

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O RACIONAMENTO
UM ESTUDO DO CASO
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.

Autor: Heitor Dias Palhares Neto

Nº de matrícula: 9815640-3

Orientador: José Henrique Tinoco

Dezembro de 2002

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O RACIONAMENTO
UM ESTUDO DO CASO
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.

Autor: Heitor Dias Palhares Neto

Nº de matrícula: 9815640-3

Orientador: José Henrique Tinoco

Dezembro de 2002

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”.

Agradecimentos especiais a José Henrique Tinoco por suas valiosas contribuições à realização deste trabalho e por sua dedicação ao longo deste período de orientação, e também a todos os professores e pessoas que, ao longo de todos esses anos de faculdade, incentivaram meu desenvolvimento profissional.

Este trabalho é dedicado a meus familiares amigos.

Sumário

I -	INTRODUÇÃO	8
II -	O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL	10
II.I -	Breve Histórico	10
II.II -	O Sistema Interligado Nacional	12
II.II -	Principais Atividades do Setor	14
	II.II.1 – Geração	14
	II.II.2 – Transmissão	17
	II.II.3 – Distribuição	19
	II.II.4 – Comercialização	25
II.III -	Reforma do Setor	25
	II.III.1 - ANEEL – Agência Nacional do Energia Elétrica	28
	II.III.2 - ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico	28
	II.III.3 - MAE – Mercado Atacadista de Energia	29
II.IV -	Privatizações	29
III -	O RACIONAMENTO	39
III.I -	O que foi?	39
III.II -	O Sistema de Cotas, Sobretaxas e Bônus	40
III.III -	Causas da Crise	42
III.IV -	Impactos	46
IV -	ESTUDO DO CASO LIGHT	48
IV.I -	Introdução as Empresas Distribuidoras	48
IV.II -	Histórico	54
IV.III -	Overview	58
IV.IV -	Reestruturação Societária	60
IV.V -	Reestruturação Financeira	62
IV.VI -	Composição Acionária	62
IV.VII -	Características Operacionais	63
IV.VIII -	Dívida	67

IV.IX - Mercado e Resultados	69
IV.IX.1 - 3º Trimestre de 2001.....	69
IV.IX.2 - 4º Trimestre de 2001.....	70
IV.IX.3 - 1º Trimestre de 2002.....	71
IV.IX.4 - 2º Trimestre de 2002.....	71
IV.IX.5 - 3º Trimestre de 2002.....	72
IV.X - Risco Regulatório	74
V - CONCLUSÃO	77

Índice de Tabelas

Tabela 1.....	16
Tabela 2.....	19
Tabela 3.....	20
Tabela 4.....	21
Tabela 5.....	22
Tabela 6.....	22
Tabela 7.....	24
Tabela 8.....	24
Tabela 9.....	33
Tabela 10.....	52
Tabela 11.....	59
Tabela 12.....	60
Tabela 13.....	63
Tabela 14.....	64
Tabela 15.....	64
Tabela 16.....	65
Tabela 17.....	73

Índice de Gráficos

Gráfico 1.....	14
Gráfico 2.....	16
Gráfico 3.....	23
Gráfico 4.....	43
Gráfico 5.....	47
Gráfico 6.....	58
Gráfico 7.....	63
Gráfico 8.....	66
Gráfico 9.....	66
Gráfico 10.....	68
Gráfico 11.....	69
Gráfico 12.....	73
Gráfico 13.....	74
Gráfico 14.....	74

I. INTRODUÇÃO

O presente estudo apresentará a situação do setor energético brasileiro atualmente em função de seus investimentos, problemas de energia, as possíveis soluções para sua geração e ampliação, e a situação atual das concessionárias de distribuição de energia, onde abordaremos especificamente o caso da Light.

O objetivo principal neste trabalho é fazer uma associação entre o racionamento proposto pelo Governo Federal e o setor elétrico brasileiro, expondo seu nível de perdas, usando como estudo de caso a Light.

Refletir sobre os impactos causados e seus efeitos no processo econômico brasileiro traz a certeza de que a dimensão exata ainda é difícil de ser mensurada em termos de alcance; mas, sabe-se que estes impactos são negativos e afetaram sobremaneira toda a cadeia produtiva da economia.

No âmbito da questão, serão analisadas as propostas do governo e suas prioridades, uma vez que existem várias alternativas na geração de energia, as projeções dos organismos criados, além dos fatos que contribuíram fortemente para a falta de energia e a necessidade de se buscar definitivamente a melhor condução para superar-se a crise no setor elétrico e a retomada dos investimentos.

Outras abordagens serão também apresentadas, como as questões econômicas que envolvem estes investimentos, o custo-benefício de se estabelecer como uma distribuidora de energia, as redefinições de metas, as privatizações e suas regulamentações e as contradições que envolvem a questão.

O trabalho está dividido da seguinte forma: o Capítulo I trata da contextualização histórica do setor elétrico no Brasil, entendendo-se que este aprofundamento conduzirá ao conhecimento da formação desse fator de produção tão eminentemente importante para o desenvolvimento da economia.

O Capítulo II aborda o racionamento em si. Quais foram os fatores que o influenciaram e onde seus efeitos tiveram impactos mais nocivos no cenário econômico brasileiro.

No Capítulo III está um relato da situação atual da distribuidora, tendo como foco principal o exemplo concreto da Light, que em maio de 1996, foi vendida para o consórcio formado pela Electricité de France - EDF, e, após sua privatização, passou a atuar sob um novo perfil competitivo. Todo o processo de “encolhimento” da distribuidora será apresentado, mostrando os principais pontos que evidenciam a efeito negativo do racionamento na empresa.

O capítulo V é a conclusão do trabalho, onde está inserida uma visão geral da situação o que podemos esperar com as perspectivas que temos pela frente.

II. O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

II.I. Breve Histórico

O panorama do desenvolvimento do setor elétrico começou a se delinear na metade da década de 50 sob o comando do Estado, e formou-se fundamentalmente, na ampliação das bases financeiras do investimento público, dado que após a Segunda Guerra Mundial, apresentou um elevado crescimento e a iniciativa privada não dispunha de capital necessário para realizar tal investimento. Sendo assim, foram construídos grandes hidrelétricas e um sistema de transmissão capaz de fazer a ligação entre essas hidrelétricas e os centros consumidores.

Na área de distribuição, optou-se por um modelo de companhias de propriedade estadual. Coube a cada estado, portanto, criar sua própria empresa de distribuição, independentes dos setores de geração e transmissão, os quais estavam sob responsabilidade do governo federal, por meio da Eletrobrás e suas subsidiárias.

A Eletrobrás foi criada em 25 de abril de 1961 e caracterizou-se como um marco do novo modelo setorial. Idealizada pelo presidente Getúlio Vargas, criada pelo Presidente Jânio Quadros, tornou-se a holding do setor, sendo seu principal agente, exercendo o controle tanto sobre a operação do sistema, através do comando do Grupo de Operação Interligada – GCOI, quanto pela gestão do planejamento do sistema, através do Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos – GCPS. Tinha como objetivo participar da coordenação técnica, administrativa e financeira do setor de energia elétrica. O GCOI foi criado com o objetivo de controlar a eficiência e otimização do fluxo de águas enquanto que o GCPS foi criado para projetar a demanda de energia através de

previsões macroeconômicas e definir os investimentos necessários para a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A partir de 1964, com a aquisição das empresas privadas pertencentes ao grupo Amfort, responsáveis na época por 12,6% da capacidade total instalada no país, passou deter o controle da maioria das empresas de geração e transmissão do país. Mais tarde, a maioria dessas empresas foi incorporada pelos governos estaduais.

Em 1968 foi criada a Centrais Elétricas do Sul do Brasil – Eletrosul, e, cinco anos mais tarde, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte, integrando-se à estrutura de holding da Eletrobrás.

Em 26 de Abril de 1973, a Eletrobrás assinou um Tratado com a empresa estatal paraguaia Administración Nacional de Electricidade, com o objetivo de construir a Hidrelétrica de Itaipu no rio Paraná, na fronteira do Brasil e Paraguai. Após cerca de dez anos de obras, as primeiras unidades geradoras entraram em funcionamento em 5 de maio de 1984 e, finalmente, em 9 de abril de 1991, Itaipu passou a operar a plena capacidade, acionando o conjunto de suas 18 unidades.

Em 1974, através do decreto-lei nº 1.383, foi estabelecido que os concessionários depositariam anualmente 3% do valor do seu investimento operacional na conta Eletrobrás - Reserva Global de Reversão, com remuneração de 10% ao ano. A Eletrobrás poderia então utilizar esses recursos para encampação e expansão do sistema elétrico.

Grandes investimentos foram feitos no setor desde então, graças aos recursos da União, financiamentos externos e autofinanciamento por meio de tarifas. Porém, a partir da década de 80, a economia brasileira e mundial começou a enfrentar dificuldades, o que provocou a escassez de recursos externos. Para agravar a situação, em 1988 foram estabelecidas a extinção do imposto único sobre energia elétrica e a transferência para os estados da arrecadação tributária equivalente, resultando na contínua redução da capacidade de investir no setor.

Deste quadro, tivemos que na década de 70 o ritmo de expansão da capacidade instalada de geração obedeceu à taxa média de 11,8% a.a., enquanto que na década

seguinte a taxa média baixou para 4,1% a.a. e reduziu-se ainda mais nos anos 90, atingindo 3,3%, deixando definitivamente de acompanhar as exigências de crescimento do mercado. Em termos de valores, podemos mensurar que a queda de investimentos do governo no setor, que na década de 80 recebia em média US\$ 13 bilhões, passou a receber apenas US\$ 7 bilhões nos anos 90, mantendo a predominância do modelo hidrelétrico de geração de energia.

A partir da década de 90, assumiu importância estratégica a revisão institucional do setor, de modo a contemplar novamente a participação de capitais privados e, com isso, viabilizar a expansão da oferta de energia elétrica, proporcionando ao setor transformação tanto institucional como na sua estrutura produtiva. Nesse contexto, deu-se início em 1995 ao desenvolvimento do programa de privatizações no setor elétrico, que será abordado no item II.IV.

II.II. O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Elétrico Brasileiro é caracterizado pela sua grande dimensão, pela forte predominância de usinas hidrelétricas e por ser interligado. Assim sendo, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, sendo dividido em duas áreas: Sistema Interligado SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE e Sistema Interligado NORTE/NORDESTE. Somente cerca de 2,3% da capacidade de produção de eletricidade encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados, principalmente, na região amazônica.

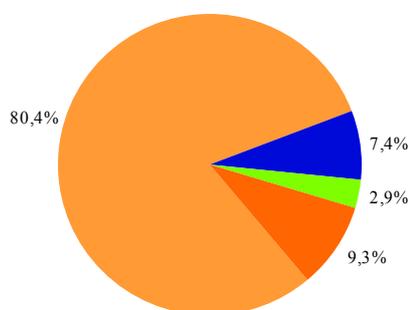
Como principais características do Sistema Elétrico Brasileiro podemos citar:

- Devido às dimensões do País, faz-se notar as diferenças regionais e a necessidade de participação de agentes públicos e privados, o que resulta em uma organização institucional complexa;
- Predominância de usinas hidrelétricas, com grandes reservatórios de regularização plurianual, muito diferenciado do sistema de demais países;

- Grandes distâncias das usinas aos principais centros de consumo e conexões inter-regionais fruto da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, o que tornou necessário o desenvolvimento de um extenso sistema de transmissão;
- Interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento ao mercado;
- Penetração dos serviços em mais de 90% dos domicílios do País;
- Alto crescimento do consumo de energia, com taxas superiores ao PIB (com exceção de anos atípicos como 2001).

Da produção total do sistema em 2000, 92,4% possuíam origem hidráulica, distribuída entre 12 bacias hidrográficas, e 7,6% origem térmica, distribuída entre carvão mineral, óleo combustível, óleo diesel e dióxido de urânio. Outra característica relevante do Sistema Elétrico Brasileiro é que a produção térmica destina-se apenas aos sistemas isolados e à complementação no atendimento do mercado dos sistemas interligados nos períodos hidrologicamente desfavoráveis ou para atendimento localizado, quando ocorrem restrições de transmissão. Já em 2001, a produção de origem hidráulica corresponde a 89,7%, sendo 9,3% referente a 50% de Itaipú, 7,4% possuem origem térmica e 2,9% nuclear, conforme o gráfico abaixo:

Gráfico 1: Potência Instalada em Usinas em 2001



Fonte: ONS

■ Hidráulica ■ Térmicas ■ Nuclear ■ Itaipu (50%)

II.III. Principais Atividades do Setor

O setor elétrico exerce quatro atividades distintas, representadas pelos seguintes segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização, que são apresentados a seguir:

II.II.1. Geração

O segmento de geração é responsável por todas as atividades de produção de energia (usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes alternativas), incluindo a importação de países fronteiriços.

O Brasil dispõe da maior bacia hidrográfica do mundo, com um incomparável potencial de geração de energia elétrica, o que contribuiu com uma natural e histórica opção por esta matriz energética. A partir da década de 50 começaram a se multiplicar as usinas hidrelétricas, possibilitando um forte impulso à industrialização e ao desenvolvimento. Hoje o Brasil dispõe de um dos maiores parques hidrelétricos do mundo, respondendo por, aproximadamente, 90% do total da energia gerada no Brasil.

O sistema elétrico brasileiro foi planejado a partir de uma das piores secas enfrentadas pelo País, entre os anos de 1951 e 1956, o que provocou, na época, uma grave crise no abastecimento de energia. Assim, com o intuito de fazer frente à eventualidade de um novo problema de abastecimento e dar fomento ao processo de urbanização e à necessidade de abastecer o setor industrial nascente, as usinas hidrelétricas de grande porte começaram a ser construídas.

Em 1945 a capacidade do sistema brasileiro era de apenas 1.340 MW, tendo passado para 4.770 MW em 1960 e 10.400 MW em 1970.

O sistema foi concebido de modo a funcionar à plena carga, em face da manutenção de excedentes permanentes, em grandes reservatórios, da matéria-prima energética que é a água. Levando em conta os diferentes regimes pluviométricos característicos das diversas regiões brasileiras, instalou-se também, progressivamente, um regime de vasos comunicantes, que permite o aproveitamento de sobras de energia de determinadas regiões em outras onde ela eventualmente se mostre escassa.

Ao final de 2000, a capacidade geradora instalada no Sistema Elétrico Brasileiro era de 67,7 GW, com crescimento de 5,4% sobre o ano antecedente, haja vista a entrada em operação de novas unidades geradoras. Considerando os autoprodutores e as importações, a disponibilidade de potência foi de 73,4 GW.

A capacidade do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste em dezembro de 2000 representava 50,5 GW, contando com 50% da capacidade da Usina de Itaipu. O Sistema Interligado Norte/Nordeste respondeu por 15,6 GW. Já a capacidade dos Sistemas Isolados foi de 1,6 GW. A participação do Sistema Eletrobrás na capacidade geradora instalada no Brasil corresponde a cerca de 51% (incluindo 50% da capacidade instalada de Itaipu).

No quadro a seguir, pode-se observar a evolução da capacidade geradora nominal instalada nos últimos anos:

Tabela 1: Capacidade Geradora Nominal Instalada (MWh)

Capacidade Geradora Nominal Instalada (MWh)							
Ano	Hidráulicas ⁽¹⁾⁽³⁾	Térmicas				Outros ⁽²⁾	Total
		Diesel	Combustível	Carvão	Urânio		
1988	39.661	1.195	1.842	1.040	657	30	46.413
1989	43.085	1.158	1.842	1.040	657	112	49.883
1990	44.196	1.095	1.842	1.040	657	112	50.932
1991	45.964	1.115	1.842	1.040	657	112	52.721
1992	47.058	1.123	1.842	1.040	657	-	53.712
1993	47.792	1.223	1.842	1.040	657	-	54.547
1994	49.329	1.269	1.842	1.040	657	1	56.132
1995	50.566	1.274	1.842	1.040	657	1	57.375
1996	52.432	1.252	1.810	1.040	657	3	59.190
1997	53.987	1.285	1.778	1.415	657	28	61.147
1998	55.857	1.275	1.784	1.415	657	324	63.310
1999	58.366	1.573	1.786	1.415	657	457	66.253
2000	59.852	1.636	1.786	2.015	1.966	458	69.713

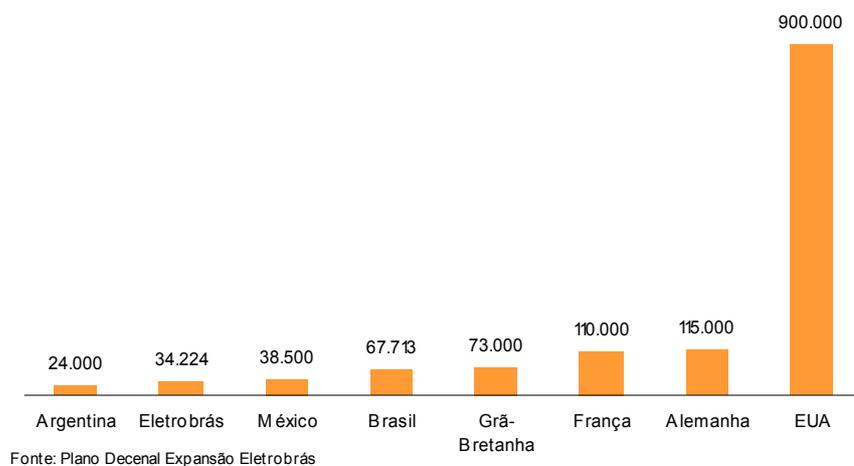
(1) Exclui as usinas de bombamento da Light

(2) Inclui lenha, carvão vegetal, gás natural e eólica

(3) Inclui 50% da capacidade instalada de Itaipu

No gráfico a seguir, podemos observar a capacidade nominal instalada no Brasil e em outros países do mundo, em dezembro de 2000.

