidade de lotes de faturamento varia de distribuidora para distribuidora devido à quantidade de seus consumidores. A Figura 30 que segue apresenta os lotes de faturamento e dias de leitura de cada lote, demonstra tal critério.

Lote	Mês: Dezembro		
Lote	dias	s Leitura	
1	30	1	Sex
2	32	2	Seg
3	32	5/12	Ter
4	32	6/12	Qua
5	30	7/12	Qui
6	30	8/12	Sex
7	31	9/12	Sáb
8	32	11/12	Seg
9	32	12/12	Ter
10	32	13/12	Qua
11	32	14/12	Qui
12	32	15/12	Sex
13	32	16/12	Sáb
14	32	18/12	Seg
15	30	19/12	Ter
16	30	20/12	Qua
17	30	21/12	Qui
18	30	22/12	Sex
19	30	26/12	Ter
20	30	27/12	Qua
Média		31,05	

FIGURA 30: Data de Leitura, Lotes e Dias de Faturamento.

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da AES Eletropaulo

Verifica-se que os relatórios de acompanhamento de leitura variam suas leituras em determinados meses e lotes devido a feriados e dias festivos.

Em relação aos padrões contáveis brasileiros de informar as receitas em conformidade ao calendário civil (Janeiro-Dezembro), o cálculo da receita líquida de fornecimento é ajustado pelo cálculo da renda não faturada, que tem por finalidade auferir as receitas para o período de 30 dias, isto é, o mês integral de faturamento e não como é composto pelos seus dias de leitura.

Abaixo segue a composição por lotes de faturamento e leitura estimada para cada um de seus lotes de faturamento:

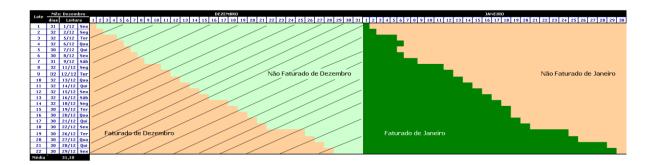


FIGURA 31: Lotes de Faturamento e a Renda Não Faturada

Fonte: Elaboração Própria

Vale ressaltar que a faixa verde clara e a escura representam os dias de leitura do período, que devido a datas distintas de suas leituras, situam-se entre os meses analisados, não refletindo a necessidade contábil brasileira de se auferir a receita referente ao seu mês civil (área rabiscada = "princípio contábil de competência"). Para que seja possível capturar a receita do mês civil, o cálculo da renda não faturada é empregado devido às faturas possuírem distintos dias de faturamento.

A receita não faturada correspondente ao mês em questão, tem por propósito estimar as receitas em caráter contábil para sua alocação para fins de acompanhamento financeiro.

O cálculo da renda não faturado, desta forma é apresentado como:

Receita Não Faturada Líquida = Receita não faturada no mês anterior - Não Faturado do Mês

(*) Para o cálculo da receita não faturada é utilizada a receita líquida aberta por nível de tensão (AT, MT, BT) e seus respectivos dias não faturados do mês.

Com a evolução no tratamento e controle de seus bancos de dados, as empresas de distribuição estão deixando de proceder tal cálculo sobre o lote de faturamento e efetuando-o via sistema cliente a cliente, melhorando ainda mais a qualidade de suas informações contábeis / financeiras e a previsibilidade de suas receitas.

4.3 Cálculo por dentro do ICMS

Como as concessionárias de distribuição de energia elétrica são meras repassadoras da energia de sua origem (geração) ao consumo final e é sobre este o fato gerador do imposto. Não é ônus da atividade de distribuição elétrica arcar com o pagamento do ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias – ICMS).

Como pela legislação brasileira as distribuidoras de energia elétrica são responsáveis pelo recolhimento do referido imposto frente a seus consumidores, a concessionária aplica o cálculo por dentro de ICMS, demonstrado em fórmula abaixo, a fim de equalizar as distorções em seus demonstrativos de resultados, uma vez que o cálculo do imposto de renda e contribuição social é calculado sobre a receita bruta da sociedade, vindo à distribuidora arcar com o ônus do referido recolhimento de forma indireta através do recolhimento de seus tributos.

O Cálculo do ICMS nas distribuidoras de energia elétrica					
CÁLCULO DO ICMS	CÁLCULO DO ICMS ALÍQUOTA				
	Residencial até 50 KWh	isento			
ICMS = F. $\left\{ \left[\frac{1}{1-Y} \right] - 1 \right\}$	Residencial de 51 à 200 KWh	12%			
	Residencial acima de 200 KWh	25%			
\\ \L_1.x\\ \\ \	Rural (com nº da inscrição da Secretaria da Fazenda)	isento			
	Rural (sem nº da inscrição da Secretaria da Fazenda)	18%			
Onde: F = Fornecimento	Tração Elétrica	12%			
X = Alíquota referente a classe	Demais Classes	18%			
do consumidor					

FIGURA 32: O Cálculo do ICMS nas Distribuidoras de Energia Elétrica

Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados ANEEL, 2008.

Se o faturamento total de energia elétrica fosse de R\$ 100 reais e se aplicasse a alíquota de 25% para a classe residencial acima de R\$ 200 KWh, dever-se-ia efetuar o pagamento de R\$ 125,00, entretanto devido ao cálculo e explicação acima demonstrados o consumidor final efetua seu pagamento no valor de R\$ 133,00 pela energia utilizada.

4.4 Realinhamento Tarifário e Equalização das Tarifas

Na estrutura tarifária vigente no Brasil estão refletidas não apenas as diferenças de custos de prestação de serviços entre consumidores, mas também subsídios implícitos entre as classes de consumidores (por exemplo, entre consumidores de baixa e alta tensão) e

subsídios evidentes associados a aspectos sociais e distributivos (por exemplo, tarifa para a classe residencial baixa renda).

A reestruturação tarifária foi um dos temas mais discutidos no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Energético, criado pela Resolução n.o 18 de 2001, sendo que as propostas contam do relatório de Progresso e resultam nos seguintes atos legais:

Medida Provisória no. 64 de 2002, Resolução CNPE no. 12 de 2002; Decreto no.
 4.413 de 2002, Resolução ANEEL no. 665, 666, 667 de 2002, Lei no. 10.604 de 2002,
 Decreto no. 4562 de 2002 e decreto no. 4.667 de 2003.

Os referidos atos legais definem uma adequação na política tarifária, com vistas a estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e capazes de induzir à utilização mais eficiente de energia elétrica.

Com o objetivo de reduzir as distorções existentes nas tarifas de distribuição em virtude de políticas passadas e diversos momentos econômicos do país e a ineficiência do monopólio, o Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. § 2 Os valores das tarifas de energia, que poderão ser estabelecidas na forma monômia ou binômia de acordo com a modalidade de fornecimento, para os contratos de compra de energia elétrica celebrados pelos consumidores com concessionária ou permissionária de distribuição, serão estabelecidas, até a data contratual dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias, a partir da composição das seguintes parcelas:

I - Parcela I, com peso de 90%, 75%, 50%, 25% e 0% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, respectivamente: tarifa de energia calculada com base na tarifa de fornecimento da estrutura tarifária atual, descontados os correspondentes custos de conexão e de uso do sistema de transmissão ou de distribuição; e

II - Parcela II, com peso de 10%, 25%, 50%, 75% e 100% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, respectivamente: tarifa de energia calculada com base no custo da energia disponível para venda, acrescido do custo de comercialização, e, onde couber, de encargos setoriais e tributos.

§ 3 A metodologia de implantação da estrutura tarifária será anualmente revisada e aprimorada, mantida a periodicidade definida no parágrafo

anterior.

§ 4 Poderão ser definidos valores de tarifas a que se referem os

parágrafos anteriores, que considerem a possibilidade de a unidade

consumidora diminuir o consumo nos períodos de maior carga ou de

suspender o consumo com objetivo de aumentar a oferta, desde que essas

condições estejam estabelecidas nos contratos de fornecimento, em

conformidade com regulamentação a ser expedida pela Agência Nacional

de Energia Elétrica - ANEEL.

Desta forma, o realinhamento tarifário produzirá na maioria do caso brasileiro uma

elevação nas tarifas para os grandes consumidores de alta tensão e uma redução para os

consumidores de baixa tensão. Estas diferenças entre as tarifas de fornecimento e as tarifas

resultantes do realinhamento expressam a distorção (ou subsídio cruzado) intrínseca na

estrutura tarifária da época.

4.5 O Processo de Reajuste e Revisão Tarifária das Distribuidoras

As concessionárias na assinatura do contrato de concessão reconhecem que o nível

tarifário daquele momento, aliado aos mecanismos de reajuste e revisões tarifárias periódicas

e extraordinárias, eram suficientes para a manutenção do equilíbrio econômico financeiro dos

contratos. Os contratos de concessão tem diferenças entre si, mas geral em sua cláusula

sétima trata de tarifas aplicáveis na prestação de serviços e sobre o reajuste tarifário.

Os reajustes são de frequência anual, as revisões periódicas ocorrem por iniciativa do

regulador nas datas contratuais e as revisões extraordinárias podem ocorrer a qualquer tempo,

por iniciativa da concessionária, quando da percepção de ruptura do equilíbrio econômico

financeiro, devendo ser aprovado pelo órgão regulador (ANEEL).

A fórmula do reajuste anual consiste em:

Índice de Reajuste VPA₁

 $VPA_1 + VPB_0$ (IGPM +/-

Tarifário=

Receita₀

Onde:

VPA = Valor da Parcela A. Parcela da receita correspondente aos seguintes custos: RGR, CCC, Encargos da Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos e decorrentes da compra de energia.

VPB = Custos Gerenciáveis do ano tarifário passado

Fator X:
$$X = (Xe + Xc) \times ((1+IGPM) - Xa) + Xa$$

Onde:

Xa: Diferença entre IPC-A e IGP-M - incidente sobre a folha salarial

Xc: Pesquisa IASC - reflete o resultado do índice de satisfação do consumidor em cada área de concessão

Xe: Ganhos de escala - mecanismo que permite repassar aos consumidores os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

Exemplo de reajuste tarifário de uma distribuidora:

Reajuste Tarifário 2005				
Parcelas		%		
Α	Compra de Energia/Transmissão/Conexão/Encargos CVA	-3,83% 4,74%		
	Recuperação Pis/Cofins (Geradoras/Transmissoras)	0,56%		
	Repasses de variação de outros custos	0,13%		
Total Parcela A		1,60%		
В	IGP-M (-) Fator X Conclusão da Revisão Tarifária de 2003 Recuperação Pis/Cofins Repasses de variação de outros custos Total Parcela B	1,34% 1,49% 1,87% 0,10% 4,80%		
Pis/Cofins	Retirados da Parcela B	-4,28%		
Total Reajuste Tarifário (IRT)				

FIGURA 33: Reajuste Tarifário

Fonte: AES Eletropaulo, 2005.

Considerando as cláusulas constantes nos contratos de concessão das distribuidoras:

Sexta Subcláusula – O Poder Concedente, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá as revisões dos valores das tarifas de energia, alterando para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedeceram ao seguinte cronograma: a primeira revisão será

procedida em ano após o reajuste anual concedido, conforme previsto em subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Nas revisões tarifárias periódicas os custos efetivos das concessionárias são reavaliados a fim de definir um novo requisito de receita e estabelecer tarifas que venham a produzir receitas iguais à definida (Receita Requerida). Os elementos da receita requerida são as despesas de operação e manutenção incorridas na prestação de serviços, a depreciação do investimento, impostos e outros custos.

O processo de revisão tarifária compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão, a determinação do Fator X, que será aplicado nos próximos reajustes tarifários, com o objetivo de compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores finais e a reestruturação das tarifas.

Nos processos de revisão são necessários elementos para embasar a análise econômica que configurará o estado da concessão para fins de reposicionamento tarifário.

4.5.1 O Problema Remanescente do Subsídio sobre as Tarifas de Distribuição de Energia: Até que ponto se dará a eliminação efetiva dos subsídios e seus reflexos na tarifa de fornecimento?

Quais os efeitos do modelo atual nas tarifa de distribuição de energia?

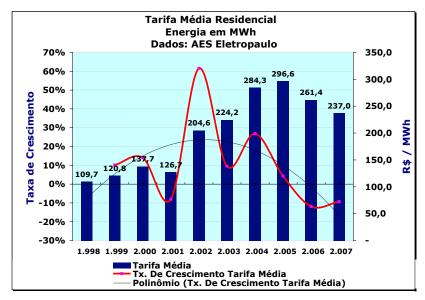
Frente aos objetivos do atual modelo em buscar a modicidade tarifária, como sendo uma tarifa acessível para todos os cidadãos, isto é, para que com o salário mínimo consiga se pagar energia, água, telefone, alimentação dentre outras coisas fundamentais para o bem estar do indivíduo; o modelo atual procura intervir na composição da tarifa a fim de compensar os efeitos oriundos do passado, referente ao subsídio e subsídio cruzado de energia a estes mercados através do realinhamento tarifário, que como observado desde 2003, o governo federal começou a aplicar um processo de realinhamento tarifário nos reajustes anuais com o objetivo de pôr fim ao subsídio que encarece a tarifa cobrada dos consumidores residenciais. O processo é gradativo e será completado em 2008. No passado devido às sucessivas crises econômicas, congelamentos de preços e outros, diversos subsídios foram concedidos tanto

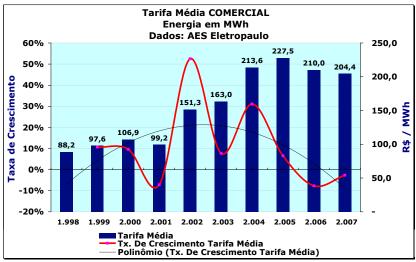
para fomento da produção como até mesmo subsistência de algumas atividades prejudicando em alguma forma a composição das tarifas de distribuição de energia.

Como forma de visualizar os efeitos do realinhamento tarifário sobre a tarifa de distribuição de energia, foi analisada a tarifa média das três principais classes de consumo da AES Eletropaulo com receita líquida do ICMS (Imposto sobre Comércio e Serviços), que representa mais de 5,6 milhões de consumidores e a maior empresa de distribuição da América latina, bem como foi verificada redução do consumo em 4 (quatro) concessionárias de energia elétrica do país em suas revisões tarifárias em 2008 onde todas somadas representam quase cerca de 17 milhões de consumidores finais de energia elétrica.

Para a AES Eletropaulo, no último decênio, nitidamente podemos observar o efeito do reposicionamento tarifário nos últimos dois anos. De 1998 a 2004 as taxas de crescimento das tarifas situavam-se em valores acima de 10% de crescimento, reflexo no final da década de 1990 das variações do câmbio sobre os contratos de compra de energia e após o racionamento, influenciada por suas conseqüências dentre eles a RTE - Receita Tarifária Extraordinária cobrada dos consumidores, oriunda para cobrir custos e déficits financeiros durante o período de racionamento.

Devido à implementação do modelo atual que visa a modicidade tarifária em 2004 pela Lei 10.848, observa-se a busca na implementação da modacidade e o realinhamento tarifário sobre as tarifas de energia na maior distribuidora de energia da América Latina, que apresenta declínio nos reajustes de suas tarifas, com tarifas negativas para os dois últimos anos, reflexo de mudanças referente ao tratamento de clientes considerados de baixa renda para a classe residencial e aumento da tarifa industrial pela eliminação do subsídio existente em clientes com tarifas na tensão A2, que migraram ao mercado livre de energia, demonstrada conforme gráfico abaixo:





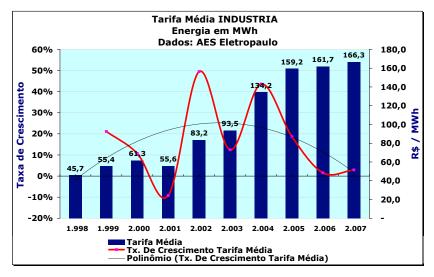


FIGURA 34: Tarifa Média AES Eletropaulo

Fonte: Elaboração Própria, a partir dos dados AES Eletropaulo, Ano Base 2007. Dados a valores nominais descontada variação do IGPM para o ano.

Observar que o declínio das taxas de crescimento é evidente em específico nos últimos dois anos devido ao segundo ciclo de revisão tarifária, onde se pode constatar uma redução nas suas tarifas, pelas quais as empresas de distribuição de energia elétrica estão passando.