Gráfico 2: Capacidade Nominal Instalada (MWh)



II.II.2. Transmissão

Este segmento se refere às atividades de transporte da energia produzida até os grandes centros de consumo. Isto porque as usinas hidrelétricas são construídas onde há melhor aproveitamento de aflúências e desníveis dos rios, o que geralmente se situa em locais distantes dos centros consumidores, o que tornou necessário desenvolver no País um extenso sistema de transmissão. A rede de transmissão permite transportar com mais segurança a energia produzida até os centros de consumo. As grandes interligações também possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo a obtenção de benefícios a partir da diversidade de comportamento das vazões entre rios de diferentes bacias hidrográficas.

O sistema de transmissão é formado por um conjunto de linhas e subestações e pode ser dividido em redes de transmissão e de subtransmissão.

São funções da rede de transmissão:

- A interligação das usinas geradoras, bacias hidráulicas e regiões de características hidrológicas heterogêneas, objetivando atender os desequilíbrios regionais entre produção e consumo;
- A integração energética com os países vizinhos, que assume importância crescente na otimização do sistema;
- Distribuição espacial do grosso da energia gerada pelas usinas para grandes centros consumidores e a alimentação de eventuais consumidores de grande porte.

A rede de subtransmissão é a continuidade da rede de transmissão, tendo como finalidade a transmissão de energia a pequenas cidades ou grupamento de cidades, ao interior de grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte.

O sistema de transmissão brasileiro se desenvolveu através da utilização de diversos níveis de tensão. Tal diversidade se deu em face da potência instantânea a ser transmitida

da distância entre as usinas geradoras e os centros de carga e da relação custo da implantação/benefício alcançado.

A dificuldade de caracterização das fronteiras existentes entre as redes de transmissão e de subtransmissão faz com que o sistema de transmissão esteja em constante expansão e os centros de carga sejam altamente heterogêneos, dependendo de cada Região e de cada estado. Neste contexto, a rede de transmissão pode ser caracterizada como aquela que possui tensão igual ou superior a 230 KV, enquanto a rede de subtransmissão engloba as tensões de 69 a 138 KV. Contudo, tal classificação não é rígida, uma vez que a tensão de 138 KV, por ser de fronteira, também pode ser enquadrada como sendo de transmissão, uma vez que tais linhas são primordiais para dar continuidade de fluxo na eventualidade de contingências em linhas de tensão superior paralelas a elas.

Em face da predominância da energia hidráulica, as usinas térmicas têm função complementar à produção das hidrelétricas, sendo, então, primordial a otimização dos recursos energéticos primários. Assim, pode-se dizer que os sistemas da região Sul/Sudeste/Centro-Oeste são interligados aos da região Norte/Nordeste, de modo a aproveitar as diversidades hidrológicas destas regiões, o que resulta, através do aproveitamento da rede de transmissão, em algo próximo a 20% a mais de energia.

Ao final de 2001, o sistema de transmissão brasileiro era composto por, aproximadamente, 186,5 mil km de linhas, sendo cerca de 70% operado por empresas do Grupo Eletrobrás e o restante pelas demais concessionárias. Neste sentido, é importante frisar que algumas concessionárias, como a Cemig e a Copel, são também detentoras de importantes ativos de transmissão em suas áreas de concessão.

O segmento de transmissão de energia elétrica tem papel estratégico no novo modelo do setor elétrico, principalmente quanto à viabilidade da concorrência nos segmentos de geração e distribuição.

II.II.3. Distribuição

O segmento de distribuição de energia se encarrega do transporte final da energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais, sendo o brasileiro constituído, predominantemente, por sistemas físicos do tipo radial aéreo, apresentando, também, em algumas capitais, sistemas do tipo subterrâneo.

Na tabela a seguir podemos observar as dez maiores distribuidoras de energia elétrica do País e suas respectivas participações no mercado nacional e regional tomando como base o volume físico:

Tabela 2: As Dez Maiores Distribuidoras

Empresas	Estado	Participação no Mercado Nacional (%)	Participação no Mercado Regional (%)	Faturamento Líquido até junho de 2002 (R\$ mil)
Metropolitana	SP	12,25	21,42	2.699.399
Cemig	MG	12,26	21,44	2.203.520
Light	RJ	7,78	13,61	1.875.704
Bandeirante	SP	7,18	12,56	756.435
CPFL	SP	6,65	11,64	1.428.048
Copel	PR	5,45	33,73	1.250.965
Celesc	SC	3,93	24,34	831.787
Elektro	SP	3,68	6,44	705.594
Coelba	BA	3,19	6,44	677.523
Cerj	RJ	2,34	19,7	641.934

Fonte: ANEEL e CVM

Obs: Os dados de participação são referentes a 2000

O programa de privatização do setor foi iniciado em 1995 pelo Governo Federal. Em 1997, o setor privado já detinha cerca de 30% das grandes empresas do setor de distribuição elétrica no País e, até meados do ano de 1999, esse percentual aumentou para cerca de 50%. Em 2000 foram privatizadas mais três companhias, a Celpe, a Cemar e a Saelpa. Em 2001, devido à crise de abastecimento de energia, não ocorreu nenhuma privatização no setor, assim como em 2002.

Com isso, passou a ocorrer maior fiscalização por parte do órgão regulador (ANEEL), a elaboração de um programa periódico de reajuste tarifário e o aumento da eficiência no

fornecimento de energia elétrica. As concessionárias procuraram aumentar a eficiência e focaram em investimentos para melhorar a qualidade de seus sistemas, destacando os programas de redução de perdas de energia.

As perdas de energia podem ocorrer de duas formas: perdas comerciais, causadas por fraudes, desvios de energia (“gatos”) e falhas nos medidores, e as perdas técnicas, ocorridas durante o transporte de energia. Estas últimas, mesmo minimizadas, sempre vão existir, haja vista a distância da usina até o consumidor, a obsolescência e o desgaste dos equipamentos de transmissão e distribuição.

Desde os primeiros anos após a entrada das novas gestões privadas, vinha sendo observada uma queda do índice de perdas, justamente devido aos programas e investimentos direcionados para este fim, uma vez que a redução das perdas comerciais implica em ganhos de receita. Porém, nos últimos anos tem-se observado que as mesmas têm permanecido constantes ou apresentaram crescimentos atípicos, haja vista a dificuldade em combater as ligações clandestinas e as fraudes.

Na tabela a seguir observamos os índices de perdas de energia de algumas distribuidoras no País:

Tabela 3: Índices de Perdas de Energia

Índice de Perdas de Energia (%)				
Empresas	1998	1999	2000	2001
Cataguazes	12,8	11,7	13	12,7
CEB	9,6	8,8	9,6	7,6
Celesc	7,2	7,7	7,8	7,4
Cemig	8,9	9,6	8,4	7,6
Cerj	19,1	15,3	19,7	19,3
Coelba	15,5	14,7	12,9	12,7
Coelce	13,3	11,2	13,3	12,8
Copel	6,2	6,6	6,7	4,6
Cosern	16,3	14,8	12,8	11,3
CPFL	6,7	9,5	6,7	6,8
Energipe	13,2	12,7	17,6	17,5
Escelsa	8,6	9,2	9,6	10,3
Light	14,6	14,9	16,5	16,2
Metropolitana	9,4	8,7	9,1	10,7

Fonte: ANEEL

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor), que mede o número médio de horas que cada consumidor permanece sem energia num período, e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que mede o número de interrupções de cada consumidor num período, também medem o grau de eficiência das concessionárias. Tais indicadores devem estar baseados em média dos doze meses anteriores, pois somente tal período pode contemplar a sazonalidade que em muitas vezes interfere na qualidade do fornecimento de energia. Apesar de ainda elevados em alguns casos, vem sendo registrada uma queda nos últimos anos, conforme podemos observar no quadro a seguir.

Tabela 4: Indicadores de Qualidade

INDICADORES DE QUALIDADE				
Empresas	2000		2001	
	DEC	FEC	DEC	FEC
Cataguazes	8,7	11,85	10,5	14,77
CEB	15,38	14,36	11,7	12,71
Celesc	21,95	14,9	14,69	11,87
Celpe	15,46	14,37	15,48	14,51
Cemig	6,65	4,43	11,37	6,85
Cerj	16,65	21,44	17,97	20,47
Coelba	16,54	8,33	21,69	12,3
Coelce	35,8	30,4	24,97	22,15
Copel	9,32	12,66	13	12,45
Cosern	13,53	11,21	10,86	11,01
CPFL	6,87	5,72	5,82	5,21
Energipe	15,66	13,5	9,16	10,48
Escelsa	13,85	12,63	12,91	11,02
Light	6,89	6,66	7,06	6,1
Metropolitana	11,86	9,14	7,74	6,39

Fonte: ANEEL

As próximas tabelas apresentam as taxas de crescimento do consumo de energia elétrica firme segundo as regiões do País e suas respectivas participações no mercado nacional, não incluindo as parcelas de consumo correspondentes a autoprodução. O decréscimo em 2001 se deve ao racionamento de energia a partir do mês de junho:

Tabela 5: Crescimento do Consumo por Regiões

Crescimento do Consumo por Regiões (%)						
	1980/1970	1990/1980	1998/1990	1999/1998	2000/1999	2001/2000
Norte	16,9	16,6	6,3	2,9	7,4	-4,1
Nordeste	16,4	8,3	4,9	2,4	4,5	-7,7
Sudeste	11,0	4,4	3,7	0,8	3,9	-9,2
Sul	14,6	7,2	5,6	5,7	5,8	1,9
Centro-Oeste	18,9	9,5	7,2	6,1	6,0	-6,7
Brasil	12,2	5,8	4,5	2,2	4,6	-6,7

Fonte: Eletrobrás

Tabela 6: Participação Regional no Consumo

Participação Regional no Consumo (%)					
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
1980	1,7	12,3	70,7	12,3	3,0
1990	4,4	15,6	61,8	14,0	4,2
1998	5,1	16,2	58,2	15,4	5,1
1999	5,1	16,2	57,5	15,9	5,3
2000	5,2	16,2	57,2	16,1	5,3
2001	5,4	15,9	55,6	17,8	5,4

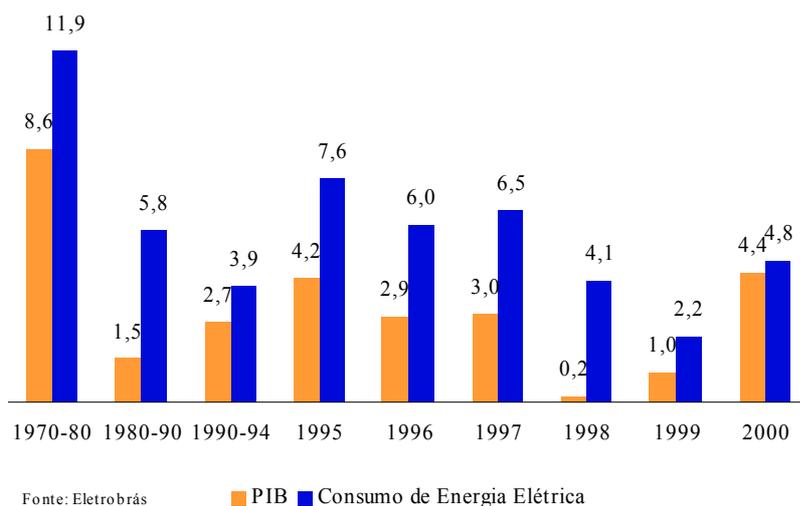
Fonte: Eletrobrás

Dada a elevada disparidade entre as regiões do País, nota-se que as menos desenvolvidas têm apresentado taxas de crescimento maiores no consumo de energia elétrica, o que indica um mercado com grande potencial de crescimento. Desta forma, acreditamos que a região Sudeste, com maior desenvolvimento sócio-econômico, possa continuar registrando uma trajetória de perda de sua participação relativa no consumo nacional de eletricidade nos próximos anos.

Em relação ao atendimento de domicílios no País, 92% dispõem dos serviços de energia elétrica. Nas regiões Norte e Nordeste a eletricidade não chega a 80% das residências, enquanto nas regiões Sudeste e Sul o atendimento se faz em mais de 95% dos lares.

A elasticidade-renda do consumo de eletricidade, antes do racionamento, girava em torno de 1,5. No gráfico a seguir podemos observar a comparação das taxas de crescimento do PIB e do consumo de energia elétrica:

Gráfico 3: Taxa de Crescimento do PIB e do Consumo de Energia Elétrica



O segmento de distribuição de energia elétrica apresenta cinco classes de consumo, a saber: industrial, residencial, comercial, rural e governo (iluminação pública e de empresas estatais).

Lembramos que em 2001 o setor foi prejudicado pela crise de abastecimento de energia e as conseqüentes medidas de racionamento. Desta forma, observamos queda no consumo de 6,7%, no acumulado até novembro de 2001, em relação a igual período do ano anterior. A classe residencial apresentou a maior queda (10,6%), devido ao fato de ter sido a classe que mais se sacrificou, colaborando para o cumprimento das metas estabelecidas pelo governo. As classes comercial e industrial apresentaram queda de 5,1% e 6,1%, respectivamente.

Tabela 7: Taxas Médias Anuais de Crescimento

TAXAS MÉDIAS ANUAIS DE CRESCIMENTO					
DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE (%)					
Ano	Residencial	Comercial	Industrial	Outras**	Total
1980/1970	10,7	10,2	14,3	9,5	12,2
1990/1980	7,6	5,7	4,9	6,4	5,8
1998/1990	6,4	7,2	2,5	4,6	4,5
1999/1998	2,8	4,8	0,9	2,4	2,2
2000/1999	2,7	8,7	5,9	0,1	4,6
2001*/2000	-10,8	-5,1	-6,1	-3,3	-6,7

* De janeiro a novembro de 2001

** Classe Rural mais Governo

Fonte: Eletrobrás

Tabela 8: Participação do Consumo Nacional de Energia Elétrica por Classe

PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE (%)				
Ano	Residencial	Comercial	Industrial	Outras**
1980/1970	20,3	12,0	54,0	13,7
1990/1980	23,9	11,9	49,8	14,7
1998/1990	27,9	14,6	42,9	14,6
1999/1998	28,0	15,0	42,3	14,7
2000/1999	27,3	15,5	42,9	14,2
2001*/2000	26,1	15,7	43,1	15,1

* De janeiro a novembro de 2001

** Classe Rural mais Governo

Fonte: Eletrobrás

É importante citar que na década de 80, o consumo de energia elétrica foi impulsionado pela maturação de projetos industriais realizados no final da década de 70 e pela queda constante do nível tarifário. No período entre 1995/1998 o crescimento médio anual de 5,5% se deu em função da abertura da economia, realizada nos primeiros anos da década de 90, e do Plano Real que manteve sob controle o processo inflacionário e ainda impulsionou o consumo de eletroeletrônicos e eletrodomésticos. Em 1999, o setor sofreu o impacto do ajuste econômico imposto Governo para enfrentar as conseqüências advindas da crise asiática e da moratória da Rússia, apresentando, desta forma, crescimento inferior aos demais anos. Em 2000, a retomada da economia e o crescimento do PIB em 4,46% refletiram positivamente sobre o consumo de energia. Desta forma, naquele ano, as

concessionárias nacionais totalizaram uma distribuição de energia de 305.570 GWh, com crescimento de 4,6% sobre 1999. Ao contrário dos anos anteriores, o crescimento do consumo da classe industrial que representa fatia de 43% sobre a demanda total foi significativo, de 5,9%, em linha com a recuperação da atividade industrial.