A ANEEL aprovou a revisão tarifária das seguintes distribuidoras no primeiro semestre de 2008, onde em sua maioria devido ao processo de realinhamento de suas tarifas apresentaram redução sendo elas:

- CPFL (SP) com índice médio a ser percebido é de -17,21% (negativos) e será aplicado de forma diferenciada por classe de consumo para 3,334 milhões de unidades consumidoras dos 234 municípios de São Paulo atendidos pela empresa.
- Cemig (MG): O efeito médio da revisão é de -12,24% (negativos) e será aplicado de forma diferenciada por classe de consumo para 6,439 milhões de unidades consumidoras em 774 municípios de Minas Gerais
- Enersul (MS): O efeito médio a ser percebido pelos consumidores, no período de 8 de abril deste ano a 7 de abril de 2009 será de -7,18% (negativos). Os percentuais do efeito médio da revisão serão diferenciados por classe de consumo para as 716.941 unidades consumidoras em 73 municípios sul-matogrossenses.
- Cemat (MT): O índice médio a ser percebido é de 8,08% (negativos) para as 875.336 unidades consumidoras 141 municípios de Mato Grosso. Os percentuais do efeito médio da revisão serão diferenciados por classe de consumo.

Os percentuais negativos refletem ganhos de produtividade da empresa e redução do custo médio de capital (que define a remuneração das concessionárias), calculados no processo de revisão tarifária.

Com a divulgação do índice final no segundo ciclo de revisão tarifária, a tarifa residencial e sua posição frente às demais empresas de distribuição sofrerá alteração e será divulgada na página eletrônica da Aneel (www.aneel.gov.br) no *link* Informações Técnicas /Tarifas Residenciais e não contemplam tributos e outros componentes que fazem parte de sua conta de energia elétrica. O ranking é alterado sempre que há reajuste de tarifas para cada uma das distribuidoras, de acordo com o aniversário do contrato de concessão.

A revisão tarifária está prevista nos contratos de concessão com o objetivo de obter o equilíbrio das tarifas com base na remuneração dos investimentos das empresas voltados para a prestação dos serviços de distribuição e a cobertura de despesas efetivamente reconhecidas pela Aneel. É aplicada nas concessionárias de distribuição a cada quatro anos, em média.

Este ano (2008), 36 distribuidoras passarão pelo segundo ciclo de revisão tarifária. Em 2009, serão 17 concessionárias e mais duas empresas serão submetidas à revisão em 2010. Em 2007, sete concessionárias de distribuição passaram pelo processo: Coelce (CE), Eletropaulo (SP), Escelsa (ES), Celpa (PA), Elektro (SP), Bandeirante (SP) e CPFL Piratininga (SP).

5 O Planejamento de Mercado no Segmento de Distribuição de Energia

O planejamento do mercado de fornecimento e contratação de energia no setor de distribuição requer uma profunda análise sobre as projeções em níveis nacionais e regionais do consumo por eletricidade. As relações macro e microeconômicas afetam o comportamento energético, associados aos usos e consumos finais, aos ambientes sócios culturais e comportamentais envolvidos tratados ao longo destes capítulos.

É necessária a discussão envolvendo diferentes aspectos de aprimoramento e desenvolvimento de técnicas de melhor gestão e controle de seus riscos associados, avançando na pesquisa qualitativa⁹, análise estatística de modelagem com a utilização de diversos métodos, a citar como exemplos; os métodos econométricos¹⁰, Matriz Insumo Produto¹¹, Técnicos Econômicos¹², Delphi¹³, Redes Neurais¹⁴, Comportamentais, GIS¹⁵, de Usos Finais e seus diversos tipos de modelos que permitam convergir para a melhor elaboração de cenários sobre os diversos tipos de comportamentos que afetam diretamente o consumo por eletricidade das diversas distribuidoras do país.

_

⁹ Dezin e Lincoln (1994) definem pesquisa qualitativa como o tipo de pesquisa que tem foco multidimensional, e que envolve a interpretação dos fenômenos e fatos vivenciados em termos do significado que as pessoas agregam ao tema em estudo.(DENZIN, N.K. & LINCOLN, Y.S. (1994). Handbook of qualitative research.Thousand Oaks: Sage.)

¹⁰ Os modelos econométricos (análise da série histórica em detrimento ao comportamento econômico) não conseguem decompor quantitativamente o peso dos principais agentes intervenientes. Supõe-se simplesmente que as variáveis se mantenham inalteráveis, celeris paribus. Esse fato reduz bastante o grau de precisão do fundamento empírico e do valor explicativo das análises de correlação e do uso dos coeficientes de elasticidade, os quais apresentam uma margem de erro proporcional à influência simultânea dessas forças sobre o consumo de energia. (CAIO, L.S. 1998).

¹¹ O modelo de insumo-produto é uma adaptação da teoria neoclássica do equilíbrio geral para o estudo empírico da interdependência quantitativa entre atividades econômicas inter-relacionadas. (Santos Caio, Leonardo 1998).

Os modelos técnico-econômicos se baseiam na identificação e representação numérica dos principais mecanismos que explicam os fundamentos do desenvolvimento da demanda de energia. Há que se analisar o grau de autonomia com relação às opções tecnológicas, e também, com a influência das políticas setoriais, principalmente nas áreas mais importantes, tais como a indústria, o transporte, a habitação, a classe rural, entre outras. (CAIO, L.S. 1998).

13 Delphi method is a systematic interactive forecasting method for obtaining forecasts from a panel of

Delphi method is a systematic interactive forecasting method for obtaining forecasts from a panel of independent experts. The carefully selected experts answer questionnaires in two or more rounds. After each round, a facilitator provides an anonymous summary of the experts' forecasts from the previous round as well as the reasons they provided for their judgments. (http://en.wikipedia.org/wiki/ Delphi method)

¹⁴ A principal força na estrutura de redes neurais reside em sua habilidades de adaptação e aprendizagem. A habilidade de adaptação e aprendizagem pelo ambiente significa que modelos de redes neurais podem lidar com dados imprecisos e situações não totalmente definidas. Uma rede treinada de maneira razoável tem a habilidade de generalizar quando é apresentada à entradas que não estão presentes em dados já conhecidos por ela. (http://www.din.uem.br/ia/neurais/#topologia)

In the strictest sense, it is any information system capable of integrating, storing, editing, analyzing, sharing, and displaying geographically referenced information. In a more generic sense, GIS is a tool that allows users to create interactive queries (user created searches), analyze the spatial information, edit data, maps, and present the results of all these operations. (http://en.wikipedia.org/wiki/Geographic_information_system)

Este capítulo trata a estrutura do planejamento, métodos de elaboração de cenários, os aspectos mercadológicos e critérios metodológicos tratados em nota técnica da ANEEL no. 351 de 2007, referente ao processo de revisão tarifária e projeção do mercado de distribuição de energia elétrica e sua receita de fornecimento.

5.1 O Planejamento de Mercado de Distribuição de Energia

Este documento tem como objetivo delinear os procedimentos, organização, segregação de atividades e critérios de análise de desempenho do planejamento de mercado das distribuidoras de energia elétrica, buscando a acurácia de eficacia nos processos administrativos, "[...] É uma tentativa sistemática de planejar o comportamento de mercado da organização em certo prazo [...], diz respeito à determinação de objetivos, preparação e exame, formulação da estratégia, preparação e implementação do plano de longo prazo nas organizações." (FIGUEIREDO, 1997: 73).

O Planejamento de mercado consiste em definir políticas e estratégias de forma a aperfeiçoar o uso de recursos e minimizar os riscos associados a tais atividades, a fim de se explorar ganhos financeiros que estão alinhados à estratégia corporativa de cada distribuidora. O planejamento de mercado gerencia o volume de energia em MWh, demanda KW e sua receita financeira envolvendo-se diretamente no orçamento da organização. Representa a maior parte da receita operacional bruta apresentada nos demonstrativos de resultado das distribuidoras. "O planejamento define onde se pretende chegar, o que deve ser feito, quando, como e em que seqüência." (CHIAVENATO, 1993:251).

Em seu sentido mais amplo, "pode ser caracterizado pela aplicação de métodos, técnicas e instrumentos científicos, a problemas que envolvem operações, de modo a munir os executivos, responsáveis pelas operações, de solução ótima para o problema" (CHURCHMAN, 1957:8).

¹⁶Acurácia (a.cu.rá.cia) sm (acurar+ácia) 1 Mat Exatidão de uma tabela ou de uma operação. 2 Fís Propriedade de uma grandeza física que foi obtida por processos ou por instrumentos isentos de erros.(Michaelis)

¹⁷ Eficácia mede a relação entre os resultados obtidos e os objetivos pretendidos, ou seja, ser eficaz é conseguir atingir um dado objetivo. (Wikipédia) Eficácia e.fi.cá.cia sf (lat efficacia) 1 Qualidade daquilo que é eficaz. 2 Qualidade daquilo que produz o resultado esperado; eficiência. Antôn: ineficácia. (Michaelis)

O planejamento de mercado de energia elétrica busca constantemente aprimorar a metodologia de previsão de mercado e de receita líquida de fornecimento de energia, de modo à "capacitar à administração a resolver problemas e tomar decisões" (SIEGEL, G.D. 1971). Visa minimizar o desvio entre o previsto e o realizado devido ao grande investimento no setor e ao atual modelo estabelecer condições de repasse na revisão anual das distribuidoras.

Para isto é necessário minimizar os riscos associados à previsão de mercado, seus reflexos na compra de energia e avaliar oportunidades de mercado através do uso de ferramentas que auxiliem no processo de tomada de decisões simulando possíveis cenários que maximizem a relação risco/retorno da empresa de acordo com suas normas internas e regulamentações governamentais.

O planejamento de mercado é responsável pela elaboração de estudos sobre o mercado de energia elétrica, pela previsão da carga de planejamento de energia elétrica, pela elaboração e simulação de cenários macroeconômicos, pelo acompanhamento do perfil de consumo dos principais clientes e pela análise e consolidação de relatórios analíticos voltados ao planejamento de mercado de energia elétrica de uma distribuidora plenamente capacitada a analisar as características do mercado por estar desenvolvendo projeções de demanda de energia e por conhecer as regras atuais de comercialização de energia.

[...] A competição pela previsão do futuro é essencialmente uma competição pelo posicionamento da empresa como líder intelectual em termos da influência no direcionamento e forma de transformação do setor. [...] (HAMEL, 1995: 83).

O que impede muitas empresas de prever o futuro é o fato de o futuro ser diferente. "O futuro era previsível, mas quase ninguém foi capaz de prevê-lo.", pesquisador e pioneiro da fábrica do Xérox, destacando o fato de que as forças que conspiram para produzir o futuro muitas vezes estão fora da esfera da ação do planejado.

[...] A análise qualitativa já completou a maior parte de sua obra: a tarefa suprema e mais difícil está diante de nós: é a da economia quantitativa que deve aguardar o desenvolvimento de estatísticas cuidadosamente estabelecidas. [...] (MARSHALL, 1957, apud Princípios de Economia. São Paulo, Abril Cultural S/A, 1983: 10).

A acurácia no planejamento de mercado com que quantifica a produção e consumo dos diferentes energéticos nos variados setores é, primordialmente, dependente da qualidade

de informações recebidas (Cyrino, 2005), onde conforme destacado no Balanço Energético Nacional 2007:

[...] As dificuldades decorrentes de um processo de obtenção de dados desta natureza é por si só, um desafio de proporções significativas, cuja intensidade se amplifica em um país com as dimensões, diversidades e características do Brasil, onde, nos últimos anos ocorrem significativas alterações institucionais, que dificultaram os mecanismos de obtenção de dados que eram antes favorecidos pela estrutura anterior, proporcionaram o crescimento do número de agentes, e onde existiam poucas empresas operando existe agora um número muito superior, exigindo a consolidação de informações desta miríade de agentes para que se possa construir uma visão compreensível dos setores. [...].

Não deixando de considerar que o desenvolvimento das condições tecnológicas que provocam profunda influência nas organizações, precisa adaptar-se e incorporar tecnologia que provém do ambiente geral para não perder a sua competitividade, destacado por (HALL, 1973).

Segue principal detalhamento das atividades de planejamento de mercado e de seus estudos que podem ser os mais variados possíveis, desde que envolvam de alguma maneira a atividade de fornecimento de energia ou que subsidiem esta.

Suas atividades vão da organização e manutenção de sistema de arquivo atualizado dos registros estatísticos de consumo, demanda máxima e consumidores faturados, em base mensal, a saber:

- Por classe e subclasse de consumo, por grupo e subgrupo de tensão e estrutura tarifária convencional e horo-sazonal, de suas unidades operacionais e dos municípios da sua área de atuação.
- Por ramo de atividade das classes de consumo, industrial, comercial, poder público e serviços públicos.
- Por faixa de consumo residencial, dos consumidores convencionais e de baixa renda e das unidades de negócio.
- Por classe de consumo, das empresas congêneres do Estado a qual pertence e dos sistemas interligados, nacional e regional.
- Organização e manutenção de arquivo atualizado dos registros estatísticos da receita de fornecimento, em base mensal, por classe e subclasse de consumo, por grupo e subgrupo de tensão e estrutura tarifária convencional e horo-sazonal e de suas unidades operacionais.

- Organização e manutenção de arquivo atualizado dos registros das grandezas elétricas captadas pelas campanhas de medidas junto aos consumidores da empresa, dentro dos níveis de detalhes necessários aos estudos de caracterização, variabilidade e tipificação da carga.
- Levantamento, organização e manutenção de arquivo atualizado dos registros estatísticos e informações relacionadas com variáveis macroeconômicas, sociais e energéticas, a nível nacional, regional, estadual e local, em base mensal ou anual:
 - ✓ Das Contas Nacionais e Estaduais, envolvendo, o Produto Interno Bruto; o Valor Adicionado Total, Setorial e por Ramo de Atividade; o Consumo das Famílias; a Formação Bruta de Capital Fixo, etc;
 - ✓ De indicadores conjunturais, envolvendo, as Contas Nacionais Trimestrais, a Pesquisa Mensal de Emprego, do IBGE e do DIEESE/SEADE; a Produção Física Industrial do IBGE e Indicador do Nível de Atividade -INA da FIESP; a Pesquisa Mensal do Comércio do IBGE e a Pesquisa de Faturamento do Comércio Varejista de sua região; etc;
 - ✓ Dos dados Demográficos, referentes aos dados populacionais e de domicílios, dos Censos do IBGE e do Perfil Municipal d e seu Estado de atuação;
 - ✓ Dos dados e informações sobre a qualidade de vida, referentes à posse e uso de equipamentos e utilidades domésticas, às características dos domicílios, às condições de atendimento dos serviços públicos e à distribuição de renda, com base nas POF's e PNAD's do IBGE, e nas pesquisas da SEADE e do DIEESE;
 - ✓ Dos dados e informações de consumo de formas concorrentes de energia, como, gás natural, GLP, óleo combustível, diesel, resíduos de biomassa, etc, com base nas divulgações da Secretaria de Estado de Energia, das empresas de Gás Natural, da ANP (Agencia Nacional de Petróleo) e da Petrobrás; e, indicadores de consumo específico de energia por tipo de atividade e uso, com base nas pesquisas do Balanço Energético do Estado de São Paulo;
- Preparação, participação e representação, dentro de sua área de competência, das reuniões formais, junto a organismos do setor elétrico EPE, do governo estadual

- (Secretaria de Energia e Agência Reguladora de Saneamento e Energia dos Estados) e ABRADEE.
- Elaboração e emissão do Relatório Anual de Mercado e dos Boletins Mensais de Acompanhamento do Mercado;
- Acompanhamento mensal das previsões relativas ao mercado do cliente cativo e livre, ao nível da empresa e de suas unidades de negócio, explicando as origens dos eventuais desvios e propondo as revisões necessárias;
- Estudo, construção, discussão e validação de cenários alternativos, a níveis nacionais, estaduais e locais, envolvendo:
 - ✓ Cenários sócio-econômicos, quantitativos e qualitativos, de evolução da população e dos domicílios, e de alternativas de crescimento do PIB e do Valor Adicionado, desagregado nos seus principais setores e nos principais indicadores de desempenho (renda assalariada, emprego, juros básicos, câmbio, etc.);
 - ✓ Cenários de penetração do gás natural canalizado nos segmentos residencial, industrial, comercial e outros, em substituição direta à energia elétrica no uso final ou pela implantação de sistemas de cogeração;
 - ✓ Cenários prospectivos relacionados com o mercado livre;
 - ✓ Cenários decorrentes de programas específicos de recuperação de perdas comerciais e de eficientização do uso da energia elétrica.
- Estudo e elaboração de previsões alternativas do mercado de energia elétrica da área de atuação, nos detalhes e horizontes necessários ao atendimento dos estudos orçamentários, tarifários, de operação e de planejamento da expansão, envolvendo as seguintes etapas:
 - ✓ Previsão do consumo faturado e da demanda máxima faturada, dos consumidores cativos, por classe e subclasse de consumo, por grupo e subgrupo de tensão e estrutura tarifária convencional e horo-sazonal, de suas unidades operacionais;
 - ✓ Previsão dos índices de perdas técnicas e comerciais do serviço de distribuição, e dos fatores de carga;
 - ✓ Previsão dos requisitos totais de mercado (carga própria para planejamento da operação e expansão).