Nos primeiros meses de 2001 continuou sendo observado um crescimento significativo do consumo de energia, quadro que foi interrompido pela crise de abastecimento na oferta de energia e a introdução das medidas de racionamento a qual detalharemos no tópico.

II.II.4. Comercialização

E finalmente, temos a comercialização, que é o segmento responsável pela contratação e revenda a consumidores, sendo exercido de maneira competitiva e concorrencial, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

II.III. Reforma do Setor

O processo inicial de financiamento ao setor elétrico, referente ao período da industrialização brasileira, teve três frentes de comando: A primeira foi o financiamento interno que se deu através de recursos oriundos de diversos impostos e empréstimos compulsórios criados, com destaque para o Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE e para o Fundo Federal de Eletrificação.

A segunda foi o autofinanciamento promovido em grande medida, pelas políticas de realismo tarifário que possibilitaram o recrudescimento dos recursos das próprias empresas para sua reinversão em investimentos de expansão do setor. A última foi o financiamento externo proveniente de organismos multilaterais de crédito e de bancos internacionais, durante a década de 70, na qual a economia brasileira seguiu uma trajetória de crescimento com endividamento.

Este modelo institucional obteve sucesso até meados dos anos 80, na medida em que possibilitou a realização de vultosos investimentos em geração, transmissão e distribuição. No entanto, já na mesma década, o desempenho da Eletrobrás assimilou as dificuldades da economia brasileira, uma vez que a recessão e a crise da dívida externa trouxeram para o setor as limitações dos recursos externos. Em 1988, contribuindo ainda mais para o agravamento da situação, ocorre a extinção do IUEE e a transferência para os estados da arrecadação tributária equivalente, resultando na contínua redução da capacidade de investir no setor.

Até os anos 90, o setor elétrico brasileiro era predominantemente público, com praticamente todos os seus segmentos de propriedade do Estado, sendo a geração e transmissão de controle federal e estadual e a distribuição e comercialização, de controle estadual e municipal.

Porém, em meados da década, percebendo que o Estado não era mais capaz de investir em infra-estrutura na proporção necessária para atender ao aumento da demanda, assumiu importância estratégica a revisão institucional do setor, de modo a contemplar novamente a participação de capitais privados. Iniciou-se, portanto, o processo de reforma do setor elétrico, com os objetivos de assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia e assegurar que o setor fosse economicamente eficiente, garantindo um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível e promovendo a competição nos setores, abrindo os mesmos para a entrada da iniciativa privada, que ficaria então responsável por realizar os investimentos. Com isso, teríamos um aumento na eficiência e redução dos preços.

Uma série de medidas foi tomada com a fim de alcançar os objetivos pré-estabelecidos, procurando estabelecer um setor regulado e competitivo. A coexistência de setores competitivos e regulados é uma das principais preocupações do processo de reforma do setor. Como principais medidas requeridas, citamos:

A regulação por incentivos dos segmentos de monopólio natural, agindo de forma a estimular e coerência de preços e a eficiência dos segmentos regulados.

A defesa da concorrência, através de ações que coíbam o exercício de poder de mercado e estimulem a competição através da livre entrada às redes de distribuição e transmissão. Para que isso ocorra, é necessária a separação entre as atividades de geração, distribuição e transmissão, ou seja, a desverticalização do setor, não permitindo que duas dessas atividades sejam realizadas por uma mesma empresa.

O atraso dos projetos dado às conjunturas que os propiciaram, aliado ao contínuo crescimento do mercado após a estabilização econômica levou a redução do excedente de energia existente. Uma crescente deterioração da qualidade dos serviços e o risco de racionamento de energia começaram a se delinear.

Neste panorama iniciou-se uma série de questionamentos quanto à estrutura da indústria, ganhando força as propostas de reestruturação e privatização que, terminaria por desenvolver, em 1995, o programa de privatizações no setor elétrico. Numa visão prática de alguns pesquisadores, conforme assinala Pereira, “o processo de privatização de um setor que historicamente era todo controlado pelo Estado foi conduzido seguindo a lógica de que o mercado se auto-regula. Só que isso nem sempre acontece no curto prazo, pontualmente conforme o governo acreditava”.¹

A reforma do setor elétrico brasileiro e seu modelo regulatório foram, então, construídos baseados na privatização generalizada dos segmentos de geração e distribuição, com exceção das geradoras nucleares e Itaipu, promovendo a separação das atividades empresariais e típicas do governo e igualando as condições de participação dos agentes no mercado. O novo modelo, portanto, enfatiza a competição e o papel regulador do governo, deixando para o capital privado a responsabilidade de novos investimentos. Com isso, tornou-se necessária a criação de novas entidades, que passaram a fazer parte do dia a dia das empresas do setor. São elas: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e o MAE – Mercado Atacadista de Energia, que abordaremos a seguir.

¹ Pereira, Carlos Leme. O Mercado não resolve tudo.

II.III.1. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi criada em 26 de dezembro de 1996 através da lei nº 9.427, tendo por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, além de ser responsável pelas concessões e o mediador de conflitos de interesse entre os agentes setoriais e consumidores. Além das suas atribuições básicas, lhe foi atribuído o papel de Poder Concedente, por ordem da União.

A descentralização permite que suas ações sejam adaptadas às circunstâncias locais. As principais atividades delegadas são aquelas relacionadas à fiscalização e a ouvidoria. As Agências estaduais são criadas por leis e recebem delegação da ANEEL por meio da celebração de Convênios de Cooperação.

Para suportar financeiramente a execução das atividades descentralizadas, a ANEEL repassa recursos financeiros provenientes da Taxa de Fiscalização recolhida pelos agentes setoriais a ANEEL. As Agências conveniadas também auxiliam nos processos de regulação e outorga, de competência exclusiva da Agência nacional. A ANEEL tem se colocado à disposição dos Estados no sentido de apoiá-los na criação de suas Agências de regulação, de forma a ampliar sua ação descentralizada.

Em suma, a descentralização foi adotada, para proporcionar melhor atendimento ao público consumidor de energia elétrica do país.

II.III.2. ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi constituído em 1998 para operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar sua rede básica de transmissão de energia, assumindo a operação em 1º de março de 1999.

É uma sociedade privada, filantrópica, formada pelas empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, que segue regras, metodologias e critérios aprovados pelos próprios agentes e determinados pela ANEEL.

Tem como função assegurar consumidores a continuidade, a qualidade e a economicidade do fornecimento de energia elétrica, garantindo a concorrência entre os agentes e mantendo seus ganhos operacionais.

II.III.3. MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica foi criado em 29 de fevereiro de 2002 com o intuito de fazer a intermediação das atividades de compra e venda de energia elétrica de curto prazo, restritas aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

É uma sociedade privada e sem fins lucrativos que apenas intermedia as transações, sem realizar nenhuma operação de compra ou venda, seguindo regras estabelecidas e fiscalizadas pela ANEEL.

II.IV. Privatizações

Em 1993, iniciou-se o processo de implantação do novo modelo de gestão para o setor elétrico. Sete anos depois, 70% da distribuição havia sido transferida para o setor privado, mas 80% da geração continuava sob controle estatal. As regras de funcionamento do MAE e de tarifação do uso das linhas de transmissão só foram definidas cinco anos após o início da privatização.

O Governo Federal iniciou a mudança no setor elétrico através da promulgação da Lei nº 8.631/93, que determinava:

- A extinção do regime tarifário de custo de serviço que garantia 10% de retorno mínimo sobre os ativos;
- Promove a recuperação tarifária das concessionárias;
- A assinatura obrigatória dos contratos de suprimento; a extensão do rateio de despesas com combustíveis aos sistemas isolados (criação da Conta de Consumo de Combustível – CCC);

- O acerto de contas referentes aos resultados a compensar, com várias conseqüências sobre a estrutura econômica e financeira das concessionárias.²

O resultado destas medidas inseridas na lei seria a melhora considerável da situação financeira das distribuidoras. Posteriormente com a Lei 8.987/95 – Lei Geral de Concessões - de 13 de fevereiro de 1995, que regulamenta o que a Constituição de 1988 já se exigia: toda concessão de serviço público deve ser objeto de licitação competitiva.

E a Lei 9.074/95 – Complementar à lei 8.987, que estabelece vários princípios relativos à renovação das concessões no setor elétrico. As concessões das obras não iniciadas foram eliminadas. As que estavam em construção foram estendidas por 20 anos. Os projetos em atraso foram obrigados a apresentar cronogramas para sua finalização.

Ficando estabelecido ainda que as tarifas para novas concessões ou renovações deveriam refletir a estrutura de custos de cada segmento; a tarifa de suprimento deveria ser dividida em custos separados e visíveis de geração e transmissão. Introduz-se o conceito de Produtor Independente de Energia (Independent Power Producer – IPP) e assegura o livre acesso dos grandes consumidores para que seja possível a concorrência neste segmento de mercado.

Estas leis tiveram como foco principal as áreas da licitação de concessões, competição no mercado de geração, acesso livre à rede de transmissão, escolha livre do supridor de energia para consumidores com demanda igual ou superior a 10 MW, prorrogação de concessões com desverticalização, instituição das figuras do produtor independente de energia e do regulador independente.³

A determinante deste novo modelo em detrimento ao modelo antigo que se caracterizava pela hegemonia estatal, é que ele enfatiza o aspecto competitivo e o papel regulador do Governo. Consolidando-o desta forma quanto ao seu papel de formulador de políticas e fiscalizador do setor elétrico, deixando para o capital privado a responsabilidade de novos investimentos. Estabeleceram-se, ainda, limites de participação de empresas nos

² PIRES, José Claudio Linhares. Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Texto para discussão nº 76, BNDES, março 2000.

³ BNDES, Privatizações no Brasil - Caderno Resumo 1991/2000.

mercados de distribuição e de geração de energia, e através da ANEEL formulando as receitas para as empresas de transmissão.

As privatizações no setor energético brasileiro começaram no ano de 1995, quando foi privatizada a empresa Espírito Santo Centrais Elétricas – ESCELSA.

Em 1996, o processo ganha força com as privatizações da Light e da Cerj. A primeira foi vendida em maio de 1996 para o consórcio formado pela *Electricité de France* (EDF), *Reliant* e *AES Corporation*; enquanto que a segunda foi vendida em novembro para o consórcio formado pela *Chilectra*, Eletricidade de Portugal (EDP) e Endesa.

Em 1997, foram privatizadas nove empresas de energia elétrica, sendo oito distribuidoras e uma geradora. Nesse mesmo ano, além dessas privatizações, destaca-se a entrada de um sócio estratégico na Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), que vendeu 32,96% de seu capital votante por R\$ 1.130,1 milhões para o consórcio formado pela AES (50%), *Southern Electric* (40%) e *Opportunity* (10%), não havendo ágio no leilão.

No ano de 1998 foram privatizadas seis empresas de energia elétrica, sendo uma distribuidora no Ceará (Coelce), três distribuidoras no Estado de São Paulo (Eletropaulo Metropolitana, Empresa Bandeirante de Energia e Elektro), uma distribuidora no Pará (Celpa) e uma geradora na Região Sul (Gerasul). As empresas paulistas Eletropaulo Metropolitana e a Empresa Bandeirante de Energia foram criadas a partir da cisão da Eletricidade de São Paulo S/A (Eletropaulo), ocorrida em janeiro de 1998.

Em 1999 foram privatizadas duas empresas de geração, as paulistas Cesp Paranapanema e a Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê (ambas resultado da cisão da CESP – Cia. Energética de São Paulo), e uma empresa de distribuição (Celb – Cia. Energética Borborema).

E em 2000, foram privatizadas duas empresas de distribuição, a Cia. Energética de Pernambuco (Celpe) e a Cia. Energética do Maranhão (Cemar). O Programa prevê até o ano de 2004 a privatização de 20 empresas, entre distribuidoras, geradoras, transmissoras e empresas integradas.

Na tabela 9 podemos verificar as empresas que foram privatizadas, com seus respectivos compradores e a participação que coube a cada grupo no ato das privatizações.

Tabela 9: Privatizações Ocorridas

Empresa	Data	Compradores	Nacionalidade dos Compradores
Escelsa	11/7/1995	Consórcio Parcel: Iven S/A (Brasil) e GTD Participações (Brasil)	Brasil (100%)
Light	21/05/1996	Électricité (França), Houston Industries Energy (USA), CSN (Brasil) e BNDESPar (Brasil)	EUA (45%), França (22,5%) e Brasil (32,5%)
Cerj	20/11/1996	Chilectra (Chile), Eletricidade de Portugal (Portugal) e Endesa Desarrollo (Espanha)	Chile (60%), Portugal (30%) e Espanha (10%)
Coelba	31/10/1997	Guaraniana: Iberdrola (Espanha) e Banco do Brasil (Brasil)	Brasil (61%) e Espanha (39%)
CDSA	5/9/1997	Endesa (Chile), Edegel (Peru) e fundos de pensão (Brasil)	Chile (40%), Brasil (40%) e Peru (20%)
CEEE-CO	21/10/1997	AES (Corporation)	EUA (100%)
CEEE-NNE	21/10/1997	Consórcio VBC: Votorantim (Brasil), Bradesco (Brasil) e Camargo Corrêa (Brasil); Previ (Brasil) e Community Energy Alternatives (EUA)	Brasil (63%) e EUA (33%)
CPFL	5/11/1997	Consórcio VBC: Votorantim (Brasil), Bradesco (Brasil) e Camargo Corrêa (Brasil) e fundos de pensão (Brasil)	Brasil (100%)
Enersul	19/11/1997	Escelsa (Brasil)	Brasil (100%)
Cemat	27/11/1997	Consórcio Rede-Inepar: Grupo Rede (Brasil) e Inepar (Brasil)	Brasil (100%)
Energipe	3/12/1997	Grupo Cataguazes-Leopoldina (Brasil) e Uptick Participações (Brasil)	Brasil (100%)
Cosern	12/12/1997	Coelda (Brasil), Guaraiana (Espanha e Brasil) e Uptick Participações (Brasil)	Brasil (87,8%) e Espanha (12,2%)
Coelce	2/4/1998	Consórcio Distriluz: Eletrecidade de Portugal (Portugal), Enersis (chile e Endesa (Espanha)	Chile (60%), Portugal (30%) e Espanha (10%)
Eletropaulo	15/04/1998	Light (EUA, França e Brasil)	EUA (45%), França (22,5%) e Brasil (32,5%)
Celpa	9/7/1998	Consórcio Rede-Inepar: Grupo Rede (Brasil) e Inepar (Brasil)	Brasil (100%)
Elektro	16/07/1998	Enron (USA)	EUA (100%)
Gerasul	15/09/1998	Tractebel Electricity & Gas International (Bélgica)	Bélgica (100%)
EBE	17/09/1998	EDP (Portugal) e CPFL (Brasil)	Portugal (56%) e Brasil (44%)
Cesp-Parapanema	28/07/1999	Duke Energy (EUA)	EUA (100%)
Celpe	18/02/2000	Iberdrola (Espanha), Banco do Brasil de Investimentos (Brasil) e Previ (Brasil)	Espanha (60,93%) e Brasil (28,67%)
Celb	30/11/1999	CFLCL (Brasil)	Brasil (100%)
Cemar	15/06/2000	Pennsylvania Power Light - PP&L (USA)	USA (100%)
Saelpa	30/11/2000	CFLCL (Brasil)	Brasil (100%)

Fonte: BNDES

Em um leilão realizado no dia 11 de julho de 1995, a Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - Escelsa foi vendida por R\$ 358 milhões, o que representou um ágio de 11,8% sobre o preço mínimo, que era de R\$ 320 milhões. Os principais compradores foram a Iven e a GTD que ficaram, respectivamente, com 45% e 25% do capital votante da companhia. Os demais compradores arremataram, juntos, 30% do capital votante. Nenhuma dívida da estatal foi transferida aos compradores.

A Light Serviços de Eletricidade S/A foi vendida em 21 de maio de 1996 pelo preço mínimo estipulado para o seu leilão, de R\$ 2.217 milhões. Os grupos privados vencedores na disputa foram a EDF, AES e Houston Ind., cada um com 11,35% do capital votante da estatal. Os empregados da empresa e o BNDESPAR também ficaram com participações de, respectivamente, 10%, 9,14% no capital votante. Foram transferidos R\$ 299 milhões de dívida da estatal para os compradores.