- ✓ Estudo e elaboração de previsões alternativas da receita de fornecimento do mercado de energia elétrica de sua área de atuação e das unidades de negócio, nos detalhes e horizontes necessários ao atendimento dos estudos orçamentários e para subsidiar os estudos tarifários no âmbito da empresa;
- Análise e estudo da caracterização, variabilidade e tipificação da carga dos diversos segmentos consumidores da empresa e de seus clientes cativos;
- Aprimoramento da metodologia de estudo e ferramental de previsão existente, focando no desenvolvimento e aplicação de ferramental analítico de tratamento da incerteza;
- Desenvolvimento de modelo de curto prazo de levantamento, análise e prospecção do mercado com base na carga diária e no consumo por lote de faturamento de sua área de concessão.
- Desenvolvimento em conjunto com a área de faturamento dos processos de planejamento de mercado versus ciclo de faturamento visando aperfeiçoar a previsão de receita e de mercado.

5.1.1 - O Balanço Energético da Distribuição de Energia Elétrica: sua Composição e Estrutura

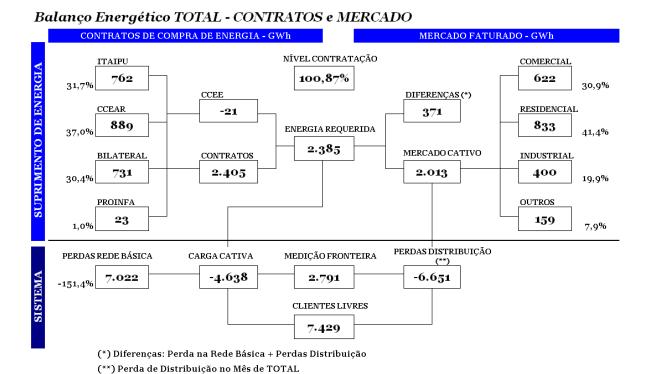


FIGURA 35: Balanço Energético de uma Distribuidora de Energia

Fonte: AES Eletropaulo – Balanço Energético – Dados Ilustrativos

A composição do balanço energético da distribuidora passa pela análise do fluxo de energia entrante pelas linhas de transmissão através dos pontos de conexões nas regiões de fronteira de sua área de concessão (p.6). A partir deste ponto, os valores medidos por tais conexões compõem a carga própria de energia da distribuidora (energia requerida) utilizada para elaboração de seu balanço energético, compra de energia e níveis de contratação de energia.

Devido ao processo de rebaixamento de tensão para atendimento dos consumidores finais, uma perda inerente ao processo é gerada, sendo sua definição, a saber:

A perda de energia nas distribuidoras é calculada pela diferença entre a energia requerida (energia demandada pelo sistema) e energia efetivamente faturada. Dentro deste contexto, as perdas podem ser classificadas em perdas técnicas e comerciais.

<u>Perdas Técnicas:</u> São aquelas inerentes ao transporte e operação do sistema elétrico que representam custos. Podem ser otimizadas a um nível onde o investimento tenha um retorno vantajoso. Na maioria dos sistemas elétricos das Distribuidoras do país, as perdas técnicas são divididas em perdas na distribuição e subtransmissão de energia.

<u>Perdas Comerciais</u>: São representadas pela energia entregue ao consumidor, porém não faturada representando quebra na receita da concessionária. Podem ser minimizadas ou eliminadas através de programas de investimentos com retorno desejável.

A perda é calculada pela diferença entre energia requerida no sistema elétrico e faturada aos consumidores finais de energia.

As perdas técnicas são calculadas através do sistema de gerenciamento de rede e as perdas comerciais são calculadas pela diferença entre o total de perdas (energia requerida – energia faturada) e as perdas técnicas de distribuição.

As perdas de distribuição compõem o índice de perdas da distribuidora, sendo um importante índice de acompanhamento, monitoramento e gestão de tais atividades, sendo utilizado em sua maioria, o índice pela média móvel que nada mais é do que a porcentagem da soma de perdas durante os últimos doze meses sobre o total de energia requerida no mesmo período.

Uma das maiores dificuldades das distribuidoras são os diferentes tipos de sistema de distribuição em baixa tensão, que contribui para uma grande quantidade de modelos de medidores compatíveis com cada sistema de distribuição.

No sistema de fornecimento de energia elétrica em tensão secundária de distribuição, podemos encontrar diversos tipos de instalações irregulares que podem gerar perdas comerciais as distribuidoras e impactar diretamente a projeção do mercado de distribuição de energia.

O parque de medidores da maioria das distribuidoras do país é antigo, com medidores com idade médias superiores há 20 anos, sendo alguns já obsoletos que contribuem para ao aumento da irregularidade e dificulta a previsibilidade do consumo.

Abaixo, os principais tipos de irregularidades e suas respectivas definições:

<u>Ligação Clandestina</u>: Ligação irregular de energia, executada por terceiros, sem a instalação de equipamentos de medição, sendo caracterizado como roubo de energia, sem conhecimento da distribuidora.

<u>Ligação Abusiva:</u> Auto-religação da energia, executada pelo consumidor, sem conhecimento da distribuidora, após o corte de energia.

<u>Fraude no Sistema de Medição</u>: É a alteração no funcionamento dos equipamentos de medição, com o rompimento do lacre de segurança ou violação da caixa ou equipamento de medição.

<u>Furto no Sistema de Medição</u>: É a derivação na ligação de parte ou toda a carga, sem medição de energia, e de consumidor cadastrado.

Anomalia no Sistema de Medição: Erro na ligação do sistema de medição, má conexão dos equipamentos e/ou falha de equipamentos da medição e medidores obsoletos sem responsabilidade do consumidor.

A medição pode ser considerada uma função estratégica para as concessionárias de energia elétrica, pois em caso de seu desempenho insatisfatório, poderá comprometer a receita da empresa e/ou a sua imagem perante seus clientes. Isto ocorre por estar à medição na fronteira entre a empresa e o consumidor, regulando a convivência entre ambos ao se buscar o justo faturamento pela energia entregue.

Os principais tipos de fraudes nas distribuidoras do país são as fraude em baixa tensão, que corresponde a alteração do funcionamento do sistema de medição, através de manipulação intencional visando eliminar ou diminuir o consumo de energia, entretanto as perdas comerciais consideram outros tipos de perdas comerciais que ocorrem no cadastro de

faturamento, tais como, erro de leitura, clientes fora do cadastro, avenças (valor préestabelecido fixo mensal de consumo, sem medidor instalado), erro de constante de faturamento, casa fechada, vazia, consumo zero, etc., cujos valores de perdas são difíceis de mensurar.

5.1.2 A Estrutura do Planejamento de Mercado nas Distribuidoras de Energia

Na análise da estrutura organizacional da maioria das distribuidoras do país, nota-se que as atividades de planejamento de mercado relacionadas às projeções dos volumes de energia em MWh estão ligadas diretamente às diretorias/superintendências comerciais, citando como exemplo, as empresas: Cemig, AES Eletropaulo, Grupo Energia Brasil, Light, CPFL, COPEL dentre outras distribuidoras. A alocação das atividades do planejamento de mercado neste organograma está relacionada à necessidade por informações detalhadas do consumidor final, onde as atividades de gestão de clientes corporativos, leitura e faturamento, marketing, gestão dos sistemas de baixa, média e alta tensão estão associadas.

Devido à atividade multidisciplinar dos métodos de projeção e suas inter-relações as diversas áreas da empresa, o relacionamento do planejamento de mercado junto às atividades de operação, comercialização (suprimento de energia¹⁸), área financeira e regulatória é de crucial importância para o desempenho das atividades de planejamento, onde em alguns casos as áreas de suprimento e fornecimento por energia e seu suporte administrativo para o controle dos contratos, já estão integradas.

O quadro abaixo demonstra as principais inter-relações e relacionamentos gerados no planejamento de mercado, suas atividades e produtos:

¹⁸ Suprimento de energia: elaboração de estratégias de suprimento, levantamento de posições e negociação com os agentes ofertantes e elaboração de contratos de compra de energia; (MATSUDO, 2001:167).

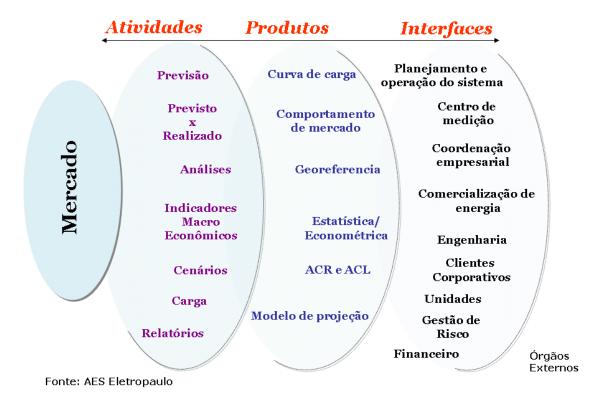


FIGURA 36: O Gerenciamento do Planejamento de Mercado

Fonte: AES Eletropaulo

Frente à relevância de seus investimentos pelo lado da expansão do sistema de distribuição, pela sua maior representatividade na receita líquida de fornecimento da empresa, pelo atual modelo estabelecer diretrizes quanto à margem mínima de revisão anual para compra de energia e suas conseqüências tarifárias, o planejamento de mercado busca constantemente aprimorar a metodologia de previsão de mercado de fornecimento de energia em MWh e KW reduzindo o desvio entre o previsto e o realizado, focada na capacidade existente de se prever o futuro em detrimento ao melhor planejamento de suas atividades e operações.

A metodologia consiste em elaborar diversos tipos de modelos, ferramentas técnico-econômicas e de usos finais, fundamentadas na:

- 1. Construção de cenários, delimitando incertezas e antecipando as trajetórias prováveis para o período em análise, identificando as tendências mais relevantes;
- 2. Mensuração dos avanços tecnológicos e científicos;
- 3. Análise das variáveis sócio-econômicas e demográficas do estado, das regiões metropolitanas e da conjuntura sócio-econômica nacional;

- 4. Análise do comportamento de dados históricos: verificação da existência de tendências, periodicidades relevantes e variações sazonais.
- 5. Análise da evolução de índices de perdas técnicas e comerciais
- 6. Análise do comportamento de curva de carga
- 7. Análise dos efeitos de outros concorrentes energéticos em seu mercado de atuação
- Análise dos impactos ocasionados pelas revisões tarifárias no fluxo de caixa da empresa

5.2 Métodos de Criação de Cenários

É importante salientar a necessidade de que o sistema de planejamento busque a utilização de técnicas de cenários, e que a equipe de planejadores energéticos tenha uma compreensão dos principais acontecimentos nos níveis mundial, nacional e regional, além de um conhecimento multidisciplinar, visando à inter-relação entre os princípios gerais das áreas envolvidas no processo de planejamento." (CAIO, 1998).

Cenário é a descrição de um futuro possível, imaginário ou desejável para um sistema e seu contexto, é o mapeamento do caminho ou trajetória que o conecta este futuro com a situação inicial deste sistema e seu contexto. (Metodologia de Estudos de Mercado – CTEM – Comitê técnico para Estudos e Mercado).

Os estudos de planejamento de mercado que estavam ligados diretamente a Eletrobrás através do CTEM - Comitê Técnico para Estudos e Mercado, GTEA – Grupo de Trabalho de Estatística e Acompanhamento, GTCB – Grupo de Trabalho de Centro de Carga e Barramento, GTPM – Grupo de Trabalho de Premissas Básicas e Projeção de Mercado, agora são de responsabilidade da EPE - Empresa de Pesquisa Energética regulamentada pela Lei 10.847 sendo responsável também elaboração do plano de decenal e acompanhamento de mercado, constituída por agentes responsáveis por determinar as atividades que contribuem para elaboração de estudos em âmbito nacional e regional.

Para definir as possibilidades de desempenho futuro no mercado de energia elétrica, foram construídos cenários mundiais e nacionais, estabelecendo as interações consistentes entre os dois, dos quais se desdobram os determinantes da oferta e da demanda de energia.

Tais cenários são elaborados pela EPE consideram as tendências no contexto internacional, são construídos cenários mundiais expressando diferentes combinações de

hipóteses sobre incertezas fortemente articuladas como a reorganização da estrutura de poder político e sistema de regulação econômico – comercial.

Combina as condições definidas pelos cenários mundiais com processos que se amadurecem no Brasil, os cenários nacionais são criados pelas combinações consideradas mais consistentes das hipóteses das incertezas, como o andamento das reformas estruturais, política industrial e de comércio exterior, política energética, política social e regional.

Conforme Plano Nacional 2008 – 2030, do Ministério de Minas e Energia, o ciclo de planejamento no setor energético pode ser dividido em quatro etapas: diagnóstico, elaboração de diretrizes e políticas, realização / implementação e, por fim, a etapa de monitoramento:

Estas etapas se apóiam em duas naturezas de estudos e pesquisas. A primeira abarca as análises de diagnóstico estratégico para o setor energético (potenciais energéticos, análise estatística e retrospectiva da Matriz e Balanço Energético Nacional), enquanto a segunda incorpora os planos de desenvolvimento energético.

A metodologia proposta para elaboração de cenários, parte da elaboração de módulos macroeconômicos¹⁹ que norteiam os fluxos da oferta e demanda e sua interdependência, culminando no consumo final e oferta interna de energia, destacados pelo quadro abaixo:

Módulo de Demanda: Projeções do consumo final de energia.

Módulo de Oferta: estudo dos recursos energéticos e alternativos para expansão da oferta.

Módulo de Estudos Finais: Integração dos estudos de oferta vis a vis sua de demanda por energia.

¹⁹ Módulo macroeconômico: Elaboração de cenários para a economia mundial e nacional.

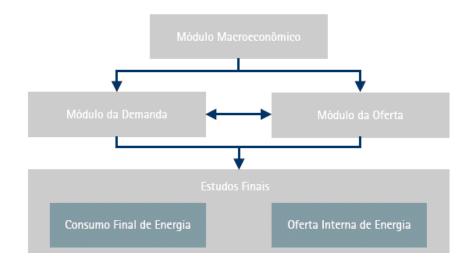


FIGURA 37: Metodologia para Elaboração de Cenários

Em seu detalhamento temos:

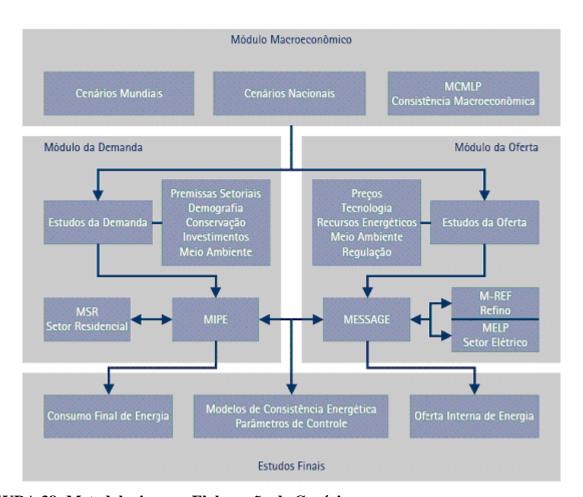


FIGURA 38: Metodologia para Elaboração de Cenários

Fonte: MME/ EPE – Plano Nacional de Energia 2008 - 2018

Neste contexto, o mercado de distribuição e seu planejamento situam-se do lado esquerdo da figura, através dos módulos da demanda e consumo final de energia e seus modelos específicos (MIPE²⁰ e MSR²¹), derivando-se das premissas obtidas do módulo macroeconômico, a saber:

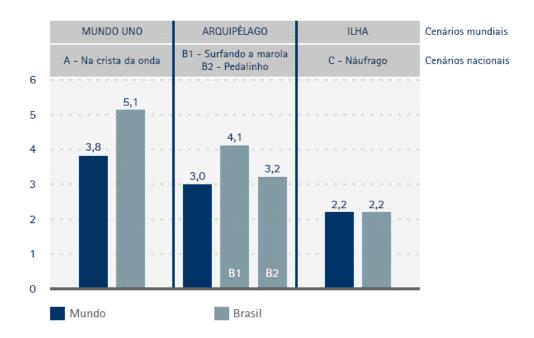


FIGURA 39: Cenários Nacionais: Taxas Médias de Crescimento do PIB Período 2005 – 2030

Fonte: MME/ EPE – Plano Nacional de Energia 2008 - 2028

Nos cenários mundiais, mundo uno, arquipélago e ilha, utilizados para formação das taxas de crescimento e sua metodologia para sua formação consideram os diversos tipos de impactos em suas áreas política, ambiental, regulatória, social, econômica, cambial e monetária. A "ilha" é um cenário de baixa taxa de crescimento com quebra nos ciclos de

²⁰ Na projeção do consumo final utilizou-se um modelo do tipo bottom-up, denominado Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE2), desenvolvido na Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia – COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, possibilitando a interface dos modelos em consonância ao Balanço Energético Nacional. (PNE 2008:31)

²¹ No setor residencial, aplicou-se o Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia – MSR, desenvolvido na EPE. Trata-se também de modelo do tipo bottom-up em que a demanda de um consumidor residencial é obtida a partir da posse e do uso de equipamentos eletrodomésticos.. A aplicação do modelo permitiu a incorporação de premissas relativas à eficiência energética neste segmento do consumo. (PNE 2008:32)

expansão da economia internacional e o "mundo uno" um ambiente de globalização e avanços nas relações internacionais entre países. A Figura 31 que se segue apresenta os resultados da previsão do consumo nacional em seus diversos tipos de cenários:

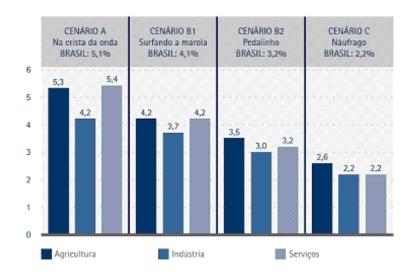


FIGURA 40: Cenários Nacionais do Crescimento Setorial Taxas Médias de Crescimento no Período de 2005 - 2030

Fonte: MME/ EPE – Plano Nacional de Energia 2008 – 2018

Conforme Peter Schwartz, o planejamento baseado em cenários legitima o reconhecimento das incertezas, explicita e sublinha os riscos, apóia-se em imagens lógicas do futuro, onde o qualitativo orienta o quantitativo.