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro foi privatizada em 20 de novembro de 1996. O seu preço de venda foi de R\$ 605 milhões, o que representou um ágio de R\$ 30,3% sobre o preço mínimo, de R\$ 465 milhões. O comprador foi o Consórcio Chilectra, formado pela Empresa Elétrica do Paraná, Sociedade Paranapanema de Eletricidade, EDP e Endesa, que ficaram, respectivamente, com 30,6%, 29,4%, 30% e 10% do capital votante da Cerj. O consórcio como um todo arrematou 70,26% do capital votante. Foram transferidos R\$ 364 milhões de dívida da estatal para os compradores.

A Companhia de Eletricidade da Bahia – Coelba foi privatizada em 31 de julho de 1997. Seu preço de venda foi de R\$ 1.731 milhões, o que representou um ágio de 77,4% sobre o preço mínimo, de R\$ 976 milhões. A principal compradora foi o consórcio Guaraniana, composto pela Iberdrola, Banco do Brasil e Previ, que ficou com 51,77% do capital votante da companhia. Os demais compradores arremataram 29,42% do capital votante. Foram transferidos R\$ 213 milhões de dívida da estatal para os vencedores do leilão.

Leiloada em 5 de setembro de 1997, a Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada - CDSA foi vendida por R\$ 780 milhões, 43,5% a mais do que o preço mínimo, de R\$ 543

milhões. O maior comprador foi a Endesa Desarrollo, que arrematou 60% do capital votante da empresa. Também ficaram com participações da estatal a Edgel e fundos de investimentos diversos, cada um com 20% do capital votante. Um total de R\$ 140 milhões de dívida foi transferido aos compradores.

A privatização da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, antiga Companhia Centro-Oeste, ocorreu no dia 21 de outubro de 1997. O seu preço de venda foi de R\$ 1.510 milhões, que correspondeu a um ágio de 93,6% em relação ao preço mínimo, de R\$ 780 milhões. O único comprador foi a AES Corporation, que arrematou 100% do capital votante da companhia. Um total de R\$ 64 milhões em dívida foi transferido no negócio.

O leilão de privatização da Rio Grande Energia S/A - RGE foi realizado em 21 de outubro de 1997. O preço de venda foi de R\$ 1.635 milhões, superior em 82,6% ao preço mínimo, de R\$ 895 milhões. O comprador foi o consórcio formado pela Community Energy Alternativas, VBC Energia e Previ. Cada grupo ficou com 33,33% do capital votante da empresa privatizada. Uma dívida de R\$ 149 milhões foi transferida da estatal para as controladoras.

A Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL foi privatizada em 5 de novembro de 1997. Seu preço de compra foi de R\$ 3.015 milhões, 70,1% maior que o preço mínimo, que era de R\$ 1.772 milhões. O controlador da empresa passou a ser a VBC Energia, que detém 42% do seu capital votante. Além deste, a Previ e a fundação Cesp arremataram respectivamente 38% e 20% do capital votante. Uma dívida de R\$ 102 milhões foi transferida para os compradores.

A Enersul foi privatizada em 19 de novembro de 1997. Foi vendida por R\$ 625,5 milhões, que corresponde a um ágio de 83,8% em relação ao preço mínimo de R\$ 599 milhões, passando o controle para a Escelsa.

O leilão de privatização da Centrais Elétricas Matogrossenses S/A - Cemat ocorreu no dia 27 de novembro de 1997. A companhia foi vendida por R\$ 392 milhões, 21,1% a mais do que o preço mínimo, de R\$ 323 milhões. Os vencedores da disputa foram o Grupo Rede, através de sua controlada Vale Paranapanema, e Inepar, que arremataram

respectivamente 65% e 35% do capital votante da empresa. A dívida transferida com o negócio foi de R\$ 461 milhões.

O leilão de privatização da Empresa Energética de Sergipe S/A - Energipe ocorreu no dia 3 de dezembro de 1997. O vencedor da disputa foi a Cataguazes-Leopoldina, que desembolsou o montante de R\$ 577 milhões, 96,1% a mais do que o preço mínimo estipulado, de R\$ 294. Um total de R\$ 40 milhões em dívida foi transferido para a compradora.

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern foi privatizada no dia 12 de dezembro de 1997. Seu preço de venda foi de R\$ 676 milhões, superior 73,6% ao preço mínimo, de R\$ 390 milhões. Os vencedores da disputa foram a Coelba e a Guaraniana, ambas controladas da Iberdrola que ficaram com respectivos 62,7% e 31,4% do capital votante da estatal; e a Uptick Participações, que arrematou 5,9% do capital votante. Também participam do leilão o Grupo Rede, Union Seroda, Enron, Southern e Enersis. A dívida transferida com a privatização foi de R\$ 112 milhões.

No leilão realizado no dia 2 de abril de 1998, a Companhia Energética do Ceará - Coelce foi arrematada por R\$ 987 milhões, o que representou um ágio de 27,2% sobre o preço mínimo, de R\$ 776 milhões. O vencedor do negócio foi o consórcio Distriluz, composto pela Enersis, Endesa e Cerj, que ficaram com respectivos 26%, 37,5% e 36,5% do capital votante da empresa adquirida. As compradoras tiveram que assumir um total de R\$ 378 milhões em dívida transferida da estatal.

A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo foi arrematada, no dia 14 de abril de 1998, pelo seu preço mínimo, de R\$ 2.027 milhões. O consórcio Lightgás, representado pela corretora Brascan, foi o comprador da estatal, arrematando 74,88% do seu capital votante. A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ficou com outros 17,66% do capital votante. A dívida transferida com o negócio foi de R\$ 1.241 milhões.

A privatização da Centrais Elétricas do Pará - Celpa ocorreu no dia 9 de julho de 1998. A empresa foi vendida por R\$ 450 milhões, o que representou um ágio de apenas 0,1% sobre o preço mínimo. O consórcio formado pelo Grupo Rede e Inepar foi o único a se

qualificar para o leilão. Estes dois grupos arremataram a estatal e ficaram com respectivos 65% e 35% do seu capital votante. Nenhuma dívida foi transferida aos compradores.

Após o leilão cancelado do dia 18 de março de 1998, a Elektro foi privatizada em 16 de julho de 1998. O seu preço de venda foi de R\$ 1.479 milhões, 98,9% a mais do que o preço mínimo, de R\$ 744 milhões. A Enron, através da Terraço Participações, arrematou 98,9% do capital votante da estatal, tornando-se a sua controladora. Também participaram da disputa a General Public Utility, EDP, VBC e ESCELSA. O total de dívida transferida na privatização foi de R\$ 428 milhões.

No dia 15 de setembro de 1998, a Gerasul foi vendida por R\$ 998 milhões, o preço mínimo estipulado para o seu leilão. O único participante da disputa foi a Tractebel, que arrematou 50% do capital votante da estatal. A União e o BNDESPAR ficaram, respectivamente, com 12,5% e 15,2% de participação do capital votante. O motivo pelo qual só um grupo privado participou da privatização foi a elevada dívida a ser transferida no negócio, de R\$ 1.492 milhões.

Em leilão realizado no dia 17 de setembro de 1998, a Bandeirante de Energia S/A - EBE foi vendida pelo seu preço mínimo, de R\$ 1.014 milhões. Os compradores foram a EDP, representado pelo consórcio Enerpaulo, e a CPFL, através da Draft 1 Participações. Estes grupos arremataram, respectivamente, 56% e 44% do capital votante da estatal. Também participaram do leilão a VBC, Alusa e EDP. Uma dívida de R\$ 375 milhões foi transferida com a privatização.

O leilão de privatização da Cesp Tietê foi realizado em 27 outubro de 1999. O preço de venda foi de R\$ 938.066.281,01, correspondente a um ágio de 29,97% sobre o preço mínimo. O vencedor foi o consórcio AES Gerasul Emp.

A privatização da Companhia de Eletricidade de Borborema - Celb foi realizada em 30 de novembro de 1999. A empresa foi comprada por seu preço mínimo, R\$ 87,38 milhões, pagos pelo único participante do leilão, a CFLCL (Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina).

O leilão de privatização da Companhia Energética de Pernambuco - Celpe foi realizado em 17 de fevereiro de 2000. A empresa foi comprada do Estado de Pernambuco por seu preço mínimo, R\$ 1.780.979.194,26. O único participante do leilão, o consórcio liderado pela Iberdrola, associada ao BB - Banco do Brasil Investimentos e ao fundo de pensão dos funcionários do BB (Previ), arrematou as 56.794.987.181 ações ordinárias da empresa, o que equivaleu a um preço médio pago por ação de R\$ 31,36.

O leilão da Companhia Energética do Maranhão - Cemar ocorreu no dia 15 de junho de 2000. O grupo norte-americano Pennsylvania Power Light (PP&L) foi o único participante do leilão da CEMAR, arrematando a companhia maranhense pelo preço mínimo, de R\$ 552,798 milhões. Foram ofertados 86,25% das ações ordinárias com direito a voto, equivalente a 469 mil ações da empresa. Dos três inscritos no leilão, dois desistiram na véspera: a União Fenosa e a Alusa.

A Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba - Saelpa foi privatizada em 30 de novembro de 2000, pelo preço mínimo de R\$ 363 milhões. Adquirida pela Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina, que não pagou nenhum ágio para realizar a operação.

III. O RACIONAMENTO

A energia não pode ser criada, mas apenas transformada - primeiro princípio da termodinâmica – e ela consegue estar presente em todos os aspectos do consumo final individual e coletivo, e como fator de produção em todos os setores. Quando o setor sofre alguma mudança, esta alternância refletirá em todo processo da economia.

Partindo desta evidência, o governo brasileiro, ao anunciar o período de escassez de energia elétrica provocando o racionamento, levou as empresas responsáveis pela distribuição de energia a serem impactadas diretamente pelo recuo na demanda por energia.

Os efeitos negativos resultantes desta redução forçada de consumo de energia afetaram toda a cadeia produtiva da economia em diferentes graus, embora ainda não haja um resultado claro a ser mensurado quanto ao grau da intensidade desses diversos efeitos econômicos; sabe-se apenas da sua direção e de seus desdobramentos.

III.I. O Que foi?

O racionamento é uma limitação de consumo mediante uma situação de escassez de um bem essencial. No caso Brasileiro, foi determinado por uma escassez de energia elétrica, forçando o Governo Federal a adotar medidas restritivas de consumo da mesma, para garantir sua melhor distribuição, evitando assim conseqüências mais graves como o apagão.

Suas regras foram definidas por Intermédio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), vigorando no período de 1º de junho de 2001 até 28 de fevereiro de 2002, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Na região Norte, terminou um pouco antes, em 1º de fevereiro, tendo começado no dia 15 de agosto de 2001 para os grandes consumidores e no dia 20 do mesmo mês para os demais. Na região Sul, todavia, não houve necessidade de tomar tais medidas, dado que o nível de seus reservatórios não comprometia o abastecimento local.

Apenas países que já enfrentaram guerras ou situação semelhantes conhecem o impacto que medidas como essa produzem no cotidiano. Dentre os casos mais conhecidos, podemos citar os casos dos Estados Unidos, que enfrentaram o racionamento em Los Angeles em 1973/1974 e na Califórnia como um todo em 2000/2001 e o caso argentino em 2000.

III.II. O Sistema de cotas, sobretaxas e bônus

Para o consumo residencial, dividia-se em 3 faixas de consumo:

- Meta de redução de 20% para as residências com consumo mensal entre 100 KWh e 200 KWh;
- Meta de redução de 20% para os consumidores entre 200 KWh e 500 KWh, com acréscimo de 50% no valor do KWh que superar 200 KWh;
- Meta de redução de 20% para os consumidores acima de 500 KWh, com acréscimo de 50% no valor do KWh acima de 200 KWh e de 200% no valor do KWh que ultrapassar 500 KWh;

Caso não conseguissem economizar os 20% determinados pelo governo, a eletricidade da casa seria cortada por três dias na primeira vez que isto acontecesse, e seis dias em caso de reincidência. Como as distribuidoras de eletricidade avisaram que não teriam condições

de cortar a energia de todos os que desrespeitassem a cota do governo, ficou determinado que a primeira pessoa a ter a energia cortada seria quem mais gastou, em números absolutos (KWh/mês), além da cota especificada.

As residências com consumo abaixo de 100 KWh mensal não tiveram meta. Além disso, tinham direito a um bônus de até R\$ 2,00 para cada R\$ 1,00 economizado;

Os consumidores entre 100 e 200 KWh tiveram direito a um bônus que podia chegar a R\$ 1,00 para cada R\$ 1,00 economizado além da meta estipulada pelo governo, ou seja, só haveria bônus caso a economia fosse além da meta de redução estipulada pelo governo.

Já para o consumo industrial e comercial, a divisão era em apenas duas categorias, como se segue:

- Estabelecimentos que utilizam energia de baixa tensão (ligação direta do poste) deveriam reduzir o consumo em 20%. Caso esta meta não fosse atingida, o excedente consumido seria faturado com base no preço do KWh praticado no Mercado Atacadista de Energia (MAE), cujo preço era 5 vezes maior do que o valor das tarifas das distribuidoras, na época em que se começou a falar das medidas emergenciais.
- Estabelecimentos que utilizam energia de alta tensão (fornecimento negociado diretamente com a concessionária) também tiveram que cumprir meta que variavam entre 15% e 25%, dependendo do setor de atividade.

Em ambos os casos, tanto no caso residencial quanto no caso industrial e comercial, as metas foram calculadas com base na média dos 3 meses-base do ano anterior, que correspondem ao respectivo mês do ano passado, seu imediato antecessor e posterior. Por exemplo: para o mês de junho de 2001, os meses bases eram maio, junho e julho de 2000.

Porém, para os casos de pessoas que tinham acabado de mudar para o imóvel, onde não tivesse havido consumo no período médio correspondente, a distribuidora poderia usar qualquer período de consumo dos últimos 12 meses. As exceções deveriam ser tratadas

diretamente com as distribuidoras. Além disso, residências dotadas de equipamentos médicos de uso contínuo não sofreriam cortes.

A sobretaxa, ou seja, aplicação de multa só ocorria quando o consumo passasse de 200 kWh/mês, sendo que distribuída em duas faixas de punição: para consumo entre 201 e 500 kWh/mês, a sobretaxa era de 50% sobre o excedente para consumo e a partir de 501 kWh/mês por mês, a sobretaxa era de 200% sobre o excedente.

Para prefeituras e governos estaduais a meta era cortar 35% da iluminação pública, preservando áreas por motivo de segurança e serviços essenciais, não sendo permitido fornecer energia para fins de propaganda em vias públicas (outdoors e painéis em prédios) e para iluminação de monumentos, chafarizes e fachadas de edifícios públicos. Além disso, não aceitar novos pedidos para ligação de luz em indústrias e comércio, proibir o fornecimento provisório de energia a circos, parques de diversões, exposições itinerantes e shows ao ar livre após as 18h, suspender jogos de futebol, vôlei, basquete e outros esportes após as 18h, a não ser que os organizadores tivessem gerador próprio.

Já para os consumidores rurais, a meta era de 10% em relação ao consumo médio registrado nos meses-base. O consumo acima da meta, se não fosse compensado por uma economia anterior (planos de racionalização já em aplicação, por exemplo), sujeitaria o consumidor ao corte.

III.III. Causas da Crise

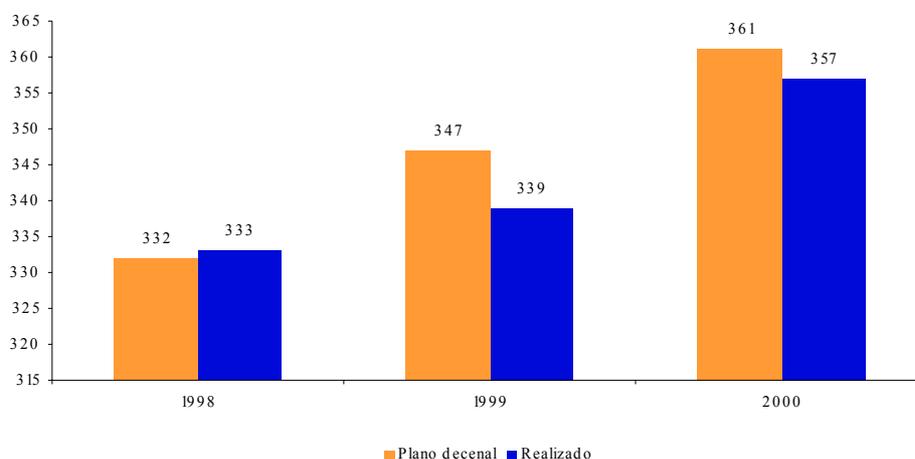
A insuficiência de investimentos no setor chegou a uma proporção da ordem de crescimento a uma taxa média anual de 2,6% entre 19991 a 2000, contra uma expansão do consumo de energia da ordem de 4,1% a.a., no mesmo período.⁴

Podemos destacar alguns pontos essenciais que contribuíram para a crise energética no Brasil:

⁴ LEO, Sergio. País precisa rever o modelo do setor elétrico. São Paulo, Valor Econômico, 29/11/01.