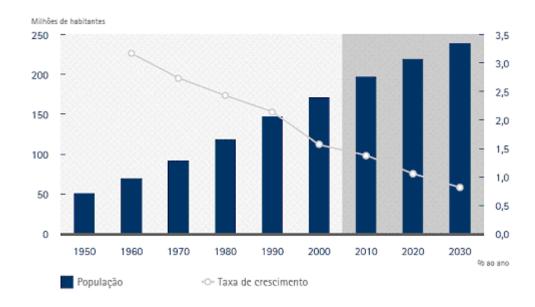


FIGURA 41: Brasil - Crescimento Demográfico

TABELA 08: Distribuição Regional da População Brasileira

	2.005	2.010	2.020	2.030
Crescimento (% ao Ano)	-	6,9%	11,1%	8,4%
Brasil	185,4	198,1	220,1	238,5
Região Norte	14,9	16,4	19,2	21,5
Região Nordeste	51,3	54,2	59,2	63,4
Região Sudeste	79,0	84,3	93,6	101,4
Região Sul	27,1	28,8	31,6	34,0
Região Centro - Oeste	13,1	14,4	16,5	18,2

Nota: Valores em milhares de habitantes

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados do MME/ EPE – Plano Nacional de Energia 2008 – 2018

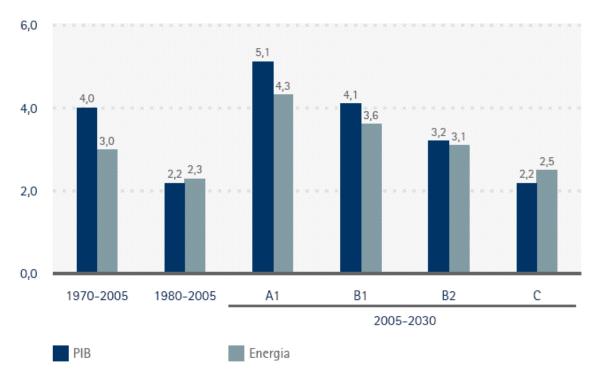


FIGURA 42: PIB e Energia – Taxa Médias de Crescimento

Conforme abordado no capítulo 2, que demonstra a elasticidade positiva do consumo em MWh com o PIB do Brasil, sua oscilação frente a regiões maduras e em pleno crescimento demográfico, o gráfico abaixo gerado pela EPE destaca o movimento elástico até 2018 com movimentos inelásticos subseqüentes pela redução do crescimento demográfico, produtos mais eficientes, novas tecnologias e eficiência energética, capturados pela curva de tendência na média de 10 anos sobre esta elasticidade.

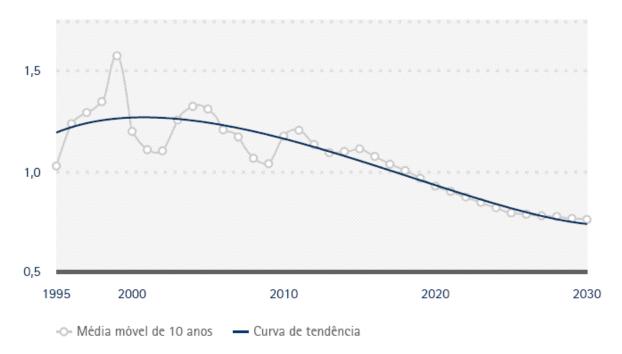


FIGURA 43: Elasticidade - Renda do Consumo de Energia no Cenário B1

5.3 Metodologia para Projeção do Mercado Faturado e da Receita Líquida de Fornecimento de Energia

As previsões sobre o comportamento do mercado da distribuidora, estão condicionadas às premissas de crescimento econômico definidas no âmbito das empresas e premissas demográficas coerentes com as elaboradas pela EPE atreladas a trajetória de expansão nacional e mundial.

Os cenários econômicos apresentados pela EPE, são elaborados com o objetivo de subsidiar a elaboração de estudos de mercado e apontam diferentes alternativas que decorrem das opções e escolhas políticas e dos possíveis comportamentos da economia nacional que, por sua vez, dependem de um conjunto de fatores e tendências do contexto mundial.

Assim, na visão do planejamento integrado de recursos²², através de seu diagrama genérico das empresas de distribuição (UDAETA, 1997 p.321), as diretrizes do planejamento são alinhadas as diretrizes corporativas através do planejamento estratégico das organizações, na seguinte ordem: Missão – Estratégia Corporativa – Definição de Necessidades – Estudos

_

²² Plano Integrado de Recursos, conhecido como *IRP – Intergrated Resource planning*, no âmbito em que nasceu (USA). Considera o desenvolvimento sustentado na abordagem da análise teórica e aplicação prática do PIR, através de todos os envolvidos (dimensões políticas, econômicas, social, cultural, ambiental).

de Opções e Cenários de Mercado – Estratégia Alternativa – Avaliação do plano – Resultados e conseqüências, "[...] permitindo a construção de modelos econômicos, matemáticos e heurísticos funcionais, descrições estatísticas de decisões e problemas de controle para tratar situações de complexidade e incerteza." (UDAETA, 1997 p.38).

5.3.1 As Forças Competitivas de Mercado

A ação estratégica de uma empresa consiste em criar uma posição competitiva, sustentável e de valor. Para tanto, a organização deve definir uma oferta de produto ou serviço, que pode ser determinada por um custo menor, ou por um valor diferenciado para o cliente. Assim a análise mercadológica se faz necessária, onde os fatores globais e suas forças devem ser estudados, uma vez que têm a maior influência sobre o valor das empresas de distribuição de energia elétrica e seu mercado em MWh..

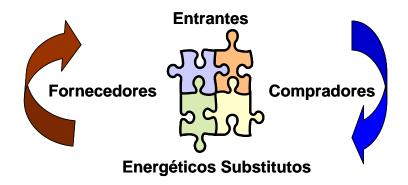


FIGURA 44: As Forças Competitivas de Mercado

Fonte: Adaptação de Michael Porter (1980) – *Competitive strategy: techniques for analysing industries and competitors- Elaboração Própria*

Nos anos 60, as discussões nas escolas de Administração começaram a focalizar a combinação das "forças" e "fraquezas" de uma empresa – sua competência distintiva – "oportunidades" e "ameaças" ou "riscos" que ela enfrentava no mercado.

SWOT ANALYSIS



Strengths= ForçasWeaknesses= FraquezasOpportunities= OportunidadesThereats= AmeaçasHelpful= AjudaHarmful= AtrapalhaInternal Origin= Origem Interna

(endógena)

External Origin = Origem Externa

(exógena)

FIGURA 45: A Análise SWOT

Fonte: Análise SWOT foi criada por dois professores da Harvard Business School: Kenneth Andrews and Roland Christensen.

O planejamento de mercado no contexto do planejamento estratégico entende-se como o desenvolvimento de processos, técnicas e atitudes administrativas, as quais proporcionam uma situação viável de avaliar as implicações futuras de decisões presentes, em função de objetivos empresariais que facilitarão a tomada de decisão no futuro de modo mais rápido, coerente, eficiente e eficaz (OLIVEIRA, 2001).

Fernandes apud Angeloni (2002:82) ressalta: "aprender é um processo que implica entendimento do passado — para evitar a repetição de erros -, capacitação no presente e preparo adequado para o futuro. A aprendizagem é um processo de mudança resultante de prática ou experiência anterior, que pode manifestar-se em uma mudança perceptível de comportamento ou não".

5.3.2 Energéticos Substitutos

Com as recentes descobertas das jazidas de gás natural no Brasil, estudos sobre as forças competitivas, sobretudo no mercado de distribuição são cada vez mais necessários, devendo as distribuidoras elaborar um quadro prospectivo que considere a penetração de energéticos substitutos em seu mercado de atuação, procurando responder aos seguintes questionamentos:

- Qual o Impacto dos Preços de energéticos substitutos frente a seu preço de distribuição?
- Qual a atratividade do energético substituto em proximidade as suas linhas de distribuição?
- Qual o mercado potencial em virtude do uso final de energia?
- Qual o potencial de penetração via novas tecnologias em energéticos substitutos?

As questões acima apresentadas serão examinadas e a continuação deste subitem está em fase de elaboração.

5.3.3 Eficiência Energética

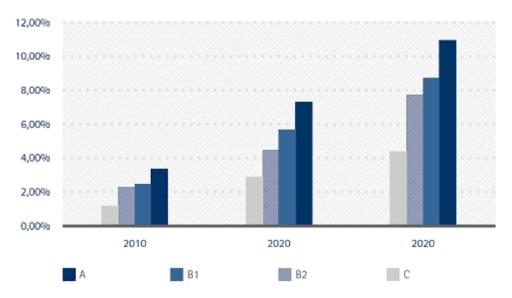
A Resolução Normativa da Aneel nº 176 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu os critérios para a aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética (PEE), conforme abaixo:

- ➤ Aplicação de 0,50% da Receita Operacional Líquida no desenvolvimento de PEE até 31/12/2005;
- ➤ Aplicação de, no mínimo, 0,25% da Receita Operacional Líquida no desenvolvimento de PEE a partir de janeiro de 2006;
- ➤ Destinação, de no mínimo 50% do total de recursos do PEE, em projetos que contemplem comunidades de baixa renda.

De acordo com o Manual do PEE, anexo à Resolução Normativa nº 176, as distribuidoras devem contabilizar em regime de competência o montante a ser aplicado em projetos de eficiência energética, sendo o saldo corrigido pela Selic até a data da efetiva aplicação dos recursos. Anteriormente, a Companhia registrava contabilmente os recursos somente quando da aprovação da Aneel e conseqüente desembolso dos montantes.

A eficiência energética, neste caso a redução do consumo por eletricidade, é importante para o planejamento de mercado, pois sua falta de previsão nos modelos de projeção e principalmente em países em desenvolvimento que avançam para uma maior eficiência energética, pode gerar erros que afetam diretamente as previsões de caixa destas empresas.

Ao longo da segunda etapa deste trabalho, os instrumentos utilizados para quantificar tais valores serão abordados em conjunto ao programa de eficiência utilizado pelo nosso País.



Nota: % do consumo final

FIGURA 46: Energia Final Conservada por Cenário

Fonte: MME/ EPE – Plano Nacional de Energia 2008 – 2018

5.4 Aspectos Metodológicos no Âmbito da Distribuidora de Energia

Este subitem tem como objetivo testar o comportamento do consumo do Brasil e Região do Estado de São Paulo e sua relação econômica, através da elaboração de modelos técnicos econômicos que procuram não apenas relacionar o passado, mas prever e diagnosticar o futuro, através da interação entre modelos que buscam a mensuração dos processos de eficiência, impacto de novas tecnologias, comportamento dos usos finais por energia, acréscimo de carga, impactos climáticos, culturais, ambientais e sócio comportamentais, através do desmembramento das projeções nacionais.

5.4.1 Metodologia de Desagregação do PIB Brasil

Pela metodologia adotada a decisão da utilização do PIB Brasil para projeção fica de responsabilidade dos tomadores de decisão, sendo o modelo flexível na maioria das distribuidoras do país, para que se alterando o PIB Brasil, renda e outros indicadores automaticamente tenham uma nova previsão de mercado.

Como complemento a melhor compreensão ao comportamento do consumo entre as classes de consumo, foi desagregado o PIB Brasil em indústria e comércio, e suas

atividades econômicas conforme informações disponibilizadas pelo IBGE, para tanto se utilizou dos dados do PIB do Estado de São Paulo por setor/atividades e sua participação em relação ao PIB Nacional em (R\$), assumindo a hipótese que o PIB de São Paulo crescerá na mesma proporção do PIB Brasil.

Pela metodologia de abertura do PIB São Paulo pelo Valor do Adicionado Fiscal foi verificada maior aderência do PIB ao consumo de eletricidade deste Estado. Para o PIB industrial foi aberta a atividade Extrativa, Transformação, Construção e Energia, sendo para o PIB comércio abertas as atividades de comércio e serviços.

Segue histórico da participação do PIB pelo valor do Adicionado Fiscal do Estado de São Paulo.

TABELA 09: Participação Histórica do PIB pelo Valor do Adicional do Estado de São Paulo

R\$ milhões	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
PIB Brasil	2.322.818	2.438.959	2.543.834	2.650.675	2.762.004	2.876.350	2.995.431
Impostos	(323.191)	(341.790)	(359.030)	(376.760)	(395.346)	(414.590)	(434.749)
Valor Adicionado	1.999.627	2.097.169	2.184.804	2.273.915	2.366.657	2.461.761	2.560.682
Agropecuária	102.891	110.007	116.570	122.917	129.350	135.779	142.259
Industria Total	617.965	646.012	670.822	695.909	721.925	748.474	775.989
Extrativa	58.688	62.967	67.062	71.310	75.780	80.438	85.335
Transformação	368.102	381.256	392.208	403.048	414.146	425.259	436.624
Construção	108.732	115.282	121.386	127.666	134.243	141.051	148.177
Energia	82.443	86.508	90.166	93.885	97.756	101.725	105.853
Comércio Total	1.278.771	1.341.150	1.397.411	1.455.089	1.515.382	1.577.508	1.642.434
Comércio	207.637	219.107	229.696	240.631	252.118	264.031	276.540
Serviços	1.071.134	1.122.043	1.167.715	1.214.458	1.263.264	1.313.477	1.365.893

P	articipação hist	ó <mark>ri</mark> ca do PIB p	elo Valor do A	dicionado Fisc	al do Estado d	e São Paulo	
	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
PIB Brasil	2.322.818	2.438.959	2.543.834	2.650.675	2.762.004	2.876.350	2.995.431
Impostos	-13,9%	-14,0%	-14,1%	-14,2%	-14,3%	-14,4%	-14,5%
Valor Adicionado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Agropecuária	5,1%	5,2%	5,3%	5,4%	5,5%	5,5%	5,6%
Industria Total	30,9%	30,8%	30,7%	30,6%	30,5%	30,4%	30,3%
Extrativa	9,5%	9,7%	10,0%	10,2%	10,5%	10,7%	11,0%
Transformação	59,6%	59,0%	58,5%	57,9%	57,4%	56,8%	56,3%
Construção	17,6%	17,8%	18,1%	18,3%	18,6%	18,8%	19,1%
Energia	13,3%	13,4%	13,4%	13,5%	13,5%	13,6%	13,6%
Comércio Total	64,0%	64,0%	64,0%	64,0%	64,0%	64,1%	64,1%
Comércio	10,4%	10,4%	10,5%	10,6%	10,7%	10,7%	10,8%
Serviços	53,6%	53,5%	53,4%	53,4%	53,4%	53,4%	53,3%

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados do IBGE e Secretaria de Finanças do Estado de São Paulo (Ano Base 2005).