- Redução de investimentos: Gradativamente o Governo reduziu seus investimentos em geração de energia sem acompanhar com a demanda crescente;
- Aumento da demanda: O Brasil é um país em desenvolvimento e no último ano registrou um crescimento de 4,5%. Entretanto este crescimento de demanda não foi proporcional à oferta de energia, apesar de o mesmo ter sido estimado no Plano Decenal de Expansão (1998-2007), conforme o gráfico abaixo.

Gráfico 4: Consumo Estimado x Consumo Realizado (TWh) – 1998/2000



- Dependência de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão: Percentual de dependência muito grande do processo hidrelétrico. As linhas de transmissão são necessárias para transportar a energia gerada de região para região, entretanto nem todas as regiões estão interligadas, impossibilitando este tráfego.
- Mudança de modelo: Falta de coordenação que ocorreu com a mudança do modelo de estatal para competitivo, sem ocorrer a regulamentação ocasionando insegurança para a realização de investimentos privados;

- Clima: Para que seja possível gerar energia nas usinas hidrelétricas é preciso que os reservatórios tenham volume suficiente de água para acionar as turbinas, com a falta de chuvas este processo torna-se ineficiente.⁵

A escassez de energia no Brasil foi provocada pela crise de abastecimento que, mesmo contando com variedade de opções para a produção de energia no país - hidrelétricas, térmicas, atômicas etc. – foi obrigado a passar por ela, impondo o racionamento. A energia elétrica teve uma demanda crescente no País, e a oferta não acompanhou esta escalada.

No período 1991 – 2001 a demanda de energia cresceu em média 4,1% ao ano, enquanto a oferta cresceu apenas 3,3%. Esta defasagem se acentuou a partir de 1995, superando os 10% acumulados na década. As chuvas dos dois últimos anos ficaram 12% e 5% abaixo da média histórica.⁶

De 1994 para cá, sistematicamente, ano após ano, retirou-se dos reservatórios das usinas mais água do que entrou com as chuvas. Com a progressiva insuficiência na capacidade de geração, para atender à demanda crescente, os estoques dos reservatórios hidroelétricos foram dilapidados. Concomitantemente foi perdida também sua função de dar segurança e de confiabilidade dos sistemas da geração de eletricidade, pela garantia de um “estoque” estratégico de energia, que historicamente sempre foi respeitada. Esse estoque, que nunca ficou abaixo de 44% do nível dos reservatórios, a partir de 1995 foi sendo continuamente consumido, até chegar ao patamar inédito de 19% em novembro de 1999.

O problema de escassez de energia já surgiu no país a partir da crise energética de 1925 no Estado de São Paulo. E este dilema ressurgiu nos dias atuais, reacendendo questionamentos sobre deficiências do setor e os entraves à sua expansão, num momento em que grande percentual de Empresas Estatais de Energia foi privatizada, mudando o modelo de funcionamento do setor para uma convivência entre empresas privadas e estatais na geração e distribuição de energia.

⁵ ROSA, Luiz Pinguelli. Os motivos da crise energética. Disponível em: www.criseenergetica.com.br

⁶ KIRCHNER, Carlos Augusto Ramos. O racionamento de energia elétrica decretado em 2001. UNICAMP, São Paulo, Dezembro/2001.

Um estudo feito pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, em 2000, apontou falhas ao modelo adotado para a privatização do setor elétrico, identificando três razões para a crise:

- Falta de sincronia na transição do modelo estatal para o privado;
- Riscos regulatórios que inibiram os investimentos privados;
- Falta de articulação entre as reformas dos setores, elétrico, de petróleo e de gás natural.⁷

Por se tratar de um bem que move toda a economia do país, o governo deveria incluir nos contratos de concessão metas obrigatórias de expansão de oferta. Conforme constata Oliveira, “só os contratos de concessão da Cesp Tietê e da Cesp Paranapanema, assinados em 99, contêm metas de aumento de produção de energia. Em ambos os casos, a meta é de crescimento de 15% em oito anos”.⁸

Numa situação onde o impacto do racionamento de energia provoca efeitos de crise na economia, pode-se almejar algumas medidas que poderão amenizar esses efeitos e é possível mensurá-las da seguinte forma:

- Concentrar a restrição de consumo, na medida do possível, nos setores eletrointensivos, nos quais o valor agregado por kWh consumido é menor;
- Criar mecanismos que permitissem às cadeias produtivas ajustar cotas de consumo, já que as empresas que compõem os elos dessas cadeias não têm a mesma intensidade energética;

⁷ LOBATO, Elvira. Privatização malfeita piorou a crise energética, São Paulo:Folha de São Paulo, 10/05/2001.

⁸ OLIVEIRA, Adilson de Braga. A indústria abaixo da cota de energia, São Paulo: Gazeta Mercantil, 20/08/2001.

- Promover imediato aumento tarifário para sinalizar aos consumidores, principalmente os do mercado industrial, que o tempo da eletricidade barata já passou.

III.IV. Impactos

Dentro do contexto de racionamento, a questão a ser observada se refere a qual nível de consumo de eletricidade deverá ser compatível com o patamar de atividade econômica ditado pelo novo quadro econômico. Conforme relatório sobre o setor industrial do IBGE de 2002, a redução na atividade industrial do segundo trimestre de 2001 foi de 1,4% em relação ao anterior, sinalizando tendência forte de queda do ritmo de crescimento industrial.

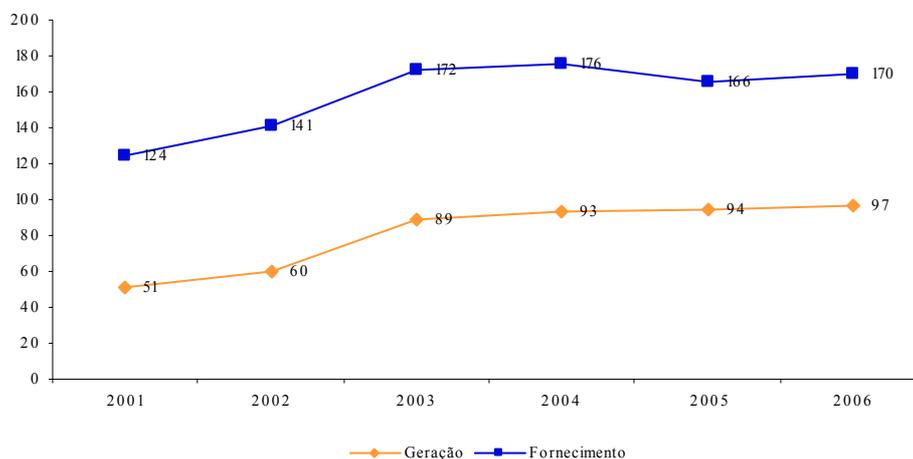
Estudos realizados pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, em 2000, concluíram que houve uma redução na atividade econômica do País e identificaram fortes quedas na produção industrial induzida pela drástica restrição na oferta de eletricidade.

As estimativas sugeriam que a taxa anualizada de crescimento do PIB sairia do patamar de 4,5% do início do ano para 2% no final de 2001. Essa situação tenderia a provocar o descolamento entre a demanda agregada, que continuaria sendo ditada nos primeiros meses da crise pelo ritmo de crescimento de 4,5%, e a oferta agregada, limitada pela crise elétrica. Tal dinâmica fatalmente produziria forte pressão inflacionária.

Nessa perspectiva adversa o Brasil pode ser alcançado por outra herança do racionamento, que é o aumento das tarifas de energia elétrica cobradas do consumidor, resultado de um acordo firmado entre a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE e as distribuidoras, pelo qual os consumidores terão de arcar com reajustes extras na conta de luz como forma de compensar as perdas de receita que o racionamento proporcionou às empresas. Conforme o gráfico abaixo, até 2006 as tarifas de geração deverão ter um aumento de 90,2%, enquanto que as de fornecimento, um aumento de 37,1%, apesar de o pico ter sido atingido em 2004, com um aumento de 42,0%. Com o

impacto do racionamento compensado com o elevado aumento das tarifas, a partir de 2004 a tendência é que ela caia, apesar de se manter em níveis elevados.

Gráfico 5: Evolução Estimada para as Tarifas Médias (R\$) - 2001/1006



Existe também a hipótese de surgir outra conta, também resultante do racionamento, que poderá penalizar o consumidor. O governo contratou, por 4 bilhões de reais até dezembro de 2004, projetos de usinas em caráter emergencial que deverão servir como uma espécie de seguro para o setor elétrico. Proporcionada em sua maioria por geradoras a óleo diesel, de alto custo, essa energia deverá custar cerca de 280 reais por megawatt-hora (MWh), mais que o dobro do que custará a energia das usinas termelétricas a gás natural – que já produzem uma energia cara. Entre as hipóteses em discussão está o repasse tarifário e o pagamento pelo próprio governo com os recursos arrecadados em leilões de concessões de hidrelétricas.

Outro fator que também preocupa em relação aos efeitos com a população: o impacto da crise de energia na economia brasileira frustrou a criação de 600 mil a 700 mil novos postos de trabalho. A expectativa inicial era a de que o PIB deveria crescer cerca de 4% no ano de 2002, com a criação de 1,2 milhão a 1,3 milhão de empregos.

IV. ESTUDO DO CASO LIGHT

IV.I. Introdução as Empresas Distribuidoras

Muitas proposições acerca do potencial energético no Brasil têm sido discutidas em várias ocasiões. Na medida em que se relatam essas proposições progressivamente, percebe-se que a redução drástica no nível de investimento no qual este setor de distribuição passou foi um dos fatores que mais proporcionou o princípio da crise.

O serviço de distribuição é exercido mediante concessão ou permissão, sempre precedida de licitação. Este foi o segmento do setor elétrico que conheceu as maiores transformações no que diz respeito à transferência de controle acionário para a iniciativa privada. A maioria das concessionárias de distribuição eram controladas pelos governos federal e estaduais. Em cada estado brasileiro havia uma distribuidora estatal.

O segmento de distribuição é o que mais está enquadrado dentro do novo modelo do setor elétrico, dado que em 2001 das grandes empresas do setor de distribuição, cerca de 70% eram privadas, enquanto que em 1997 esse número era de apenas 30%.

Outro fator que mostra o novo perfil do setor de distribuição de energia, é que o segmento dá os primeiros passos na direção da segunda etapa pós-privatização. Depois da reestruturação das empresas, começa a rearrumação dos grupos – através de separações entre sócios, trocas de participações, fusões e aquisições de novas companhias. Os

controladores estão redirecionando os focos de investimentos visando uma consolidação por região geográfica e uma penetração maior no segmento de geração.⁹

Paralelamente ao reposicionamento das operadoras, começa a ganhar força no setor o movimento de saída dos investidores de curto prazo, que pode ser exemplificado pelo caso do BNDESPar que vendeu sua participação no controle da Light para a EDF e na Eletropaulo para a AES.

As novas administrações privadas têm refletido um aumento da eficiência do setor, o que pode ser comprovado através da melhora do resultado da atividade das companhias privatizadas. Neste sentido, um dos pontos que mais vêm sendo priorizado diz respeito à redução das perdas de energia, tanto técnicas como comerciais, estas representadas por fraudes ou desvios de energia (“gatos”) e falhas dos medidores de energia.

Com relação às perdas técnicas, mesmo minimizadas, sempre irão existir, devido ao próprio transporte de eletricidade. Desta forma, quanto maior a distância da usina até o consumidor maior deverá ser a perda técnica de energia, observando que a obsolescência e o desgaste dos equipamentos de transmissão e distribuição aumentam as perdas desta natureza.

A redução das perdas de energia tem significado peso nos resultados das companhias, uma vez que a redução das perdas comerciais reflete em aumento direto do faturamento sem elevar as despesas com compras de energia e a diminuição perdas técnicas permite que as distribuidoras diminuam seus gastos com suprimento de energia.

Além do índice de perdas, a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia pelas distribuidoras são aferidas por critérios legais definidos pela ANEEL, através indicadores com destaque para o DEC e o FEC:

- Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor – DEC, exprime o espaço de tempo durante o qual, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, num período de 12 meses;

⁹ COIMBRA. Leila. Linhas Cortadas. São Paulo. Valor Econômico. 08/09/2002.

- Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor – FEC, representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação de 12 meses;

Estes indicadores também sinalizam o grau de eficiência das distribuidoras, sendo os principais indicadores de qualidade da prestação dos serviços de fornecimento de energia e, quanto menores, melhor refletem a qualidade do serviço.

As empresas de distribuição podem pagar o que quiserem pela energia de suprimento, mas estão limitadas no repasse destes custos para a tarifa de energia aos consumidores nos reajustes anuais. A margem de lucro das distribuidoras, portanto, depende, entre outras coisas, da eficiência operacional, incluindo a compra eficiente de energia.

As distribuidoras assim contribuem para a competitividade do setor elétrico de duas formas:

- Com exceção dos seus contratos iniciais de energia, as distribuidoras podem negociar suas compras no mercado livre de energia;
- Elas devem também competir para manter os consumidores com características de livres na sua respectiva área de concessão.

Além de cumprir metas de universalização dos serviços, as distribuidoras devem ainda aplicar recursos em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e na pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico brasileiro.

O Governo, visando à minimização do enfraquecimento do setor, implementou um novo modelo de gerenciamento, e, através das privatizações, vislumbrou um aquecimento nos índices de investimentos para o país na área energética. O crescimento econômico revigorado que se seguiu à estabilização econômica iniciada em 1994 expandiu a demanda de energia, principalmente nas classes residencial, comercial e serviços, cujo crescimento se deveu a um aumento abrupto do poder aquisitivo da população com o fim da hiperinflação, começando, então, a demandar mais energia. As empresas do setor elétrico

estão sofrendo com o efeito do racionamento, a crise econômica mundial e uma nova educação do consumidor; estes fatores estão se tornando um verdadeiro caos para este setor.¹⁰

As empresas já vinham com problemas antes do racionamento, de desconfiança em relação ao modelo, em relação ao quadro regulatório, reclamações de não repasse de custos não gerenciáveis. Sobre esse quadro já extremamente complicado que começou a partir da desvalorização cambial, vem o racionamento. O fato é que houve um comando legal de obrigatoriedade de redução do consumo. O Governo Federal admite que se a crise foi provocada por um comando legal, reconhecido pela medida provisória que determinou o racionamento, esta deverá ser distribuída entre os geradores, distribuidores e consumidores. A dificuldade do Governo está em mensurar o cálculo desta perda.¹¹

Diante desta situação as distribuidoras passaram a cobrar medidas efetivas de eficiência por parte do Governo pelos seus déficits, e, dentro de um cenário onde todos os investimentos estão em compasso de espera, os fornecedores de equipamentos para o segmento traçam queda nas vendas próximas de 20% em 2003. Também a alta do dólar leva os balanços das empresas a fechar no vermelho. O prognóstico da retração no consumo, em níveis de 2000, indica que as distribuidoras deixem de arrecadar R\$ 4 bilhões em 2002.¹²

A regulação do setor está pendente. Sobram dúvidas se a liberação do mercado ocorrerá em janeiro de 2003. Há incertezas de como serão os reajustes às tarifas do insumo comprado em leilões. Novos investimentos só devem voltar no segundo semestre de 2003, quando a política energética do novo governo e o quadro de oferta e demanda estiverem mais claros.

Na realidade ocorre no momento um desencontro de atitudes: o Governo afasta a possibilidade de racionamento até 2005, enquanto que as distribuidoras acreditam que, se a situação não mudar, a folga do excedente de 4 mil MW é pequena para os próximos anos. As distribuidoras apontam um retorno abaixo da média onde do total da fatura de energia

¹⁰ MASSARANI, Luciano. Especial Energia, Valor Econômico, São Paulo, 08/09/2002.

¹¹ PARENTE, Pedro. País precisa rever o modelo do setor elétrico, Valor Econômico, São Paulo, 29/10/2001.

¹² ROCKMAN, Roberto. Crise paralisa o setor de energia. Valor Econômico, São Paulo, 07/10/2001

apenas 21% vai para cobertura de custos e remuneração de atividades de distribuição, 22% destina-se a tributos e 7% a encargos setoriais.