TABELA 10: Elasticidade do Consumo versus Indicadores Econômicos

		Cor	isumo - Tax	a de Crescim	ento em %						
	Brasil	Sudeste	São Paulo	São Paulo	São Paulo	São Paulo					
Anos				Residencial	Comercial	Industrial					
2007 -2003	4,97%	4,47%	4,89%	5,06%	5,51%	5,27%					
2002 - 2000	1,25%	-0,08%	-0,03%	-5,09%	0,75%	0,79%					
1999 - 1994	5,11%	4,74%	4,32%	5,35%	8,18%	0,60%					
2007 - 2006	5,06%	4,62%	4,65%	5,64%	5,34%	3,35%					
2007 - 2005	4,90%	4,68%	4,37%	5,51%	4,99%	4,82%					
2007 - 2004	4,79%	5,28%	4,62%	5,16%	5,32%	5,27%					
Indicadores Economicos - Taxa de Crescimento em %											
	PIB BR	PIB BR	PIB SP	RENDA		PIB IND. BR					
Anos					Serviços						
2007 -2003	3,70%	3,70%	4,33%	5,35%	4,21%	3,25%					
2002 - 2000	1,71%	1,71%	1,28%	4,36%	2,99%	2,94%					
1999 - 1994	3,99%	3,99%	4,46%	7,68%	2,25%	1,49%					
2007 - 2006	4,35%	4,35%	4,65%	6,82%	4,54%	1,34%					
2007 - 2005	3,88%	3,88%	4,29%	6,95%	4,26%	3,72%					
2007 - 2004	4,34%	4,34%	5,31%	6,08%	4,04%	3,25%					
Anos	E	lasticida	le: Consum	o vs. Indicad	lores Econôm	nicos					
2007 -2003	1,34	1,21	1,13	0,95	1,31	1,62					
2002 - 2000	0,73	(0,05)	(0,02)	(1,17)	0,25	0,27					
1999 - 1994	1,28	1,19	0,97	0,70	3,64	0,40					
2007 - 2006	1,16	1,06	1,00	0,83	1,18	2,49					
2007 - 2005	1,26	1,20	1,02	0,79	1,17	1,30					
2007 - 2004	1,10	1,22	0,87	0,85	1,32	1,62					

^{(*) 2002-2000 –} Destacado devido aos efeitos do racionamento.

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo.

Os resultados encontrados foram condizentes com o esperado. A demanda nacional mostrou-se elástica ao comportamento do Produto Interno Bruto do País, para o período de 2007 – 2003, sendo constatada a forte relação aos indicadores econômicos. A Região Sudeste denominada a locomotiva do crescimento nacional por sua maior predominância de indústria e comércio na região, mostrou-se elástica ao PIB, mas ligeiramente menor comparada ao consumo nacional, reflexo de mudanças e incentivos governamentais para expansão e criação de pólos industriais em regiões pioneiras e em plena expansão demográfica, sendo ainda menor para o Estado de São Paulo em específico a cidade de São Paulo onde devido a atrativos fiscais e pela própria curva de maturidade em que a cidade se encontra.

Com relação à classe residencial do Estado de São Paulo, a demanda mostrou-se inelástica com as taxas de crescimento da renda, isto é, o crescimento do consumo residencial é inferior ao crescimento da renda, mas com pouca relação estatística nas variações apresentadas por este indicador econômico sendo seu R2 ao redor de 0, 60, inferiores aos

outros resultados, todos superiores a 0,60 pelo resultado das regressões, necessitando, porém de estudos mais avançados incluindo outras variáveis de controle como o preço e outros fatores para esta classe de consumo.

Para a classe comercial do Estado de São Paulo, encontrou-se a melhor relação com PIB Serviços Brasil e para a demanda industrial, sua aderência a o PIB Industrial Brasileiro.

5.4.2 Elasticidade Renda Nacional

A elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, após registrar valores extremamente elevados na década de 80, com 3,8% em média, caiu para 1,6% na década de 1990, sugerindo mudanças estruturais no perfil de expansão do mercado. Notadamente no que se refere à indústria nacional, função de sua modernização e do uso mais eficiente de eletricidade, bem como da menor participação das indústrias eletrointensivas que não apresentaram expansões significativas na década de 90. De fato, na década de 80 ainda ocorreram expansões destas indústrias, principalmente a de alumínio que ampliou um grande aumento do consumo de energia elétrica, contra uma modesta contribuição para o PIB, resultando em elasticidades muito altas, conforme destaca o plano Decenal de Expansão de 2001/2010.

Conforme Plano Decenal de Energia Elétrica 2005-2010 e suas expectativas quanto as prováveis trajetórias de crescimento, o cenário de referência indica um crescimento médio do consumo total de 5,2% e Elasticidade-Renda média para o período de 2005 a 2015 de 1,23%.

TABELA 11: Brasil - Trajetória de Previsões do Consumo Taxa de Crescimento, Consumo e Elasticidade - Renda

Donés do		Trajetória							
Período	Referência	Alta	Baixa						
	Consumo (TWh) (*)							
2.005	373,5	373,5	373,5						
2.010	483,5	489,7	462,1						
2.015	617,7	657,8	563,3						
Variação (% ao ano)									
2005 - 2010	5,3	5,6	4,4						
2010 - 2015	5,0	6,1	4						
2005 - 2015	5,2	5,8	4,2						
	Elasticidade	e - Renda							
2005 - 2010	1,32	1,24	1,45						
2010 - 2015	1,14	1,07	1,19						
2005 - 2015	1,23	1,14	1,31						

(*) Inclui Autoprodução

Fonte: MME/ EPE – Plano Nacional de Energia 2008 – 2018

Embora seja prematuro afirmar, há indícios de que esteja em curso processo de mudança estrutural no consumo de energia elétrica. Um desses indícios é a forma como vem avançando a economia nacional. De acordo com analistas setoriais, é notável, no crescimento atual da economia brasileira, o incremento nas importações, que superou, em 2007, em mais de 23% o quantum importado em 2006, conforme quadro entre a importação e exportação apresentado no capítulo II.

Isso significa que parte da demanda doméstica tem sido atendida por bens e serviços importados, sugerindo menor pressão sobre a demanda de energia elétrica. De qualquer modo, parece robusta a conclusão de que a manutenção do ritmo de crescimento da economia em 2008 não significará, necessariamente, pressão acima das previsões sobre a demanda de eletricidade.

A Tabela 12 que se segue apresenta as taxas de crescimento do PIB Nacional e os mercados de energia elétrica do Brasil, Sudeste, Demais Estados, Estado de São Paulo e da AES Eletropaulo, empresa formada por 24 municípios que representam a maior parte da grande São Paulo.

TABELA 12: Taxas Históricas do Consumo de Eletricidade - Brasil e Região Sudeste

		1	Consumo de Ei <u>Mercado Ca</u>	_			
	(4)	(3)	(3)	(3)	(2)	(1)	
Data	PIB Brasil	GWh Brasil	GWh Demais	GWh SE	GWh SP	GWh ELPA	Racionamento
1984							
1985	7,8%	10,2%	11,1%	10,1%	10,4%	9,5%	0
1986	7,5%	8,8%	3,6%	2,9%	3,0%	2,2%	0
1987	3,5%	0,9%	1,6%	2,3%	0,7%	-0,5%	0
1988	-0,1%	6,4%	7,0%	4,0%	5,8%	4,1%	0
1989	3,2%	3,7%	3,3%	4,0%	3,0%	2,6%	0
1990	-4,3%	2,2%	1,1%	0,3%	0,2%	-1,0%	0
1991	1,0%	3,8%	3,9%	1,0%	3,2%	2,2%	0
1992	-0,5%	1,7%	2,9%	1,1%	0,6%	-2,5%	0
1993	4,7%	3,1%	104,6%	3,3%	4,5%	3,7%	0
1994	5,3%	3,2%	4,4%	2,4%	3,8%	2,1%	0
1995	4,4%	6,9%	7,8%	6,3%	4,4%	5,4%	0
1996	2,1%	6,1%	7,5%	5,1%	2,5%	1,9%	0
1997	3,4%	6,2%	5,8%	6,6%	6,3%	3,3%	0
1998	0,0%	3,8%	5,0%	2,9%	1,9%	1,4%	0
1999	0,3%	2,4%	4,0%	1,2%	1,5%	0,6%	0
2000	4,3%	5,3%	6,2%	4,6%	5,0%	5,4%	0
2001	1,3%	-7,7%	-5,1%	-9,7%	-9,9%	-13,2%	1
2002	2,7%	2,5%	5,1%	0,5%	1,4%	-0,2%	1
2003	1,1%	5,7%	11,1%	1,2%	6,0%	4,1%	0
2004	5,7%	4,5%	1,6%	7,1%	5,4%	4,6%	0
2005	2,9%	4,6%	4,3%	4,8%	3,8%	3,3%	0
2006 2007	3,7%	5,4%	5,9%	5,0%	4,8%	4,6%	0

Fontes:

- (1) AES Eletropaulo, 2007
- (2) Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento do Estado de São Paulo, 2006.
- (3) SIESE/MME/Eletrobrás Sistema de Informações Estatísticas do Setor de Energia Elétrica até 2002
- (4) IBGE, Ano Base 2006.

5.4.3 O Estado de São Paulo e sua Participação no Consumo de Eletricidade

De 1993 a 2006 o Estado de São Paulo, perdeu sua participação frente ao consumo nacional caindo de 60% para 54% em relação ao Brasil no consumo faturado de energia elétrica, situação que permanece estável de 2004 aos dias atuais, uma vez que embora o êxodo de indústrias de grande porte para outras regiões tenha diminuído, o Estado de São Paulo torna-se favorecido e consolida-se como o maior setor terciário da América Latina e expansão do comércio.

TABELA 13: Histórico da Participação do Sudeste no Consumo Nacional

Anos	SE	Outras Regiões	Brasil
1993	60%	40%	100%
1994	59%	41%	100%
1995	59%	41%	100%
1996	58%	42%	100%
1997	59%	41%	100%
1998	58%	42%	100%
1999	58%	42%	100%
2000	57%	43%	100%
2001	56%	44%	100%
2002	55%	45%	100%
2003	53%	47%	100%
2004	54%	46%	100%
2005	54%	46%	100%
2006	54%	46%	100%

Fonte: – Elaboração Própria com base nos dados da Secretaria da Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo, 2006.

Na participação das empresas de energia elétrica no consumo de energia elétrica do Estado de São Paulo, o mercado da AES Eletropaulo em 2006 encontra-se em primeiro lugar na participação do Estado, com 35% de seu consumo, porém devido aos atrativos fiscais de outros Estados/ Regiões e pela própria característica da curva de maturidade de sua área de concessão, apresenta acentuado declínio nesta última década.

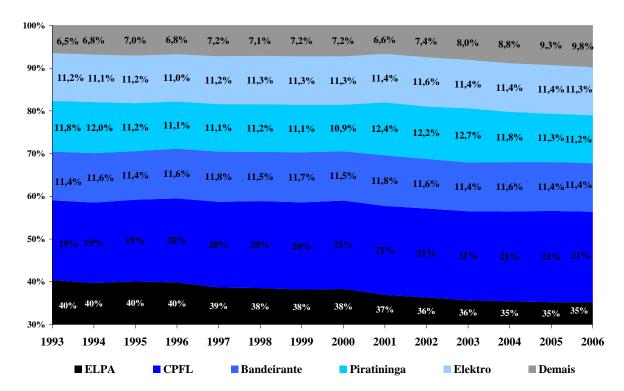


FIGURA 47: Participação das Empresas de Energia Elétrica no Consumo do Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Secretaria da Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo, 2006.

A CPFL segue com 21% onde ao longo dos últimos anos aumentou sua participação perante o Estado, reflexo de sua melhor gestão corporativa e seu acentuado crescimento demográfico.

Em terceiro no ranking do Estado, segue a empresa Bandeirante com 11,4%, oriunda da própria cisão corporativa da antiga Eletropaulo. A Bandeirante representa grande participação e concentração de consumidores indústrias e compete na participação do estado junto com a CPFL Piratininga, Elektro e Demais empresas do Estado, com respectivas taxas de crescimento de 11,2%, 11,3% e 9,8% em 2006.

Abaixo o quadro ilustra o consumo por classe do Estado de São Paulo:

TABELA 14: Histórico da Taxa de Crescimento do Consumo de Eletricidade do Estado de São Paulo

	Cons	sumo Total do E	stado de São Pau	ılo	
Anos	Residencial	Comercial	Industrial	Demais	Total
1993					
1994	4,9%	5,7%	3,0%	3,4%	3,8%
1995	11,7%	11,6%	-0,7%	3,2%	4,4%
1996	8,7%	8,5%	-2,7%	2,9%	2,5%
1997	5,9%	9,5%	6,4%	3,4%	6,3%
1998	4,3%	8,3%	-1,8%	2,2%	1,9%
1999	2,6%	5,6%	-0,7%	1,2%	1,5%
2000	2,4%	10,7%	5,7%	1,2%	5,0%
2001	-15,6%	-8,9%	-6,9%	-8,5%	-9,9%
2002	-2,0%	0,4%	3,6%	2,4%	1,4%
2003	4,7%	6,3%	6,6%	5,7%	6,0%
2004	4,1%	4,3%	7,8%	0,3%	5,4%
2005	5,2%	5,0%	2,6%	4,0%	3,8%
2006	6,1%	5,7%	4,1%	3,5%	4,8%
2007					

Fonte: Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento do Estado de São Paulo São Paulo, 2006.

Nota: As taxas negativas referem-se ao período do racionamento.

Na década de 1990 embora o consumo de eletricidade na indústria tenha apresentado diversos períodos de retração, nota-se a grande retomada de seu crescimento pósracionamento, onde embora as medidas de cogeração e substituição de energéticos concorrentes tenham sido acentuadas; a expansão da economia principalmente após 2004 contribuiu para ampliação de suas taxas de crescimento.

TABELA 15: Empresas do Estado de São Paulo: Taxa de Crescimento em %, Elasticidade: PIB versus Consumo de Energia

Taxa de Crescimento do Consumo de Energia Elétrica do Estado de São Paulo

	PIB	ELPA	Bandeirante	Piratininga	CPFL	Elektro	Demais	Estado	SE	Outras Regiões	Brasil
1994	5,33%	2,12%	5,36%	5,01%	4,54%	2,88%	9,40%	3,84%	2,42%	4,37%	3,20%
1995	4,42%	5,38%	2,62%	-2,09%	6,08%	5,07%	7,34%	4,40%	6,31%	7,76%	6,90%
1996	2,15%	1,92%	4,93%	0,99%	5,38%	1,22%	-1,32%	2,51%	5,12%	7,53%	6,11%
1997	3,37%	3,26%	7,79%	6,59%	8,08%	8,15%	13,33%	6,32%	6,57%	5,79%	6,25%
1998	0,04%	1,40%	-0,55%	2,55%	3,76%	2,84%	0,46%	1,86%	2,92%	5,00%	3,78%
1999	0,25%	0,57%	3,19%	1,28%	1,65%	1,32%	3,30%	1,45%	1,23%	3,98%	2,38%
2000	4,31%	5,41%	3,60%	2,75%	6,33%	5,16%	4,82%	5,02%	4,63%	6,19%	5,29%
2001	1,31%	-13,18%	-7,69%	2,44%	-9,19%	-9,53%	-17,28%	-9,90%	-9,70%	-5,13%	-7,74%
2002	2,66%	-0,20%	-0,33%	0,24%	1,31%	2,92%	13,74%	1,43%	0,52%	5,12%	2,54%
2003	1,15%	4,05%	4,17%	9,58%	6,02%	4,47%	14,35%	5,97%	1,20%	11,13%	5,69%
2004	5,71%	4,61%	6,72%	-2,18%	6,33%	5,51%	15,94%	5,36%	7,10%	1,61%	4,49%
2005	2,94%	3,27%	2,53%	-0,15%	5,50%	3,65%	9,13%	3,81%	4,79%	4,29%	4,56%
2006	3,70%	4,62%	4,31%	3,76%	4,14%	3,77%	10,19%	4,80%	5,00%	5,87%	5,40%

Elasticidade: Co	onsumo vs. P	roduto Interno	Bruto Brasil							
	ELPA	Bandeirante	Piratininga	CPFL	Elektro	Demais	Estado	Sudeste	Outras Regiões	Brasil
1994	0,40	1,00	0,94	0,85	0,54	1,76	0,72	0,45	0,82	0,60
1995	1,22	0,59	(0,47)	1,38	1,15	1,66	1,00	1,43	1,76	1,56
1996	0,89	2,29	0,46	2,50	0,57	(0,62)	1,17	2,38	3,50	2,84
1997	0,96	2,31	1,95	2,39	2,42	3,95	1,87	1,95	1,72	1,85
1998	39,38	(15,35)	71,80	105,75	80,01	12,97	52,46	82,25	140,78	106,44
1999	2,27	12,58	5,04	6,54	5,23	13,04	5,74	4,84	15,74	9,40
2000	1,26	0,84	0,64	1,47	1,20	1,12	1,16	1,07	1,44	1,23
2001	(10,04)	(5,86)	1,86	(7,00)	(7,26)	(13,17)	(7,54)	(7,39)	(3,91)	(5,90)
2002	(0,08)	(0,12)	0,09	0,49	1,10	5,17	0,54	0,20	1,92	0,96
2003	3,53	3,63	8,34	5,24	3,89	12,49	5,19	1,05	9,69	4,95
2004	0,81	1,18	(0,38)	1,11	0,96	2,79	0,94	1,24	0,28	0,79
2005	1,11	0,86	(0,05)	1,87	1,24	3,10	1,29	1,63	1,46	1,55
2006	1,25	1,16	1,02	1,12	1,02	2,75	1,30	1,35	1,58	1,46

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Secretaria da Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo, 2006.