Informações da ANEEL confirmam que as tarifas residenciais de eletricidade têm absorvido o maior ônus da reforma. A tarifa média residencial de 2001 aumentou em 135,7% em relação aos preços médios praticados em 1995. Este incremento foi maior do que o dobro da inflação acumulada no período, aferida pelo Índice de Preços ao Consumidor calculado pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas - IPC/FIPE, que nesse período acumulou 47,2%. Os demais consumidores também tiveram aumentos acima da inflação, entre 25% e 30%, desde o início das privatizações em 1995.¹³

Tabela 10: Evolução das Tarifas Médias de Eletricidade (1995-2001)

Classe de Consumo	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Residencial	76,26	106,63	119,80	126,18	138,93	158,87	179,78
Industrial	43,59	50,45	56,61	56,54	63,11	71,03	82,18
Comercial	85,44	99,62	107,99	111,60	121,70	136,76	156,17
Rural	55,19	62,21	67,27	69,25	75,49	85,35	97,26
Poderes Públicos	84,07	98,34	106,10	109,77	119,54	135,98	153,84
Iluminação Pública	51,59	60,31	65,31	68,53	75,51	85,81	95,55
Serviço Público	50,45	57,47	62,65	64,99	70,60	79,37	90,04
Consumo Próprio	69,59	65,92	68,59	68,18	81,03	80,16	92,25
Tarifa Média	59,58	74,47	82,16	86,57	95,86	108,50	122,88

Fonte: ANEEL

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “é notório que as tarifas subiram mais de 160% nos últimos sete anos”. Para os empresários a reestruturação tarifária não conseguiu atingir os caixas das empresas; na visão das Concessionárias, o governo deve mudar os critérios definidos para a revisão ordinária das tarifas.¹⁴

As concessionárias, conforme relatório da ANEEL, solicitam aumento das tarifas de acordo com a variação dos seus custos nos últimos doze meses. Por essa fórmula, as

¹³ KIRCHNER, Carlos Augusto Ramos. O racionamento de energia elétrica decretado em 2001. UNICAMP, São Paulo, Dezembro/2001.

¹⁴ ROCKMAN, Roberto. Crise paralisa o setor de energia. Valor Econômico, São Paulo, 07/10/2001 .

distribuidoras contabilizam os chamados custos gerenciáveis - despesas com pessoal, por exemplo - e os não gerenciáveis - valor da energia que compram das geradoras. Essa regra vale desde 1998, quando houve a regulamentação tarifária do setor. Parte dos custos das distribuidoras é dolarizado, como a energia que compram da hidrelétrica de Itaipú - atualmente em torno de US\$ 32 o Megawatt/hora. Além disso, o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) também está atrelado aos custos das concessionárias.¹⁵

Nas discussões das distribuidoras acerca dos prejuízos com o racionamento, destacam-se as cláusulas dos contratos de concessão, assinados no momento da privatização das estatais distribuidoras, pelas quais o governo deveria preservar o equilíbrio econômico e financeiro. As estimativas dessas empresas do setor elétrico sobre as perdas de receita iam de 5 bilhões a 15 bilhões de reais. Mas o acerto deverá envolver um volume de R\$ 4 bilhões. Incluindo reajustes adicionais, além de financiamento de capital de giro estendido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES, as tarifas em 2002, receberam reajustes suplementares de 2,9% para as residências e de 7,9% para a indústria e o comércio.

No cenário brasileiro de 2002, 64 distribuidoras de energia são controladas em sua maioria, por grupos estrangeiros, com faturamento anual de R\$ 33 bilhões, destacando-se entre estes os espanhóis (Endesa e Iberdrola), americanos (Enron, AES e PSEG), portugueses (EDP), franceses (EDF), e o consórcio brasileiro VBC (Votorantin, Bradesco e Camargo Corrêa).¹⁶

Entretanto, diante dos nove meses de racionamento que deixaram sérios prejuízos para as empresas distribuidoras de energia, desde o final do controle estatal, elas tiveram que absorver a queda do consumo, desvalorização do real, incertezas regulatórias e crise das controladoras internacionais.

Com resultados negativos expressivos em seus últimos balanços semestrais, o Governo sinalizou com um acordo para as perdas; o acerto se dará entre ele, as geradoras e

¹⁵ LEITÃO, Miriam. Concessionárias calculam seus déficits. Rio de Janeiro, O GLOBO, 24/10/2001.

¹⁶ LIMA, Maria. Estrangeiros detêm controle da maior parte das empresas. Valor Econômico, São Paulo, 08/09/2002.

distribuidoras, garantindo ressarcimento da ordem de R\$ 10,2 bilhões ao setor, devido ao racionamento de 20% em 2001.¹⁷

IV.II. Histórico

A Light Serviços de Eletricidade S.A. começou sua história em Toronto, quando foi fundada em 9 de junho de 1904 a The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Co. Ltd. para atuar no Rio de Janeiro, então Capital Federal, como prestadora de serviços de gás, transporte (incorporando a empresa Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico), telefonia e energia, recebendo autorização para funcionar no Brasil no dia 30 de maio de 1905. A Light, como concessionária do serviço de fornecimento de gás, adquire então o controle acionário da empresa belga Société Anonyme du Gaz de Rio de Janeiro, período que durou até 1969, ano em que o serviço foi transferido para o governo estadual.

Já em 1905, era construída Usina de Fontes Velha, a maior e mais moderna usina hidrelétrica do país e uma das maiores do mundo na época, situada em Piraí, no próprio Estado do Rio de Janeiro e que começou a funcionar em 1908. Primeira de oito construídas pela Light, esta usina encontra-se hoje desativada devido sua obsolescência, já que sua potência instalada de 24 MW daria atualmente, apenas para abastecer o bairro do Leme.

Em 1922, foi fundada pela Light uma nova empresa para explorar uma concessão de energia hidráulica na Ilha dos Pombos, no Rio Paraíba, no Estado do Rio de Janeiro, a Brazilian Hydro Electric Co. Ltd., e outra em São Paulo (São Paulo Electric Co. Ltd.). Dois anos mais tarde, inaugurava-se a Usina Hidrelétrica de Ilha dos Pombos, com potência inicial de 22.000 KW.

No dia 7 de junho de 1926, a Light inaugurou a Via  o Excelsior, sua empresa de serviços de ônibus, que eram construídos em suas próprias oficinas e que já eram responsáveis pela constru  o, conserto e manuten  o dos bondes da companhia.

¹⁷ NAVES, Rose. Crise reduz faturamento de elétricas. Valor Econômico, São Paulo, 08/09/02.

Em abril de 1940, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica de Fontes Nova, localizada no município de Piraí, com potência instalada de 35.000 KW.

Devido a multiplicidade de empresas operando em diversos segmentos diferentes, foi criada em 1947 a Companhia Brasileira de Serviços Técnicos – COBAST, com o objetivo de centralizar a administração e coordenar as várias atividades do grupo. A partir daí, o grupo Light passou a focar suas atividades na área de energia elétrica, devolvendo aos governos municipais e estaduais as concessões dos serviços de gás, telefone e bondes.

Sendo assim, em março de 1952 foi inaugurada a Usina Elevatória de Santa Cecília, com potência instalada de 17.470 KW, localizada no rio Paraíba do Sul, no município de Barra do Piraí. No mesmo ano, foi também inaugurada a Usina Elevatória de Vigário, com potência instalada de 45.410 KW, localizada no rio Piraí, no município de mesmo nome.

Em 28 de novembro de 1954, foi inaugurada a Usina Nilo Peçanha, maior usina subterrânea da América do Sul, acrescentando mais 330 MW ao Sistema Rio, que se encontrava num arrojado programa de expansão, que significou a etapa inicial do Desvio Paraíba-Piraí, que consistia no bombeamento de águas do rio Paraíba, por meio de duas usinas elevatórias, a uma altura total de 45 metros acima do seu nível primitivo, no transporte dessa água a uma distância de aproximadamente 25 quilômetros através de um sistema de túneis, canais e reservatórios e, finalmente, no lançamento dessa água, na vertente marítima, aproveitando uma queda de 310 metros. Assim, as águas desviadas do Rio Paraíba, após acionarem as turbinas da Usina Nilo Peçanha se escoam pela parte baixa do Ribeirão das Lajes.

Em 1956, a Light de São Paulo e a CTB transferiram suas sedes para o Brasil, satisfazendo requisitos legais para a nacionalização. Passaram a ser sociedades brasileiras, administradas por uma diretoria eleita pelas assembleias gerais de acionistas. O mesmo ocorreu, em 1959, com a Light do Rio, a Brazilian Hidro Electric (que passou a denominar-se Companhia Fluminense de Energia Hidroelétrica), a San Paulo Electric (São Paulo - Serviços de Eletricidade S. A), a San Paulo Gas (Companhia Paulista de Serviços de Gás) e a City of Santos Improvement (Cidade de Santos Serviços de Eletricidade e Gás S.A.).

Durante as décadas de 50 e 60 a Light ampliou seus sistemas de transmissão e a capacidade transformadora das estações terminais e subestações distribuidoras, a rede aérea e a rede subterrânea, na mesma época em que o Governo Federal passou a investir pesadamente no setor de energia elétrica e criou Furnas Centrais Elétricas S.A e a Eletrobrás. Outro fato marcante dessa época é o fim dos prazos de concessão dos serviços de telefone (1961), bonde (1963) e gás (1966).

Em construção desde 1957, a Usina de Ponte Coberta foi inaugurada pela Light no dia 23 de outubro de 1962. Mais tarde, em 27 de maio de 1966, ela recebeu o nome de Pereira Passos. Foi criada para funcionar como uma unidade auxiliar das hidrelétricas de Fontes e Nilo Peçanha, aproveitando as águas que acionam as suas turbinas, e representou a última etapa do aproveitamento das águas do Ribeirão das Lajes e de parte dos rios Paraíba e Pirai. Seu primeiro grupo gerador foi posto em funcionamento em 1962 com 46.750 KW de potência, que foi ampliada para 93.500KW no ano seguinte com a introdução do segundo gerador.

Já 1967 foi um ano de grandes transformações para a Light, já que o país necessitava de integrar seus serviços de eletricidade em sistemas economicamente mais fortes, com maior produtividade e melhor administração, levando o Governo Federal a estimular, a partir de 1964, a incorporação ou fusão de empresas do setor elétrico. Assim sendo, em 1967, o Governo Federal aprovou a incorporação das empresas de eletricidade do Grupo Light: São Paulo Light S.A. Serviços de Eletricidade; Rio Light S.A. Serviços de Eletricidade; Cia. Fluminense de Energia Hidroelétrica; Cia. de Eletricidade de São Paulo e Rio; Cidade de Santos Serviços de Eletricidade e Gás S.A.; e Força e Luz Vera Cruz. Essa incorporação, que possibilitou inclusive a unificação tarifária da região Rio-São Paulo, dando origem à empresa Light - Serviços de Eletricidade S.A., com sede em São Paulo, tendo sido aprovada pelo Decreto Federal nº 61.232, de 23 de agosto de 1967. Em decorrência da incorporação, tornou-se desnecessária a COBAST, que foi extinta em 31 de maio de 1968.

Em 12 de janeiro de 1979 a ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A) adquiriu da Brascan Limited o controle acionário da Light Serviços de Eletricidade S.A, ficando o setor de energia do País inteiramente nacionalizado e no dia 31 de março de 1981

o Subsistema Light - São Paulo foi vendido para o Governo do Estado de São Paulo, que constituiu a ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo S.A., que assumiu os serviços prestados pela Light em São Paulo, ficando a denominação Light - Serviços de Eletricidade S.A. privativa da área Rio de Janeiro.

E finalmente, após ser incluída em junho de 1992 no Programa Nacional de Desestatização (PND) através do Decreto-Lei nº. 572, a Light foi privatizada em 21 de maio de 1996 através de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, ofertando 60% de seu capital social, que foram adquiridos por Eletricité de France (EDF), AES Corporation, Houston Industries Energy, BNDESPar e Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Em 4 de junho de 1996 foi assinado o contrato de concessão foi assinado, que tem validade por 30 anos renováveis.

Em leilão realizado na Bolsa de Valores de São Paulo em 15 de abril de 1998, a Lightgás, subsidiária Light, adquiriu 74,88% do capital votante (29,8% do capital total) da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Já em 16 de março de 2000, em leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a EDF International S.A. comprou as 1.294.974.174 ações ordinárias da Light pertencentes ao BNDESPar, representativas de 9,23% do capital social da empresa.

Em 29 de setembro de 2000 a AES Corp. e a EDF International S.A., acionistas integrantes controladores da Light firmaram com a Reliant Energy, Inc. e Reliant Energy Cayman Acquisitions, Ltd, um “Acordo de Compra de Ações” das 1.638.469.483 ações ordinárias representativas de 11,68% do capital da Light. Esta operação foi liquidada em 05 de dezembro de 2000.

Em 11 de janeiro de 2001 as empresas EDF International e AES Corporation, acionistas do bloco de controle da LIGHT, adquiriram as ações então pertencentes à Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) por US\$ 362 milhões deixando assim a CSN, desde aquela data, de pertencer ao bloco de acionistas controladores.

Já sob controle privado, em 1999 inaugurou a Usina Hidrelétrica de Santa Branca com potência instalada de 58 MW, localizada no rio Paraíba do Sul, no município de Santa Branca.

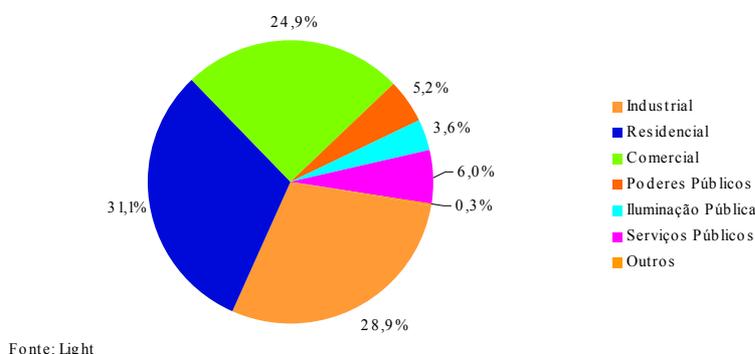
IV.III. Overview

A Light Serviços de Eletricidade S.A. é uma companhia aberta com ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa), atuante no estado do Rio de Janeiro, como concessionária de energia elétrica e tendo como principais atividades a geração, comercialização e a industrialização de energia elétrica.

Seu mercado abrange 30 municípios do Estado do Rio de Janeiro com aproximadamente 3,4 milhões de consumidores, numa área de 10.970 km² que engloba mais de 9 milhões de habitantes. Apesar de sua área representar apenas 25% da extensão territorial do estado, seu fornecimento de energia supre 84% de todo o consumo.

Em setembro de 2002, suas vendas de energia elétrica em MWh dividiam-se da seguinte maneira pelas classes de consumidor, conforme o gráfico abaixo.

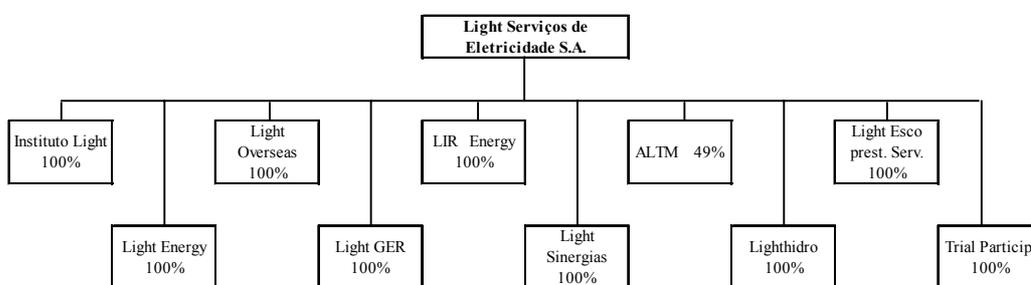
Gráfico 6: Distribuição das Vendas por classes em MWh



A Light atua num mercado de alto poder aquisitivo e de grande demanda por energia, com o segmento residencial respondendo por 31,1% das suas vendas físicas e gerando quase que metade da receita total de empresa, dado que as tarifas residenciais são mais elevadas que as demais. Além disso, é uma empresa que possui uma das mais altas tarifas médias do setor, principalmente devido ao seu grande número de clientes residenciais.

Conforme a tabela abaixo, podemos ver a estrutura do Light, que participa como acionista majoritário de diversas empresas, detendo as seguintes participações:

Tabela 11: Estrutura do Grupo Light



Através dessas empresas, a Light capta recursos no exterior, participa como acionista ou quotista em outras sociedades, atua no mercado de prestação de serviços de co-geração, projetos, administração e soluções para matrizes energéticas, serviços de manutenção de equipamentos e serviços de empresas de energia elétrica, projetos sociais e culturais entre outros.

Tabela 12: Light em números

Light em números	2001	2000
Área de concessão (Km ²)	10.970	10.970
Municípios Atendidos	30	30
Unidades consumidoras	3.559.677	3.422.004
Energia Requerida (GW)	26.380	28.593
Consumo Total* (GW)	20.965	23.884
Produção Própria Líquida (GW)	3.852	4.144
Energia Comprada (GW)	23.200	24.449
Demanda Máxima no ano (MWh)	4.593	4.553
Fator de carga (%)	63,8	71,5
Capacidade Geradora Instalada (MW)	833	833
Número de empregados	4.449	5.109
DEC (duração média das interrupções por cliente, em horas)	7,4	6,8
FEC (número médio de interrupções por cliente)	6,5	6,6

* Inclui consumo próprio

Fonte: Light

IV.IV. Reestruturação Societária

Os grupos EDF e AES, então controladores da Light, compraram em 11 de janeiro de 2001, por US\$ 362 milhões, as ações que a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) detinha na empresa, iniciando assim um amplo processo de reestruturação societária envolvendo a Light Serviços de Eletricidade S.A. e a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., aprovado pelos acionistas na AGE de 30 de novembro de 2001, que tinha como objetivo separar o controle das duas empresas, ficando a EDF International e sua controlada Lidil Comercial Ltda. com o controle da Light e a AES Corporation e suas controladas com o controle da Eletropaulo Metropolitana, indiretamente através da holding Lightgás, atualmente AES Elpa. O processo foi realizado durante todo o ano de 2001 e finalmente concluído em fevereiro de 2002.

Suas principais etapas foram:

- Redução do capital de Light Sinergias, controladora da Light Telecom o valor de R\$ 47.859 mil, com a devolução de suas cotas representativas de investimento à Light.

- Capitalização na Light Telecom no valor de R\$ 3.106 mil referentes a um conjunto de cabos de telecomunicações pertencentes a Light, dado que conforme o acordo de acionistas, a atividade de telecomunicações ficaria a cargo da AES.
- Capitalização da Lightgás no valor de R\$ 95 mil, referente a um terreno anexo a Usina de Santa Branca, já que o mesmo será usado para construção de uma usina termelétrica pelo grupo AES e capitalização das quotas representativas do capital da Light Telecom no montante de R\$ 50.408 mil.
- Transformação da Lightgás em sociedade anônima, alterando sua razão social para AES Elpa e abrindo seu capital, atribuindo 14.027.210.332 ações.
- Redução do capital da Lightgás (AES Elpa) em 14 de novembro de 2001 no valor de R\$ 1.319.077 mil em virtude da extinção do contrato de assunção de dívida formado entre as partes.
- Redução do capital da Light em 30 de novembro de 2001 no valor de R\$ 790.859 mil, devolvendo aos seus acionistas as ações do capital da Lightgás (AES Elpa) na mesma proporção de cada ação possuída no capital da Light.
- Descruzamento de ações entre os controladores em 6 de fevereiro de 2002, transferindo 9.022.443.573 ações da AES Elpa pertencentes ao grupo EDF para o grupo AES em troca da transferência de 3.351.004.792 ações da Light pertencentes ao grupo AES para o grupo EDF, que passou a assumir o controle da Light, deixando o controle da Eletropaulo para o grupo AES.

Sendo assim, os acionistas da Light passaram a deter 1 ação da AES Elpa para cada ação possuída na Light. Fora do grupo de controle, composição acionária em ambas as empresas permaneceu inalterada.

IV.V. Reestruturação Financeira

Em 28 de março de 2002, o acionista controlador da Light e sua administração resolveram implementar um amplo programa de reestruturação financeira, para recompor o patrimônio líquido negativo e reequilibrar a situação financeira da companhia para que ela possa gerar resultados positivos no futuro, já que vinha sendo muito castigada pelos resultados negativos de exercícios anteriores. Foi então aprovada pelo Conselho de Administração em 25 de abril de 2002 uma proposta de aumento do capital de R\$ 2.350.000.016,00 com a emissão de 23.979.592.00 ações ordinárias da companhia, que aumentou de R\$ 995.369.444,07 para R\$ 3.345.369.460,07, sendo sua integralização via conversão de créditos detidos pelo acionista controlador – EDF International – contra a Companhia e parte via aporte de novos recursos, proposta essa que foi aprovada pelos acionistas em 13 de maio de 2002 e pelo Conselho de Administração em 18 de julho de 2002. Com isso, os acionistas minoritários da Companhia subscreveram e integralizaram 435.081.283 ações ordinárias e o acionista controlador, EDF International S.A., o percentual equivalente ao seu respectivo direito de preferência e as sobras, totalizando 23.544.510.717 ações ordinárias. Com isso, a participação do Grupo EDF na Light passou a ser de 94,50% do capital social.

IV.VI. Composição Acionária

O capital social da Light em 30 de setembro de 2002 era de R\$ 3.345.369 mil, representado por 38.006.802.332 ações ordinárias, e levando em conta a reestruturação financeira realizada.

Atualmente, a base acionária da Light revela a presença majoritária do Grupo EDF, que através das suas subsidiárias EDF International e da Lidil Comercial Ltda. é o controlador isolado da companhia, detendo 94,5% das ações da companhia. A EDF International possui 79,81%% das ações ordinárias e a Lidil 6,69%, conforme a tabela 13.

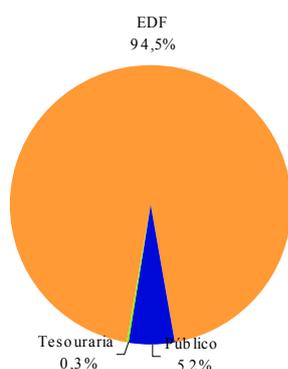
Tabela 13: Composição Acionária em 30/09/2002

Composição Acionária		
Acionistas	Quantidade de ações (milhões)	% de Participação
EDF International S.A. Lidil Comercial Ltda (EDF)	30.333,27	79,81%
Público	5.584,69	14,69%
Tesouraria	1.974,74	5,20%
	114,10	0,30%
Total	38.006,80	100,00%

Fonte: Light

Cada ação ordinária nominativa dá a seu titular (acionista), o direito a um voto nas AGE's. Além disso, eles têm direito de preferência na subscrição de novas ações emitidas em quaisquer aumentos de capital da companhia, na proporção das suas participações. Foi esse direito que o Grupo EDF exerceu no aumento de capital relativo a reestruturação financeira realizada no início do ano.

Gráfico 7: Composição Acionária em 30/09/2002



IV.VII. Características Operacionais

A Light tem 5 usinas hidrelétricas que geram aproximadamente 15% da energia requerida pelo seu mercado. Os 85% restantes provém de Furnas, contratos bilaterais e

aquisições no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Além disso, através de suas controladas, está investindo em novos projetos de geração, com os quais pretende passar a gerar 30% de sua energia requerida, conforme as tabelas a seguir:

Tabela 14: Parquer Gerador Atual

Parque Gerador Atual	
Usinas Hidrelétricas existentes	Capacidade Instada
Fontes Novas	132 MW
Nilo Peçanha	380 MW
Pereira Passos	100 MW
Ilha dos Pombos	164 MW
Santa Branca	57 MW
Total	833 MW

Fonte: Light

Tabela 15: Novos Projetos em Desenvolvimento

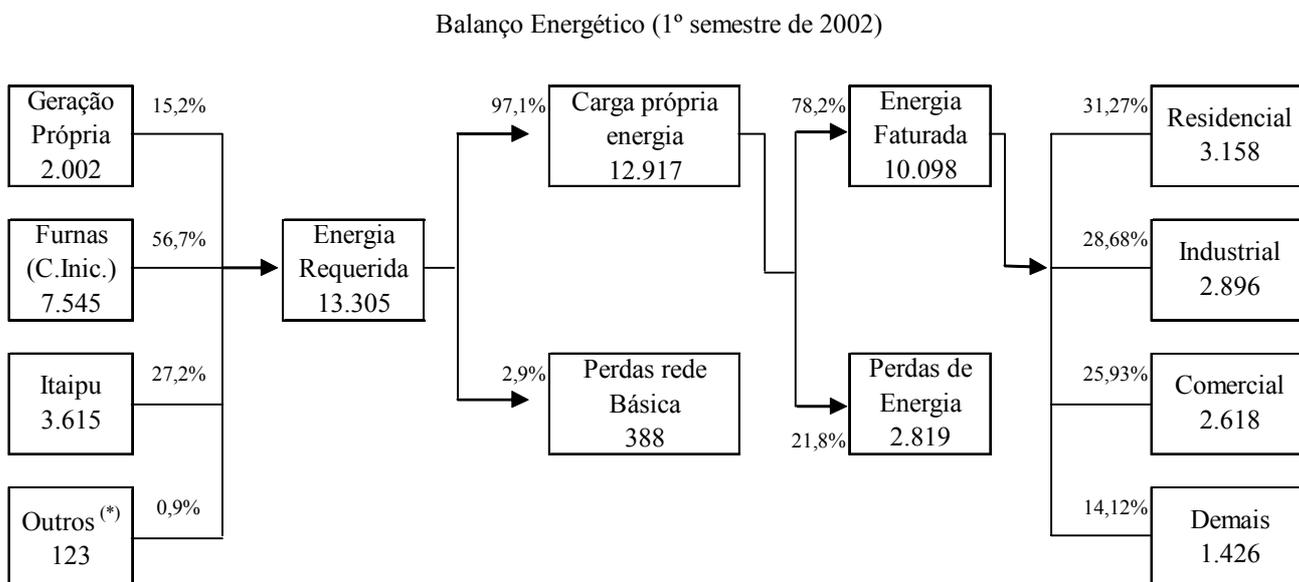
Novos Projetos em Desenvolvimento		
Plantas	Principais Características	Custo estimado
Termoelétrica Norte Fluminense	Usina a gás natural Capacidade instalada: 803 MW Parcela Light: 100% da energia produzida Financiamento: 70% Conclusão: 2º semestre de 2003	US\$ 532 mm
Termoelétrica Cabiúnas	Usina a gás natural Capacidade instalada: 2 fases (480 MW em cada) Parcela Light: 80% da energia produzida Financiamento: 70% Conclusão (primeira fase): 2º semestre de 2003	1ª fase: US\$ 264 mm
Itaocara	Usina hidroelétrica Capacidade instalada: 195 MW Financiamento: 70% Conclusão: 2º semestre de 2004	US\$ 153 mm
Paracambi	Potência instalada: 30 MW Financiamento: 80% Conclusão: 2º semestre de 2003	US\$ 38 mm

Fonte: Light

No primeiro semestre de 2002, sua geração própria atingiu 2.022 GWh, ou seja, 15,2% do total da energia requerida, de 13.305 GWh. Do volume de energia comprada, 67% foram

provenientes de Furnas e 32 % de Itaipú (cuja tarifa é atrelada à variação cambial) e o restante de contratos bilaterais e mercado spot, conforme o Balanço Energético abaixo.

Tabela 16: Balanço Energético em 30/06/2002



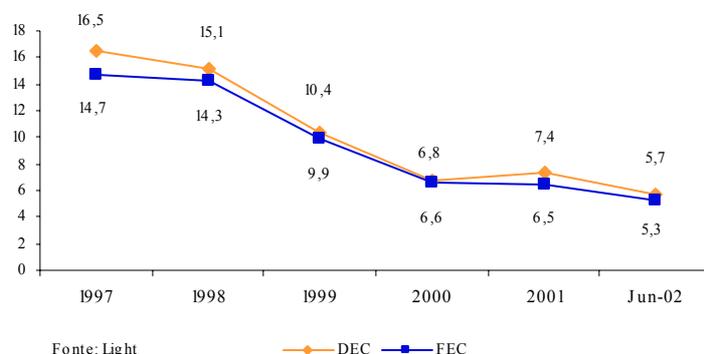
(*) Contratos Bilaterais, Mercado Spot e MRE (Mecanismo de Realocação de Energia)

Fonte: Light

Em 2001, a Light conquistou os melhores resultados da sua história em relação aos indicadores de qualidade de serviço. A redução do DEC – Duração equivalente de interrupções por cliente, e do FEC – Frequência equivalente de interrupções por cliente colocaram a empresa em segundo lugar no ranking da ANEEL entre as concessionárias brasileiras distribuidoras de energia elétrica.

A seguir, podemos ver a evolução de queda desses índices.

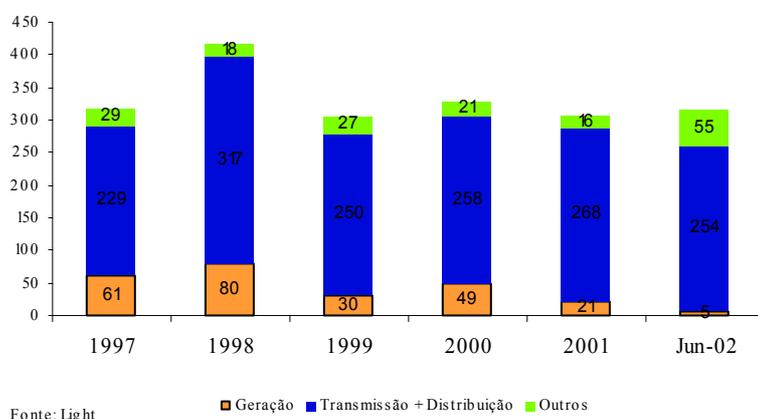
Gráfico 8: Evolução dos Indicadores DEC e FEC



Esses dois indicadores, embora necessários, não são suficientes para averiguar por completo a qualidade dos serviços. Os consumidores residenciais e comerciais demonstram o predomínio de falhas relacionadas a quedas e oscilações de tensão elétrica. Tais falhas não são detectadas pelo FEC e nem pelo DEC, pois só refletem as interrupções do fornecimento e sua duração.

Os investimentos em 2002 foram reduzidos em 15%, de uma previsão de R\$ 360 milhões para R\$ 320 milhões, volume semelhante ao de 2001, que ficou em R\$ 305 milhões, conforme podemos ver no gráfico abaixo.

Gráfico 9: Evolução dos Investimentos



Esta redução deve-se ao fato de que os investimentos estão diretamente ligados ao crescimento real do mercado, o que não aconteceu em virtude do racionamento. Seu programa de combate às perdas (por inadimplência e ligações clandestinas) celebrou em 2002 a prioridade básica, uma vez que suas perdas com inadimplência cresceram 32,6% no semestre, atingindo R\$ 735 milhões.

IV.VIII. Dívida

O endividamento da Light foi fortemente afetado pela desvalorização cambial de 1999. Desde então, a empresa vem realizando um importante trabalho de renegociação de sua dívida. Os resultados alcançados foram diminuição da exposição a variação cambial de 90% no início de 1999 para cerca de 63% no final de 2000, bem como a redução do custo médio do endividamento em moeda estrangeira de 13,4% em 1999 para aproximadamente 12% ao término de 2000. Paralelamente, a renegociação da dívida inclui a extensão dos prazos de vencimento.

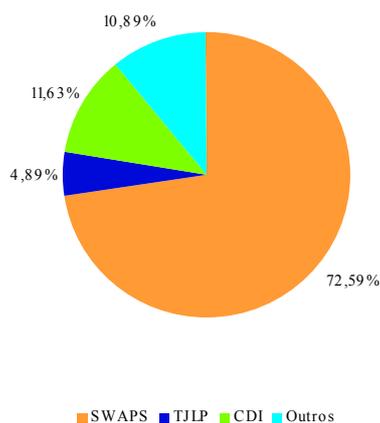
Mesmo com o racionamento, a dívida da Light no final de 2001 apresentou redução de 18,5% em relação a do final de setembro, totalizando R\$ 5.620,2 milhões sendo 65% de longo prazo, devido basicamente a transferência da Lightgás e sua dívida para o Grupo AES, que fez com que este assumisse sozinho, sem a divisão com a Light, os R\$ 1.319,1 milhões de dívida.

Além disso, continuou sendo política da companhia a redução a exposição cambial da dívida, que continuou a ser hedgeada com o objetivo de se não eliminar, diminuir a risco cambial no endividamento da companhia.

No final de março, a dívida totalizava R\$ 5.239,7 milhões, com redução de 6,8% em relação a ao final de 2001, e o equivalente a US\$ 2.257,7 milhões de dólares e já em junho de 2002, em virtude do plano de reestruturação financeira anteriormente mencionado, caiu para R\$ 3.952 milhões ou US\$ 1.389,4 milhões, representando uma incrível redução de 24,6%.