Observar pelo histórico da elasticidade conforme indicam os dados da tabela 16 que se segue, que a elasticidade da cidade de São Paulo em específico São Paulo, Bandeirantes, CPFL e Piratininga possuem elasticidades menores comprados ao o Brasil e Região Sudeste. Já para o histórico da elasticidade do consumo das demais empresas do Estado, à mesma apresentou elasticidade superior ao PIB Nacional pela sua forte expansão demográfica e temperaturas mais elevadas que afetam diretamente o consumo desta região.

Conforme tabela 15 que demonstra o impacto do racionamento nas empresas, verificou-se queda do consumo nacional em -7,74% para 2001 e redução do consumo para região Sudeste e São Paulo de 9,7% e 9,9% respectivamente, superiores a redução do consumo nacional.

TABELA 16: O Impacto do Racionamento: Brasil, Região Sudeste e Estado de São Paulo

Taxa de Crescimento das Concessionárias, do Estado, da Região Sudeste e do Brasil

	2000	2001	2002
AES Eletropaulo	5,41%	-13,18%	-0,20%
Bandeirante	3,60%	-7,69%	-0,33%
Piratininga	2,75%	2,44%	0,24%
CPFL	6,33%	-9,19%	1,31%
Elektro	5,16%	-9,53%	2,92%
Demais	4,82%	-17,28%	13,74%
Estado	5,02%	-9,90%	1,43%
SE	4,63%	-9,70%	0,52%
Brasil	5,29%	-7,74%	2,54%

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Secretaria da Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo, 2006.

Durante o racionamento e no ano de 2001, as empresas que sofreram com o maior impacto na redução do consumo foram AES Eletropaulo com -13,18%, Elektro -9,53%, CPFL -9,19% e Bandeirantes energia com -7,69%. Observar que embora as demais concessionárias tenham apresentado redução de -17,28% em 2002, as mesmas, apresentaram crescimento de 13,74%. Devido à falta de dados destas concessionárias não foi possível identificar os motivos do brusco crescimento destas concessionárias.

5.5 Projeção do Consumo

Demonstrada a evolução do atual panorama do consumo de eletricidade brasileiro e região Sudeste, a nova metodologia do PIB Nacional com sua melhora na relação de seus coeficientes estatísticos e a evolução do comparativo da elasticidade entre o consumo destas regiões, através do e-views como ferramenta ao suporte estatístico, utilizou-se da desagregação do PIB nacional para melhor representar suas relações estatísticas aos indicadores econômicos, conforme quadro e metodologia descritos abaixo.

5.5.1 Tratamento dos Dados

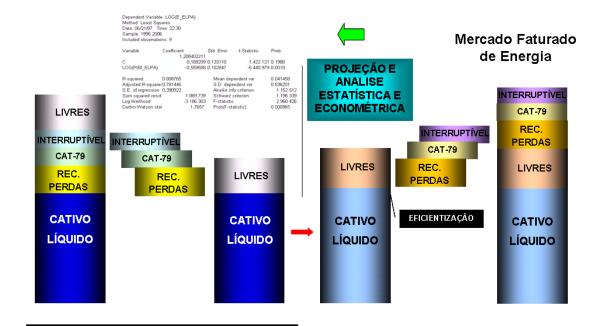
Devido à dificuldade no acesso ao histórico dos dados e a divergência de informações encontradas entre as próprias instituições governamentais e pela falta de quantificação dos impactos econômicos no consumo de eletricidade, para o comportamento do consumo de eletricidade do Estado e sua análise estatística procurou-se não modificar a série histórica quando de sua análise. Entretanto a metodologia abaixo empregada pela maioria das empresas de distribuição do país, se faz necessária.

Para que seja capturado o reflexo da atividade econômica sobre o comportamento do consumo de eletricidade, deve-se na análise econométrica, considerar o mercado cativo e o mercado livre faturado, isto é, os clientes cativos das distribuidoras, mais o consumo dos clientes livres, clientes estes com consumo superior a 3 MW que podem adquirir energia de outras empresas fora de sua área de concessão. Considerando apenas os clientes cativos das concessionárias pode-se introduzir erros significativos junto aos resultados econométricos.

Para tanto deve-se procurar expurgar os efeitos não econômicos do consumo de eletricidade para melhor captura dos efeitos econômicos e conseqüentemente melhores ajustes estatísticos.

Desta forma, devido ao melhor monitoramento dos clientes livres de sua área de concessão, tais clientes são projetados individualmente com metodologia específica, devido à expressividade de valores e melhor percepção das movimentações destes clientes por parte dos gestores de contas das empresas de distribuição.

Para análise econométrica, procura-se obter o mercado cativo mais os clientes livres, com expurgo dos efeitos do programa de recuperação de perdas comerciais dos anos passados que nada influenciam com os indicadores econômicos utilizados, como também as energias interruptíveis que são vendidas como sobras sistêmicas em certos períodos, e o que vem ocorrendo no Estado de São Paulo, onde clientes que por falta de documentação cadastral para justificar sua classe de consumo, estão sendo classificados como clientes residenciais por imposição do Estado, até que este se regularize, uma vez que o ICMS é distinto para as classes de consumo de eletricidade e maior tarifado na classe residencial (25% - Cálculo por Dentro), isto implica em distorções na análise dos dados.



Tratamento da Base Histórica Eliminação de efeitos não econômicos

FIGURA 48: Métodos para Tratamento da Base Histórica

Fonte: AES Eletropaulo, 2007 – Elaboração Própria.

Verificar conforme tabela 14 que as taxas de crescimento do consumo Residencial do Estado de São Paulo nos últimos anos, vêm crescendo a taxas de 5,2%, 6,1% e superiores a 6% em 2007, não ilustrando a realidade e sua interação ao movimento econômico, bem como a falta de detalhamento sobre os tais impactos por parte das empresas prejudica em muito, as projeções e estudos sobre o consumo de eletricidade. Desta forma, o quadro ao lado procura demonstrar que para a projeção de consumo, devem-se expurgar os efeitos não econômicos, agregando-os novamente e considerando-os em sua projeção futura, bem como programas de eficiência, para obtenção de melhores resultados nas projeções de mercado.

- 134 -

5.5.2 Análises Estatísticas

5.5.2.1 Consumo Nacional e Região Sudeste vs. Produto Interno Bruto.

Embora o histórico de dados seja pequeno para efeito de análise estatística, é

importante destacar que a relação elasticidade de energia, PIB são conhecidas há muito

tempo, sendo os resultados das análises estatísticas de uma pequena quantidade de dados do

período de 1984 a 2006 suficientes para ilustrar esta relação, conforme observado nos

resultados adiante.

Inicialmente verificou-se a relação direta entre o comportamento do consumo e do

PIB pela análise da regressão pela curva de potência considerando a elasticidade entre o

consumo vs. PIB em base anual. Conforme demonstrado ao logo deste trabalho, o melhor

ajuste da regressão para o novo PIB ao invés do antigo, ficou em 0,94 ante ao anterior de

0,91.

Os coeficientes acima destacados desconsideram os períodos de 2001 e 2002,

tratando-os como nulos na primeira análise efetuada, entretanto com o auxílio de software

estatístico específico e-views foi empregado o artificio de dummy's para o período do

racionamento, considerando seu efeito nos anos de seu acontecimento e outra dummy

considerando a ruptura no comportamento da série, antes e depois do racionamento que

melhora ainda mais os resultados obtidos.

A utilização da variável binária dummies para mudança do intercepto em todas as

regressões efetuadas foi necessária como forma de buscar a interpretação dos efeitos durante

o racionamento de energia elétrica nos anos de 2001 e 2002 e após o término deste.

Para tanto, os resultados encontrados que melhor se ajustaram à série foram:

Linear-Log:

 $\mathbf{Yt} = \mathbf{B} \ \mathbf{1} + \mathbf{B} \ \mathbf{2} \ \mathbf{ln} \ (\mathbf{Xt}) + \mathbf{Et}$

Log – Log:

 $ln(Y_t) = \beta 1 + \beta 2 ln (X_t) + E_t$

Regressão Linear: $Y_t = \beta 1 + \beta 2 X_t + E_t$

Y = Consumo (Variável Dependente)

X = PIB (Variável Independente)

Regressão sem utilização de Dummies

Regressão com utilização de Dummies

Modelo Brasil x PII Dependent Variable:					Modelo Brasil x PI Dependent Variable							
Method: Least Squar	es				Method: Least Squares							
Sample: 1984 2006					Sample: 1984 2006							
Included observations: 23					Included observation	ns: 23						
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.			
С	-9.508.870	1.057.643	-8.990.625	0.0000	С	-158.760	25501.30	-6.225.567	0.0000			
LOG(PIB)	1.523.253	0.073565	2.070.628	0.0000	PIB	0	0.015596	1.486.536	0.0000			
					DUM	19582,1	9880790	1.981.836	0.0622			
					DRAC	-22271,38	10213.78	-2.180.523	0.0420			
R-squared	0.953307	Mean depen	dent var	1.238.972	R-squared	0.968442	Mean deper	ident var	247166.2			
Adjusted R-squared	0.951084	S.D. depend	ent var	0.245237	Adjusted R-squared	0.963459	S.D. depend	lent var	58719.07			
S.E. of regression	0.054239	Akaike info	criterion	-2.907.891	S.E. of regression	11224.53	Akaike info	criterion	2.164.636			
Sum squared resid	0.061779	Schwarz crit	Schwarz criterion		Sum squared resid	2.39E+09	Schwarz cri	Schwarz criterion				
Log likelihood	3.544.075	F-statistic		4.287.499	Log likelihood	-2.449.332	F-statistic	F-statistic				
Durbin-Watson stat	0.582472	Prob(F-statis	stic)	0.000000	Durbin-Watson stat	1.148.080	Prob(F-stati	stic)	0.000000			

FIGURA 49: Resultado Regressões: PIB e Consumo (MWh) Brasil

Fonte: Elaboração Própria - Software E-Views.

Já para a região Sudeste e o Estado de São Paulo que representam grande parte do comportamento do consumo nacional, os coeficientes de regressão obtidos foram muito próximos ao encontrado anteriormente:

Região Sudeste

Estado de São Paulo

Modelo SE x PIB Dependent Variable: SE Method: Least Squares Sample: 1984 2006 Included observations: 23				Modelo SE x PIB Dependent Variable: Method: Least Squar Sample: 1984 2006 Included observation	es				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C PIB DUM DRAC	-49.708 0 16245,61 -20223,15	12364.90 0.007562 4790932 4952391	-4.020.108 1.481.808 3.390.909 -4.083.512	0.0007 0.0000 0.0031 0.0006	C LOG(PIB) DUM DRAC	-8 1 0,094263 -0,120442	1.235.143 0.086398 0.032501 0.031724	-6.156.434 1.569.641 2.900.330 -3.796.568	0.0000 0.0000 0.0092 0.0012
R-squared	0.961000	Mean depen	dent var	144199.5	R-squared	0.962696	Mean depen	dent var	1.186.350
Adjusted R-squared	0.954843	S.D. depend		25611.33	Adjusted R-squared	0.956806	S.D. depend		0.180968
S.E. of regression	5442478	Akaike info criterion 2.019.863		2.019.863	S.E. of regression	0.037611	Akaike info	criterion	-3.566.268
Sum squared resid	5.63E+08	Schwarz criterion 2.039.610		Sum squared resid	0.026877	Schwarz cri	terion	-3.368.791	
Log likelihood	-2.282.842	F-statistic		1.560.615	Log likelihood	4.501.208	F-statistic		1.634.425
Durbin-Watson stat	1.441.014	Prob(F-stati	stic)	0.000000	Durbin-Watson stat	1.293.839	Prob(F-stati	stic)	0.000000

FIGURA 50: Resultado Regressões: PIB e Consumo (MWh) Região Sudeste,

São Paulo e AES Eletropaulo

Fonte: Elaboração Própria – Software E-views

AES Eletropaulo

Modelo AES Eletropaulo x PIB								
Dependent Variable: LOG(ELPA)								
Method: Least Squares								
Sample: 1984 2006								
Included observation	s: 23							
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.				
C	-2	1.028.553	-2.272.518	0.0349				
LOG(PIB)	1	0.071947	1.231.899	0.0000				
DRAC	-0,121863	0.026418	-4.612.929	0.0002				
DUM	0,075366	0.027065	2.784.656	0.0118				
R-squared	0.927056	Mean depen	dent var	1.037.386				
Adjusted R-squared	0.915538	S.D. dependent var 0.107769						
S.E. of regression	0.031320	.031320 Akaike info criterion -3.932.335						
Sum squared resid	Sum squared resid 0.018638 Schwarz criterion -3.734.857							
Log likelihood	4.922.185	F-statistic 8.049.110						
Durbin-Watson stat	2.069.994	Prob(F-statis	stic)	0.000000				

Fonte: Elaboração Própria – Software E-views

Na medida em que começamos a comparar o comportamento do consumo ao PIB, não mais por Regiões / Estado constata-se que o ajuste estatístico perde força, podendo ser comprovado pela regressão testada no consumo da cidade de São Paulo - AES Eletropaulo com coeficiente inferior ao Brasil, Sudeste e Estado em torno de 0,92 e ainda pior com relação às outras concessionárias, como exemplo foi testado o consumo da concessionária CPFL, Bandeirantes, Elektro e Demais empresas do Estado, onde o coeficiente de regressão (R2) ficou em torno de 0,84, 0,73, 0,69 e 0,65 respectivamente. Os resultados obtidos encontram-se no **Anexo** – **I** do presente trabalho.

Tal fato destaca a necessidade na busca de indicadores regional-setoriais que melhor ilustrem o comportamento do consumo por eletricidade de sua região.

Com objetivo de procurar entender as relações econômicas do Estado de São Paulo e capturar os melhores resultados estatísticos/econométricos desta região conforme ilustrado até agora, procurou-se tratar o consumo do Estado por suas classes de consumo e identificar o melhor indicador correlato para análise das classes residencial, industrial e comercial do Estado de São Paulo apresentados a seguir.

5.5.2.2 Consumo Residencial do Estado de São Paulo vs. Renda Nacional

O consumo residencial representa 25,5% do consumo do estado, sendo o consumo da classe residencial formado pelo comportamento de posses e hábitos da população brasileira e embora, a eletricidade seja caracterizada como um bem essencial à produção e ao consumo, constatou-se que inúmeros fatores influenciam em seu consumo.

Tolmasquim & Szklo (2000), em pesquisa desenvolvida pelo Centro de Estudos de Energia – ENERGE – COPPE/UFRJ, elegeram e classificaram a relevância dos fatores que influenciam o consumo no setor residencial. Os itens estão dispostos na Tabela abaixo com escala de pesos atribuída como segue: (3) Alta importância, (2) Média importância, (1) Pouca importância, (0) Irrelevante.

TABELA 17: Classificação da Relevância dos Fatores que Influenciam o Consumo no Setor Residencial

Item	Descrição	Média
1	Tecnologia disponivel	3,0
2	Vendas de equipamentos de uso final	3,0
3	Distribuição de renda	2,7
4	Taxa de crescimento domiciliar	2,2
5	Renda Nacional	2,2
6	Temperatura ambiente	1,5
7	Taxas de juros de mercado	1,3
8	Índices de inflação	1,2
9	Prazos de amortização das dívidas	1,0
10	Outros	0,5

Fonte: Tolmasquim & Szklo (2000)

A pesquisa apontou que as características dos equipamentos e as possibilidades de aquisição desses, constituem o panorama fundamental para a definição do consumo de energia do setor.

Foi testada para esta classe de consumo a renda nacional, uma vez que a partir da participação da massa salarial (População Ocupada * Renda Real) com o PIB realizado do Brasil, chega-se à projeção da Massa Salarial do Brasil que, dividida pela população ocupada (PO) projetada, também por participação do PIB, gera-se a renda real que, multiplicada pelo INPC projetado, compõe a renda real (a qual é associada ao consumo de energia) e a partir deste elabora-se a projeção.

Modelo Residencial	x Renda							
Dependent Variable: LOG(RES)								
Method: Least Squares								
Sample(adjusted): 1995 2006								
Included observation	s: 12 after ac	djusting endpoi	nts					
	~ ~~	~	~					
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.				
С	5.510.820	1.203.573	4.578.717	0.0018				
LOG(RENDA)	0.688618	0.179993	3.825.816	0.0050				
DUM	0.120529	0.053114	2.269.262	0.0530				
DRAC	-0.178853	0.060162	-2.972.868	0.0178				
R-squared	0.651131	Mean deper	ndent var	1.012.305				
Adjusted R-squared	0.520305	S.D. depend	S.D. dependent var 0.077710					
S.E. of regression	0.053822	Akaike info criterion (2.745.080)						
Sum squared resid	0.023174	Schwarz criterion (2.583.445						
Log likelihood	2.047.048	F-statistic	F-statistic 4.9					
Durbin-Watson stat	2.041.049	Prob(F-stati	stic)	0.030929				

FIGURA 51: Resultado Regressões: Consumo Residencial e Renda Nominal

Fonte: Elaboração Própria - Software E-views

Devido à escassez na obtenção de dados para análise e aos problemas em particular do consumo residencial de São Paulo, como destacado no subtítulo tratamento de dados, referente à classificação de clientes comerciais e industriais na classe residencial, os resultados encontrados para esta classe não foram satisfatórios, apresentado R2 de **0,6511** conforme quadro acima.

Testes com índices de vendas de eletrodoméstico e series de temperaturas provavelmente possam gerar melhores resultados econométricos devido ao impacto de tecnologias novas entrantes e vendas de equipamentos de uso final.

Além da variável renda para o consumo residencial do Estado de São Paulo e no intuito de obter melhores resultados no tratamento dos dados, foi analisada a relação do consumo residencial com as seguintes variáveis:

$$Y_t = \beta 1 + \beta 2 X_t + \beta 2 X_t + \beta 2 Y_t + \beta 2 Z_t + E_t$$

X = PIBBC = Produto Interno Bruto em R\$ - Dados do Banco Central do Brasil (BC - DEPEC)

K = RReal = Renda Real em R\$, valores inflacionados pelo INPC (número índice (DEZ 93 = 100) - Brasil e Regiões Metropolitanas (%))

Y = EFAS= Volume de Vendas - Varejo - Móveis e Eletrodomésticos - índice Base Fixa com ajuste Sazonal (2003=100)

Z = DRES= Dummy de ruptura referente aos anos de 1999, 2000, 2001

Tal análise evidenciou o emprego destas variáveis para análise econométrica. O emprego do volume de venda de Móveis e Eletrodomésticos, o PIB e dummy de ruptura para os anos de 1999 – 2001 devido aos impactos nestes índices para este período, além da renda já tratada, melhoram os resultados ora obtidos R2 de 0,65 para 0,76.

Dependent Variable: RESSP Method: Least Squares Sample(adjusted): 1995 2006

Included observations: 12 after adjusting endpoints

Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	
1,31	3,00	4,23	0,00	
16,57	4,32	3,84	0,01	
7,99	27,86	0,29	0,78	
1.557,74	802,70	1,94	0,09	
(26.274,84)	11.667,68	(2,25)	0,06	
	1,31 16,57 7,99 1.557,74	1,31 3,00 16,57 4,32 7,99 27,86 1.557,74 802,70	1,31 3,00 4,23 16,57 4,32 3,84 7,99 27,86 0,29 1.557,74 802,70 1,94	

R-squared	0,77	Mean dependent var	24.979,42
Adjusted R-squared	0,63	S,D, dependent var	1.930,09
S.E. of regression	1.169,18	Akaike info criterion	17,26
Sum squared resid	9.568.797,00	Schwarz criterion	17,46
Log likelihood	(98,56)	F-statistic	5,74
Durbin-Watson stat	1,96	Prob(F-statistic)	0,02

Sample: 1995 2006 Included observations: 12

Autocorrelation	Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob
. .	. .	1	0.054	0.054	0.0453	0.832
. * .	. * .	2	-0.064	-0.068	0.1151	0.944
. ** .	. ** .	3	-0.207	-0.201	0.9142	0.822
. ** .	. ** .	4	-0.268	-0.264	2.4275	0.658
. [. [. * .	5	-0.040	-0.062	2.4656	0.782
. * .	. ** .	6	-0.149	-0.256	3.0865	0.798
. .	. * .	7	0.045	-0.100	3.1536	0.870
. .	. * .	8	0.063	-0.098	3.3211	0.913
. .	. * .	9	0.029	-0.125	3.3697	0.948
. .	. * .	10	0.017	-0.154	3.3939	0.971

Por último, cabe lembrar que existem outras variáveis que afetam a quantidade de energia elétrica consumida nas residências, entre as quais, o estoque de eletrodomésticos disponível nas mesmas. Este estoque tem se expandido claramente em função da queda real dos preços destes produtos, à parte a influência que a estabilização monetária e as maiores facilidades de acesso ao crédito têm sobre a aquisição dos mesmos. Isto significa que este é um fator que amplia a quantidade demandada deste serviço, o qual, a despeito de ter uma elasticidade da demanda também baixa, implica exigir que a oferta de energia elétrica se prepare para suprir esta quantidade ampliada. (Andrade T. & Lobão W., 1997)

O melhor ajuste obtido através destas varáveis, demonstra o estreito relacionamento do consumo de eletricidade residencial ao comportamento da economia, em específico a variação da renda e volume de venda de eletrodoméstico.

A melhor percepção deste efeito é tratada por Lobão, 1997 através de modelos não lineares, que se utiliza da tarifa cobrada pelo serviço, a renda familiar e o estoque domiciliar de aparelhos eletrodomésticos para confirmar a relação existente entre preço e demanda por energia.

Embora seja notório o processo de eficiência no setor de eletrônicos / eletrodoméstico que impacta na redução do consumo por energia residencial, o consumo ainda reage negativamente ao aumento da tarifa e positivamente aos aumentos de renda e de eletrodomésticos. Em parte reflexo da melhora de crédito e renda que levou o cidadão brasileiro na década de 90 a melhores condições na qualidade de vida e a busca por diversos equipamentos até então não presentes na vida do consumidor brasileiro.

A luz do processo de eficiência energética mais efetiva em países desenvolvidos que interferem diretamente no consumo de eletricidade, ainda nos dias de hoje, o preço da energia é um dos principais instrumentos utilizados para direcionar o comportamento do consumo.

No Brasil, o aumento médio das tarifas acima da inflação, ora por excesso de impostos, mudanças de regras regulatórias e racionamento não beneficiaram a expansão da eletricidade e seus objetivos impostos pela Lei do setor.

Entretanto espera-se devido ao segundo ciclo de revisão tarifária, a maturação de suas regras e ao reposicionamento tarifário, uma tarifa mais justa de maneira a não influenciar o comportamento da demanda por eletricidade.

5.5.2.3 Consumo Industrial do Estado de São Paulo vs. PIB Industrial

O consumo industrial representa 45,9% do consumo do Estado, mantendo sua participação de alta verificada nos anos anteriores, com exceção de 2006 que ficou no patamar próximo da participação registrada em 2003 de 45,7%. Tal participação já representou valores superiores a 50% no início da década de 90 reduzindo-se nos dias de hoje em virtude de um crescimento médio anual superior das demais classes em especial o comércio e serviços. Para as projeções da classe industrial constatou-se uma forte relação entre o consumo de energia e o PIB Industrial do Brasil, portanto pode-se afirmar que o consumo de energia elétrica varia em função do PIB Industrial Nacional.

Para tanto, foram considerados os anos de 1993 a 2007, tratando o período de 2000 e 2001 com dummys para melhor estabelecer a relação entre produção industrial e consumo, obtendo os seguintes resultados:

Modelo Industrial	x PIB Indust	rial		
Dependent Variable:				
Method: Least Squar	res			
Sample(adjusted): 19	993 2006			
Included observation	s: 14 after ac	ljusting endpoint	s	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
С	-458146.2	73111.62	-6.266.393	0.0001
LOG(PIND)	39470.30	5.767.566	6.843.494	0.0000
DUM	-9.106.521	1.319.598	-0.690098	0.5044
R-squared	0.813740	Mean depend	ent ver	41973.00
Adjusted R-squared	0.0.0.	S.D. depende		3.675.796
S.E. of regression				1.793.078
Sum squared resid				1.806.772
Log likelihood	-1.225.154			2.402.863
Durbin-Watson stat	0.958322	Prob(F-statist	tic)	0.000097

FIGURA 52: Resultado Regressões: Consumo Industrial e PIB Industrial do Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração Própria – Software E-Views

O coeficiente de regressão apresentou r2 de 0, 81, inferior aos coeficientes da relação consumo de energia do Brasil, Regional e Estadual de São Paulo versos o PIB Nacional.

O mesmo apresenta, contudo, grande relação ao indicador econômico estudado, onde devidamente trabalhado os expurgos a sua série histórica observado anteriormente, provavelmente obteremos melhores ajustes ao modelo de regressão.

Isto se faz perceber pelo teste elaborado junto ao consumo industrial do Estado, o PIB Industrial Brasileiro e a Renda Nacional.

Ao incluir a renda como mais uma variável independente no modelo de regressão, os resultados foram melhorados, e apresentou r2 de **0, 90**, na FIGURA 41 demonstrando o reflexo da oscilação da renda, que por sua vez induz ao consumo de produtos e futura expansão do consumo por eletricidade.

Modelo Industrial	x PIB Indust	rial & Renda		
Dependent Variable:	IND			
Method: Least Squar	es			
Sample(adjusted): 19	995 2006			
Included observation	s: 12 after ad	ljusting endpoint	S	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
С	-448265.0	123307.2	-3.635.351	0.0054
LOG(PIND)	38150.81	10014.40	3.809.596	0.0042
RENDA	6.950.522	4.981.033	1.395.398	0.1964
R-squared	0.900796	Mean depend	lent var	42432.42
Adjusted R-squared	0.878751	S.D. depende	nt var	3.780.799
S.E. of regression	1.316.505	Akaike info	criterion	1.741.567
Sum squared resid	15598678	Schwarz crite	erion	1.753.689
Log likelihood	-1.014.940	F-statistic		4.086.121
Durbin-Watson stat	1.423.145	Prob(F-statist	tic)	0.000031

FIGURA 53: Resultado Regressões: Consumo Industrial, PIB Industrial do Estado de São Paulo e Renda

Fonte: Elaboração Própria – Software E-Views

A relação direta do consumo industrial de eletricidade do Estado de São Paulo e o PIB Industrial Nacional, destaca a predominância das indústrias de bens de capital e de bens duráveis da região que em muito colaboram para a expansão nacional, embora exista ainda, a migração das indústrias locais em busca de melhores atrativos fiscais em outros Estados.

Com o monitoramento da expansão do consumo e o ciclo da indústria, analisando sua capacidade instalada, seus processos produtivos, suas atividades e seus aspectos sazonais, melhores resultados serão obtidos favorecendo a melhor percepção quanto ao futuro próximo.

5.5.2.4 Consumo Comercial do Estado de São Paulo vs. PIB Serviços

O consumo comercial representava 12,4% em 1993 passando para 17,4% da participação do consumo de energia elétrica do Estado de São Paulo, sendo o único setor que apresenta melhora em sua participação desde a década de 90 aos dias atuais, justificado pela ampliação do setor terciário da economia no Estado de São Paulo. Principalmente nos últimos anos puxado pelo aquecimento da economia nacional e em específico a região de São Paulo, apresenta forte expansão de shoppings e estabelecimentos comerciais, além de ser considerada uma região com forte predominância de empresas servidoras de dados, internet e afins.

Com base no quadro do PIB Nacional, apresentado Tabela 09, e suas participações, nota-se que o PIB Comercial que representa na média histórica 64% do PIB Nacional, possui maior predominância de serviços em sua composição, representando cerca de 54% do PIB Nacional.

Da mesma maneira que se obteve o PIB Industrial para a Indústria, aplicou-se a série do PIB Brasil Comércio ao consumo, como melhor forma de justificar o comportamento desta classe, obtendo assim R2 de 0,8933 indicando forte relação econômica a expansão da atividade comercial brasileira.

Modelo Comercial x PIB serviços									
Dependent Variable: COM									
Method: Least Squar	Method: Least Squares								
Sample(adjusted): 19	93 2006								
Included observation	s: 14 after ac	ljusting endpo	ints						
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.					
С	-8.233	2.426.508	-3.392.939	0.0060					
SER	0	0.002120	9.332.060	0.0000					
DUM	1866,892	7934037	2.353.016	0.0383					
R-squared	0.893392	Mean depe	ndent var	14493.57					
Adjusted R-squared	0.874009	S.D. depen	dent var	2.926.466					
S.E. of regression	1038754	Akaike inf	o criterion	1.691.684					
Sum squared resid	11869116	Schwarz criterion 1.705.378							
Log likelihood	-1154179	1154179 F-statistic 4.609.107							
Durbin-Watson stat	0.554014	Prob(F-star	tistic)	0.000004					

FIGURA 54: Resultado Regressões: Consumo Comercial e PIB Serviços do Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração própria – Software E-Views

Com o intuito de melhor ajustar o tratamento desta série histórica, aplicou-se também o uso de log para ambas as séries (consumo e PIB) e a relação com a renda, que ao contrário do observado na indústria, para ambos os testes apresentaram piores resultados ao destacado ao lado.

Baseado nos resultados obtidos e combinados com as políticas recentes de eficiência energética deve-se considerar um deflator sobre a taxa de crescimento não só para o comercial, mas sim a todas as classes de consumo a fim de capturar tais medidas eficientes por parte dos consumidores e sociedade, quando da utilização dos coeficientes de regressão aqui apresentados para projeção, esse movimento de aumento da produtividade em relação ao consumo de energia elétrica em específico na indústria e no comércio precisa ser atentamente analisado e considerado para a previsão do consumo de eletricidade do Estado de São Paulo, sob pena de incorrer em desvios acentuados, tendo em vista que estes segmentos têm participação preponderante em seu mercado de atuação.

Além disso, importantes instituições privadas e públicas têm se dedicado ao estudo do processo de eficiência energética que vem ocorrendo no Brasil, apresentando resultados que podem nortear a uma melhor percepção desta eficiência, bem como a competitividade dos energéticos concorrentes que influenciam diretamente na expansão da matriz energética nacional, especialmente o impacto do gás natural que embora nos dias de hoje, ainda compete aos derivados de petróleo frente ao consumo por eletricidade.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho aborda questões importantes quanto ao comportamento do consumo de eletricidade e seus aspectos econômicos frente aos principais indicadores do País. Passa pela distinção entre o público e privado, o panorama econômico dos setores; através da análise pelo lado da oferta e categoria de usos na visão da indústria e alterações na elasticidade entre consumo de energia elétrica e os indicadores desagregados do Produto Interno Bruto Nacional. Enfatiza a continuidade da política energética de forma a justificar a instauração de um regime indicativo frente ao determinativo que culmina na instauração do marco regulatório do setor de energia elétrica.

Atualmente, o Brasil se utiliza da regulação por incentivos, evoluindo da regulação de custo de serviços na década de 30, para regulação por custos marginais na década de 80, introduzindo fatores que buscam a eficiência na equidade tarifária a partir de 2004, com o marco regulatório do setor e a regulação de suas agências.

Dentro do referencial teórico analisado neste trabalho, a formação de uma base regulatória adequada ao setor energético nacional propicia melhor transparência e dinamismo a um setor regulado que devido a imperfeições no controle de suas externalidades, será o pilar para a competitividade e o crescimento energético nacional. O capítulo 4 detalha este assunto e trata do problema remanescente do subsídio sobre as tarifas de distribuição de energia, seu impacto na sociedade e a necessidade por melhores mecanismos de controle e gestão para um melhor planejamento energético nacional.

Deste modo, a redução do nível de carga tributária nas tarifas de distribuição de energia elétrica é indispensável para modicidade tarifária posta em prática pelo modelo do setor. As tarifas praticadas atualmente serão distintas no futuro, através da própria evolução natural dos mercados que procurará seu equilíbrio no ajuste de seus preços e a um mercado cada vez mais competitivo.

Para os próximos anos, os mecanismos de formação de preços delinearão a trajetória entre os mercados livres e regulado em consonância a um melhor planejamento energético nacional. Dependentes atualmente por normas regulatórias, dentre elas, a descontratação da energia existente, a formação dos preços de curto prazo e os mecanismos de repasse ao consumidor final dos custos relativos à compra de energia, tais mercados poderão ser

penalizados no curto/médio prazo diminuindo a competitividade e a busca por preços menores de energia.

A avaliação a nível nacional/regional e suas classes de consumo, faz-se necessária, uma vez que as fontes de geração de eletricidade impactam o meio ambiente e a sociedade, seu planejamento minimiza custos, favorece a previsibilidade e melhora o planejamento do setor de energia elétrica nacional.

Os resultados apresentados demonstram que é possível tratar as principais incertezas e minimizar os riscos existentes para uma melhor previsão do futuro com auxílio de ferramentas atuais e sofisticadas enfatizando a importância do planejamento de mercado de uma distribuidora de energia na previsibilidade de seu consumo e suas questões relacionadas à contratação de energia.

Como resultado deste trabalho verifica-se que a relação entre consumo e economia se distancia na medida em que se avança para regiões menos concentradas onde as relações aos indicadores econômicos possuem um grau de peso menor na relação com energia, bem como a insuficiência de índices estatísticos regionais para tratamento econométrico geram distorções quanto aos resultados apresentados. A melhor gestão quanto ao uso final com aumento da eficiência energética será fundamental para melhor diagnóstico e previsão da demanda por energia.

Desta forma, a análise e a pesquisa voltada ao uso final por energia se farão necessárias, no intuito de melhor se quantificar a entrada de novas tecnologias e a resposta do consumidor a novos hábitos de consumo. Nos países desenvolvidos, a exemplo dos Estados Unidos, os níveis de eficiência energética projetados para os próximos anos reduzirão em mais de 0,2% ao ano, as taxas de crescimento previstas de energia elétrica para estes países.

Sendo o Brasil um País em desenvolvimento aberto a novas tecnologias e que busca as fontes renováveis por energia de maneira a reduzir sua vulnerabilidade na formação da oferta e demanda por eletricidade; as empresas brasileiras poderão no médio prazo, mediante ajustes na regulação vigente, manter ativos seus investimentos em eficiência energética, com o objetivo de se reduzir o consumo de energia, amenizando assim o impacto na alta dos preços de energia e crescimento econômico.

Com o avanço da tecnologia, medidores eletrônicos substituirão o atual parque de medidores eletromecânicos, em consonância ao ajuste da regulação e tarifação vigente, trazendo ganhos à sociedade e consumidor final, através de medidas mais eficientes de conservação e tarifação de energia, por meio de um mercado indicativo, livre na formação de

seus preços e volumes a contratar por energia, que favorecerá a melhor previsibilidade e conservação do consumo final por energia elétrica nacional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, T; LOBÃO, W. Elasticidade-renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, Texto para discussão nº 489, 1997.

ANGELONI, M. T. (Org.). Organizações do conhecimento: infra-estrutura, pessoas e tecnologias. São Paulo: Saraiva, 2002.

ARAÚJO, A. C. M. Comercialização de Energia Elétrica para os Consumidores Finais no Novo Modelo, Rio de Janeiro, Niterói, UFF, 2001.

ARAÚJO, J. L. Técnicas de Previsão de Mercado de Energia Elétrica: Métodos Econométricos e Técnicas de Construção de Cenários. Rio de Janeiro: AIE/COPPE/UFRJ, 1989.

AROUCA, M. C. Demanda de Energia no Setor Residencial no Brasil. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 1981.

AZZONI, C.; FERREIRA, D. Competitividade Regional e Reconcentração Industrial: o Futuro das Desigualdades Regionais no Brasil. Revista Econômica do Nordeste, vol. 29, 1997.

BAJAY, S. V., A Matriz Energética do Estado de São Paulo: Evolução e perspectivas. In: Fórum Legislativo de Desenvolvimento Econômico Sustentado, Relatório 2003/2004: Uma Contribuição à Reflexão sobre o Desenvolvimento, Assembléia Legislativa do Estado de São Paulo, São Paulo, SP, p. 109-26, 2005.

BALWIN, R.; CAVE, M. Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice, Oxford: Oxford University Press, 1999, Chapter 4.

BOBBIO, N. A Grande Dicotomia: Público/ Privado. In: Estado, Governo, Sociedade: para uma Teoria Geral da Política. Rio de Janeiro: Ed. Paz e Terra, 1987, p.13-31.

BRAGA, J. M. A Modelagem da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ, 2001.p.96.

CAIO, L. S. Análise das Metodologias de Previsão de Mercado de Energia Elétrica: Relações Macroeconômicas e o Novo Perfil de Planejamento no Ambiente Pós- Privatização. São Paulo, 1998. Dissertação (Mestrado Em Energia) Programa de Inter unidades de Pósgraduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998

CAMARGO, L. G. B. C. O Setor Elétrico Brasileiro e sua Normatização Contemporânea, Santos, Unisantos, Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas, 2005.

CAMPODÓNICO, H. Privatización y Conflictos Regulatorios: El caso de los mercados de electricidad y combustibles em el Peru. Série: Recursos Naturales e Infraestructura – mar. 2000.

CARVALHO, M. A. P. e PIMENTEL, R. F. Sistema de Planejamento da Expansão do Parque Gerador de Energia Elétrica Brasileiro. Rio de Janeiro, Eletrobrás - Departamento de Estudos Energéticos, 1994.

CESP. Metodologia e Aplicação para a Demanda de Energia do Estado de São Paulo - 2000. São Paulo, CESP - Diretoria de Engenharia Divisão de Análise Energética, 1991.

CHIAVENATO, Idalberto. Introdução a Teoria Geral da Administração, São Paulo: Makron Books, 1993.

CHURCHMAN, C. WEST; RUSSELL L. Ackoff. Introdution to Operations Research, Nova York, John Wiley & Sons, Inc., 1957, p. 8-9.

COASE, R. H. The Problem of Social Economics, Vol. 3, Oct, 1960, p. 1-44.

COOPERS & LYBRAND- Etapa IV - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Relatório Consolidado, Etapa IV-1 - Vol. I: Sumário Executivo, junho de 1997.

CRIQUI, P.; KOUVARITAKIS, N. World energy projections to 2030, The Poles Model, International Journal of Global Energy Issues, 2000, Volume 14, Numbers 1-4, Disponível em: http://inderscience.metapress.com/link.asp?id=x8kc5ux6cacu0vv7 Acesso em: março 2008.

CROUHY, M.; GALAI, D.; MARK, R. Gerenciamento de Risco: Abordagem Conceitual e Prática: uma Visão Integrada dos Riscos de Crédito, Operacional e de Mercado. Rio de Janeiro: Ed. Qualitymark, 2004.

CYRINO, R.; Gerenciamento de Risco na Compra de Energia no Novo Modelo do Setor Energético; POLI/USP, São Paulo, 2005

DINIZ, C. C.; DINIZ, B. P. C. A Região Metropolitana de São Paulo: Reestruturação, Reespacialização e Novas Funções. EURE (Santiago), Santiago (Chile), v. XXXIII p. 27-43, 2007.

ELETROBRÁS. Coletânea Bibliográfica sobre Metodologias de Mercado de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: GTRM, GCPS, CTEM, 1992.

ENDERS, W. Applied Econometric Time Series. 2nd Edition, John Wiley & Sons., 2003.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética - Boletim de Mercado, Dados oficiais divulgados até 2005 e informativo sobre as taxas de crescimento apresentada no site para o período de 2006 e 2007 em janeiro de 2008.

EYDELAND, A.; WOLYNIEC, K. Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Princing, and Hedding. Estados Unidos da América: John Willey & Sons, 2003.

FIGUEIREDO, S.; CAGGIANO, P. C. Controladoria: Teoria e Prática. São Paulo: Ed. Atlas 1997, 2. Edição.

FROYEN, R.T. Macroeconomia. São Paulo: Ed. Saraiva 1999, 5. Edição.

GOLDEMBERG, J. Planos para 2030. Estado de São Paulo, 21 jan. 2008.

GOMES-IBANEZ, J. Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts, and Discretion. Cambridge. MA: Harvard University Press, 2003, Chapters 1-2.

GREENE, W. H. Econometric analysis. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice-Hall, 2000.

HALL, R. H. Organizaciones: Estructuras y Proceso. Madri, Prentice-Hall, 1973, p.276-300.

HARDIN, Garrett. The Tragedy of the Commons, Science, 162(1968):1243-1248.

HILL, R. C.; Griffiths E. William; Judge, G. George. Econometria. São Paulo: Saraiva 2003, p. 150, 2. Edição.

HINRICHS, R. A. Energia e Meio Ambiente. São Paulo: Ed. Pioneira Thomson Learning, 2003.

IEA, World Energy Outlook. International Energy Agency, Paris, 2007.

JABUR, M. A. Racionamento: do Susto à consciência. São Paulo: Terra das Artes Editora, 2001.

KAZMIER, J. L. Estatística Aplicada à administração e a Economia, Porto Alegre: Bookman, 2007, p. 215, 221, 256, 255.

MANKIW, N. G. Introdução à Economia, São Paulo: Thompson Learning, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Nacional de Energia 2007/2030. Brasil, 2007. Acessível em:<www.mne.gov.br>.

MODIANO, E. M. Elasticidade-renda e Preço da Demanda de Energia Elétrica no Brasil. Departamento de Economia, PUC, Rio de Janeiro, 1984 (Texto para Discussão, 68).

NEUFELD, J. L. Estatística aplicada a Administração usando Excel, Ed. Makron Books, São Paulo, 2003, p.348.

OFFE, C. & RONGE, V. Legitimação Política por Decisão Majoritária. Rio de Janeiro: Ed. Tempo Brasileiro, 1984, p. 314 - 356.

PIRES, J. C. L. Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro: BNDES, Texto para Discussão n.6, 2000.

PORTER, M. Vantagem Competitiva: Criando e Sustentando um Desempenho Superior. Edição 25. Rio de janeiro Campus, 1989.

Técnicas para Análise da Indústria e da concorrência. Edição 16. Rio de janeiro: Campus, 2004.

PRADO, L. T. S. et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Política Energética Nacional. São Paulo: Paz e Terra, 2003, p.278, 281, 288.

RODRIGUES, A. P. Relação entre os Indicadores da Economia Brasileira e a Demanda Energética a Curto e Médio Prazo. Rio de Janeiro, AIE/COPPE/UFRJ, 1989.

SANTOS, A.F.S. Tarifação: O modelo Brasileiro. Rio de Janeiro: FGV Editora, 2005.

SAUER, I. L. O Racionamento de Energia Elétrica em 2001. Um Estudo sobre as Causas e as Responsabilidades – Estudo sobre o Racionamento. 15 dez. 2001.

SCHMIDT, Cristiane Alkmin Junqueira & LIMA, Marcos A. M.. A demanda por energia elétrica no Brasil. Rev. Bras. Econ. [online]. 2004, v. 58, n. 1, pp. 68-98.

SIQUEIRA, L. M.; Hollanda, H. A demanda por Energia Elétrica no Nordeste Brasileiro após o Racionamento de 2001-2002: Previsões de Longo Prazo, Pesquisa e Planejamento Econômico – PPE, vol. 36, n.1, abr. 2006.

SULLIVAN, A. e SHEFFRIN, S. Princípios de Economia. Rio de Janeiro, LTC, 2000.

TOLMASQUIM, M. T. Geração de Energia Elétrica no Brasil, Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

TOLMASQUIM, M. T.; SZKLO. Relevância dos fatores que influenciam o consumo no setor residencial. Rio de Janeiro: Centro de Estudos de Energia – ENERGE – COPPE/UFRJ, 2000.

UDAETA, M. E. M. Planejamento Integrado de Recursos para o Setor Elétrico. São Paulo, 1997. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Inter unidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997

VARIAN, Hal R. Microeconomia: Princípios Básicos, Ed. Campus, São Paulo, 1994.

VIEIRA, J.P. Energia Elétrica como Anti-Mercadoria e sua Metamorfose no Brasil: a Reestruturação do Setor e as Revisões Tarifárias. São Paulo, 2005. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Inter unidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

Artigos

Histórias & Energia, 7: Estatização X Privatização. São Paulo, Eletropaulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1997. p. 11. Conteúdo: Semana de Debates sobre Energia Elétrica de 1952,56, 61. Conferência e os respectivos debates sobre a necessidade do desenvolvimento da indústria da eletricidade, constituição e expansão do sistema interligado.

Ghirardi C., Alquéres J. L., Greiner P., Moura J. M., Teague C., Marques M., Chipp H. J., Pimentel O. M.. Alternativas para o Setor Energético, 1995 – Artigos Extraídos de palestras do seminário realizado pelo DEINFRA – Departamento de Infra-Estrutura Industrial/FIESP 1995.

MORETTI, Giuliano. A Eterna Tragédia dos Comuns em:

http://www.preservaambiental.com.br/artigos/materias/tracomuns-MA.htm

Legislação

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução n. 91. Estabelece as condições para implementação do limite de contratação de energia elétrica para agentes participantes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, conforme definido no Decreto n. 4.562, de 31 de dezembro de 2002. Brasília, 27 fev. 2003. D.O.U. de 28 fev. 2003.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica n. 350/ 2007-SER/ANEEL, Audiência Pública - Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Metodologia de Análise de Projeção de Mercado. Brasília, 1 dez. 2007.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica n. 351/2007-SER/ANEEL, Audiência Pública - Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Metodologia de Análise de Projeção de Mercado. Brasília, 12 dez. 2007.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n. 109. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica CCEE. Brasília, 26 out. 2004. D.O.U. de 27 out. 2004.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n. 456. Brasília, 2000. D.O.U. de 2000.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n. 166. Atualiza a composição da rede básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações. D.O.U. de 01 jun. 2000.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Brasília, DF, 2008.

BRASIL. Presidência da República. Lei n. 10.848. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília, 15 mar. 2004. D.O.U. de 16 mar. 2004.

BRASIL. Presidência da República. Lei n.8.631. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida. Brasília, 4 mar. 1993. D.O.U. de 5 mar. 1993.

BRASIL. Presidência da República. Decreto n. 5.163. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica. Brasília, 30 jul.2004. D.O.U de 30 jul. 2004.

BRASIL. Secretaria de Energia Recursos Hídricos e Saneamento. Balanço Energético do Estado de São Paulo, 2005, Ano base 2004.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Coletânea de Legislação: Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo, 2005.

ANEXO I – REGRESSÕES: CPFL, BANDEIRANTES, ELEKTRO E DEMAIS ESTADOS.

Modelo CPFL x Pib Nacional Dependent Variable: LOG(CPFL) Method: Least Squares Date: 01/28/08 Time: 10:01 Sample(adjusted): 1993 2006 Included observations: 14 after adjusting endpoints				Modelo Bandeirantes x Pib Nacional Dependent Variable: LOG(BANDEIRANTE) Method: Least Squares Date: 01/28/08 Time: 10:04 Sample(adjusted): 1993 2006 Included observations: 14 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C LOG(PIB)	-2.209.614 3.840.091 -5.754.068 0.000 2.440.189 0.302982 8.053.910 0.000			C LOG(PIB)	-8.539.940 3.217.747 1.448.904 0.253879		7 -2.654.012 0.0210 5.707.059 0.0001	
R-squared Adjusted R-squared S.E. of regression Sum squared resid Log likelihood Durbin-Watson stat	0.843883 0.830873 0.090763 0.098854 1.480.701 1.131.191	Mean dependent v S.D. dependent va Akaike info criterio Schwarz criterion F-statistic Prob(F-statistic)	r 0.220699	Adjusted R-squared S.E. of regression Sum squared resid	0.730764 0.708327 0.076053 0.069409 1.728.242 0.592526	Mean dependent var S.D. dependent var Akaike info criterion Schwarz criterion F-statistic Prob(F-statistic)		9.823.567 0.140822 -2.183.203 -2.091.909 3.257.053 0.000098
Modelo Elektro x PIB Renda Dependent Variable: LOG(ELEKTRO) Method: Least Squares Date: 01/28/08 Time: 10:16 Sample(adjusted): 1995 2006 Included observations: 12 after adjusting endpoints				Modelo Demais Este Dependent Variable: I Method: Least Squan Date: 01/28/08 Tim Sample(adjusted): 19 Included observations	LOG(DEMAIS) es e: 10:14 93 2006	ng endpoints		
Variable	Coefficient	Std. Error t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C LOG(PIB) RENDA	2.114.494 4.133.520 5.115.480 0.0006 -0.946725 0.340027 -2.784.263 0.0213 3.36E-06 7.77E-07 4.330.951 0.0019		C LOG(PIB)	-1.703.328 5.616.712 2.098.305 0.443157		2 -3.032.606 0.0104 4.734.904 0.0005		
R-squared Adjusted R-squared S.E. of regression Sum squared resid Log likelihood Durbin-Watson stat	0.691161 0.622530 0.047744 0.020515 2.120.173 0.835087	Mean dependent v S.D. dependent v Akaike info criterio Schwarz criterion F-statistic Prob(F-statistic)	r 0.077710	S.E. of regression Sum squared resid	0.651359 0.622305 0.132754 0.211484 9.483.506 0.447897	Mean dependent var S.D. dependent var Akaike info criterion Schwarz criterion F-statistic Prob(F-statistic)		9.560.787 0.216012 -1.069.072 -0.977778 2.241.932 0.000484

Fonte: Elaboração própria através de dados da Secretaria do Estado de São Paulo e IBGE