Já em setembro de 2002, aumentou 26,1%, indo para R\$ 4.985,3 milhões ou US\$ 1.279,9 milhões, sendo que 65% desse total, são de longo prazo. Abaixo, vemos o perfil da dívida da companhia, que é composta por quantias indexadas a swaps, CDI, TJLP e outros.

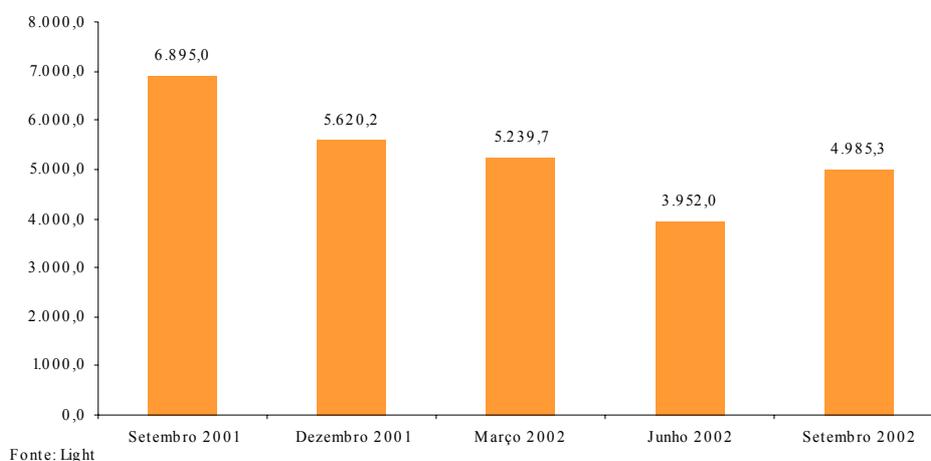
Gráfico 10: Composição da Dívida em 30/09/2002



Cabe destacar que houve uma mudança em relação ao período anterior, que concentrava a dívida da seguinte maneira: 79,8% em swaps, 10,7% em CDI, 6,4% na TJLP e 3,1% em outros.

No gráfico 11, temos a evolução da dívida por todos os períodos supra mencionados.

Gráfico 11: Evolução da Dívida (R\$ milhões)



IV.IX. Mercado e Resultados

Com o racionamento, os consumidores, principalmente os residenciais, alteraram de certa forma, seus hábitos em relação ao consumo de energia. O patamar de vendas só deve ser restabelecido ao patamar inicialmente previsto para 2001 sem racionamento em 2003, ou seja, o racionamento fez as empresas voltarem dois anos em termos de crescimento de vendas.

IV.IX.1. 3º Trimestre de 2001

No terceiro trimestre de 2001, a Light optou por contabilizar em seu balanço o valor de R\$ 271 milhões referente ao Anexo V, que caso este não fosse contabilizado, a faria apresentar resultados sensivelmente piores, dando uma melhorada nos seus resultados, que são apresentados a seguir. Porém, a desvalorização cambial fez sua despesa financeira atingir R\$ 907 milhões, afetando sensivelmente o resultado do exercício, que apresentou um prejuízo líquido de R\$ 274 milhões contra R\$ 265 milhões no 2T01 e R\$ 59 milhões no 3T00.

Além disso, outro fator impactou sensivelmente o resultado período: o racionamento, que diminuiu sensivelmente as vendas da empresa, que caíram 30% em relação ao trimestre anterior. A maior queda se deu no setor residencial representando uma redução de 41%.

A receita líquida do período foi de R\$ 381 milhões, 5% e 29% maior do que os R\$ 790 milhões no anterior e R\$ 644 milhões no 3º trimestre de 2000, respectivamente. Esse valor contempla os R\$ 271 milhões do Anexo V, que caso não fosse contabilizado, a deixaria bem abaixo até do valor de 2000.

O Ebitda foi de R\$ 194 milhões, bem acima dos R\$ 73 milhões do 2º trimestre de 2001 e dos R\$ 122 milhões do mesmo período de 2000. Porém, se desconsiderarmos o Anexo V, o Ebitda seria negativo.

A Light apresentou um prejuízo líquido de R\$ 274 milhões contra R\$ 265 milhões no 2T01 e R\$ 59 milhões no 3T00. Isso pode ser explicado pela queda nas vendas como consequência do racionamento e pela desvalorização cambial que aumentou sensivelmente a despesa financeira da empresa.

IV.IX.2. 4º Trimestre de 2001

As vendas físicas do 4º trimestre de 2002 foram de 4.366,2 GWh, ficando em linha com o esperado pela situação de racionamento. Porém, o consumo da classe residencial, que tem as maiores tarifas médias, ficou foi muito baixo, representando perda de faturamento, em parte compensado por vendas melhores no segmento comercial.

A despesa financeira líquida do trimestre foi de R\$ 316 milhões e fechou o ano de 2001 em R\$ 2,3 bilhões. O Ebitda de 2001 foi de R\$ 813 milhões, sendo contabilizados ajustes de R\$ 708 milhões, isto é, R\$ 547 milhões referentes às perdas com o racionamento e R\$ 161 milhões relativos a repasse de custos não controláveis (Parcela A), ocorridos durante o ano. Porém, o prejuízo do ano foi de R\$ 951,5 milhões, aumentando 250% em relação ao do ano anterior que foi de R\$ 272,0 milhões.

IV.IX.3. 1º Trimestre de 2002

A Light apresentou no 1º trimestre de 2002 uma receita líquida de R\$ 987 milhões, 7,3% maior que a do mesmo período anterior. Porém, o desempenho econômico não é comparável com as vendas de energia efetivamente por conta dos meses de janeiro e fevereiro de 2002, que ainda se encontrava sob os efeitos do racionamento. Mesmo assim, as vendas mostraram uma queda de 24,5% comparado com o mesmo período do ano anterior.

O Ebitda do período foi de R\$ 280,4 milhões, crescendo 23% em relação ao do mesmo período do ano passado. A comparação com o do 4º trimestre fica prejudicada devido aos ajustes feitos naquele período. O lucro do período foi de R\$ 23,53 milhões, explicado por uma maior receita financeira obtida pela empresa.

As perdas obtidas com racionamento nos dois primeiros meses de 2002 atingiu R\$ 163,2 milhões, fazendo com que a conta de “recomposição tarifária extraordinária” passasse de R\$ 547,2 milhões no 4º de 2001 para R\$ 710,4 milhões. Entretanto, a conta ficou em R\$ 634,9 milhões e a diferença seria o recebimento de R\$ 75,5 milhões por conta do reajuste de 2,9% para os consumidores residenciais e 7,9% para os residenciais;

O total das perdas com racionamento e aumento dos custos não controláveis (Parcela A), atingiu R\$ 819,5 milhões no período, líquido de despesas de energia comparada de R\$ 234 milhões.

IV.IX.4. 2º Trimestre de 2002

O Ebitda no período foi de R\$ 191,0 milhões e a empresa fechou o período com um prejuízo de R\$ 71,4 milhões. Quando comparado aos trimestres anterior, o Ebitda desse período ficou 31,9% superior. Vale ressaltar que nesse período anterior houve recomposição de perdas do racionamento de R\$ 163 milhões. Portanto, sem o ajuste, o Ebitda seria de R\$ 117 milhões, mostrando uma sensível melhora. Em termos de margem Ebitda, a Light apresentou 21,5% no período, superior a de 9,2% mesmo período do ano anterior, porém 28,4% menor que a do período passado.

A receita líquida de R\$ 899 milhões devido a um aumento na tarifa, apresentou crescimento de apenas 1,2% em relação ao período anterior. Já as vendas físicas atingiram 5.247,7 GW, apresentando uma queda de 11,4% em relação ao 2º período de 2001 e um aumento de 8,9% contra o trimestre anterior. Esse crescimento pode ser justificado pelo fim do racionamento.

A despesa financeira líquida foi de R\$ 730 milhões, mas caso o resultado da equivalência patrimonial fosse somado a ela, cairia para R\$ 409 milhões. As despesas financeiras foram elevadas, dado que os recursos de capitalização da empresa, abordada anteriormente no item IV.V, só entraram no final de 2002.

O prejuízo da empresa foi de R\$ 71,4 milhões, principalmente devido a contabilização de créditos tributários no valor de R\$ 203 milhões. Apesar disso, esse resultado foi pior que o lucro do período anterior.

IV.IX.5. 3º Trimestre de 2002

O volume de vendas da Light nesse período de 4.685,6 GWh mostra fraca recuperação, comparado a 2001, quando a área de concessão estava sob racionamento e queda de 10,7% quando comparado com o período anterior em que foram faturados 5.248 GWh.

A seguir, podemos ver gráficos e tabelas com seus principais números:

Tabela 17: Evolução das Vendas (MWh)

Evolução do Mercado (MWh)							
Classes	2001				2002		
	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim
Industrial	1.741.677	1.779.929	1.361.443	1.362.328	1.360.947	1.534.976	1.354.362
Residencial	2.386.448	1.946.753	1.148.441	1.248.423	1.495.436	1.662.663	1.455.643
Comercial	1.568.970	1.446.307	1.048.434	1.147.577	1.303.942	1.314.266	1.166.378
Rural	10.796	9.779	7.542	8.589	9.305	9.982	9.414
P.Públicos	318.946	298.756	200.120	221.993	251.287	280.985	244.346
Ilum. Pública	145.943	147.411	114.043	106.528	110.577	154.098	169.033
Serv. Públicos	279.633	290.041	263.260	266.498	281.116	286.608	281.939
Revenda	4.947	4.330	3.792	4.279	4.465	4.127	4.500
Total	6.457.360	5.923.306	4.147.075	4.366.215	4.817.075	5.247.705	4.685.615

Fonte: Light

Gráfico 12: Evolução do Ebitda Anual (R\$ milhões)

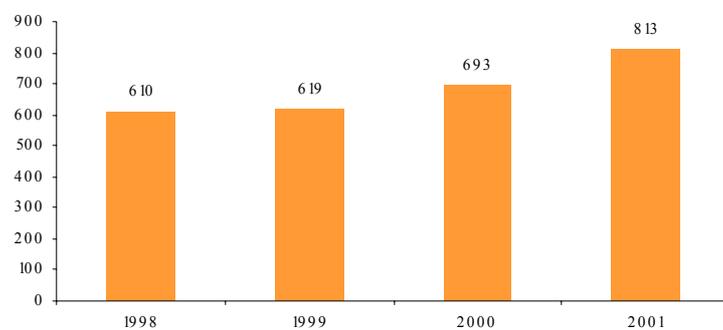


Gráfico 13: Evolução do Ebitda Trimestral (R\$ milhões)

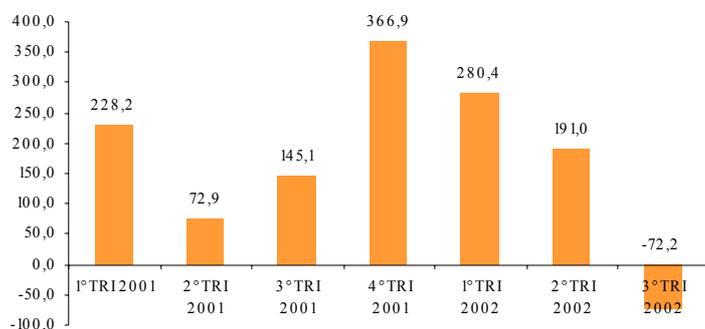
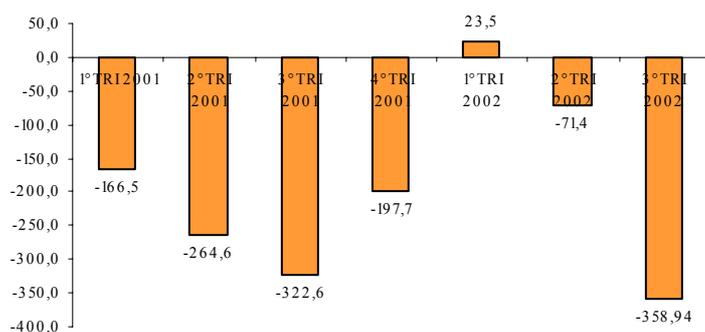


Gráfico 14: Evolução do Lucro/Prejuízo Trimestral (R\$ milhões)



IV. XI. Risco Regulatório

Como definição, o risco regulatório decorre da possibilidade de o investidor incorrer em riscos inerentes à regulamentação de um setor ou, em outras palavras, da ausência de regras claras para o seu funcionamento. A regulamentação do setor elétrico brasileiro foi construída ao longo das últimas décadas, a partir do Código de Águas, de 1934. E somente em 1993, pela Lei das Concessões, iniciou-se o processo de revisão desta legislação, tendo sido introduzidas profundas alterações através de várias leis e decretos.

O investidor anseia pelo conhecimento e transparência das regras para o setor, inclusive do grau de relacionamento das concessionárias com a União, de que forma serão processados os reajustes de tarifas, quais os níveis de qualidade dos serviços, entre outros aspectos. A necessidade de modernização é demandada pelo cenário internacional, onde a concorrência constitui-se num ingrediente novo, e para ganhar eficiência o País necessita melhorar seus regimes de regulação e fiscalização.

No caso da Light, cuja característica é ser uma empresa essencialmente distribuidora de energia elétrica, a regra para o seu funcionamento sob a administração de investidores privados foi estabelecida através de um contrato de concessão, firmado após a liquidação financeira do leilão de ações, entre a concessionária e a União. Desta forma, foi possível privatizá-la, apesar de o projeto de reestruturação do setor elétrico não estar concluído.

A empresa pública Light tornou-se uma concessionária de serviço público com características de monopólio natural. Com isso, apesar da iniciativa privada deter os ativos, o controle dos mesmos está sujeito a regimes regulatório e tarifários específicos à nova conjuntura que garantam a preservação do interesse público e o cumprimento de obrigações básicas presentes no contrato de concessão, tais como: a continuidade e obrigatoriedade do fornecimento; manutenção e busca de uma melhora na qualidade dos serviços; e redução de custos e/ou aumento de produtividade.

A questão de estabelecer regras de maneira a conceder um mínimo de garantia e tranquilidade aos investidores, para que sejam incentivados a participar dos leilões de privatização e concretizar o interesse em adquirir as empresas do setor elétrico, tem sido um dos maiores obstáculos enfrentados pelo Governo Federal, uma vez que não há como evitar totalmente o risco regulatório, haja vista que não se pode estabelecer regras de forma tão clara e extensiva a ponto de esgotar todas as situações possíveis de ocorrer no futuro, de modo que o investidor não incorra em risco algum.¹⁸

No momento da reestruturação do setor elétrico com vistas à privatização, toda a eletricidade disponível no parque gerador foi objeto de Contratos Iniciais entre as geradoras e distribuidoras, com montantes de energia definidos até o final do ano de 2002,

¹⁸ COIMBRA. Leila. Linhas Cortadas. São Paulo. Valor Econômico. 08/09/2002.

com base nos Planos Decenais de Expansão. Este foi um mecanismo para diferenciar a energia do parque gerador existente das novas energias - efetivamente uma maneira de diferenciar os preços de geração.

A função regulatória do setor é um componente necessário uma vez que existindo os Contratos Iniciais que foram concebidos visando manter o atual patamar médio de preços para a energia produzida pelo parque gerador existente, mas que a partir de 2003, terá início a liberação destes, na proporção de 25% ao ano, e em 2006, o novo modelo setorial prevê que toda a energia produzida ou importada, à exceção da energia oriunda de Itaipu, será livremente negociada aos preços vigentes no mercado.¹⁹ De acordo com o novo modelo setorial, apenas monopólios naturais devem ser regulados. É o caso dos segmentos de transmissão e distribuição de energia. Enquanto que as áreas de geração e comercialização, sendo passíveis de competição, devem ser deixadas ao livre jogo do mercado.

Em síntese, os problemas na regulação setorial vêm dificultando que o crescimento da demanda de energia, uma decorrência natural do crescimento econômico, estimule o aumento da oferta, e as distorções na regulação e diversas incertezas também vêm contribuindo para que ocorram dificuldades em mensurar os contratos de compra de energia pelas distribuidoras junto às geradoras.

Somando-se as indefinições e incertezas enfrentadas pelas distribuidoras, no que tange as regulações do setor, temos que a ANEEL, ainda não definiu os parâmetros que nortearão as revisões tarifárias que começam a ocorrer a partir de 2003.

¹⁹ BRANCO, Eliana Castello. Setor elétrico: fiasco regulatório, Relatório Cemig/2000.

V. CONCLUSÃO

O homem vive hoje em uma sociedade industrializada, associada à necessidade do consumo intensivo de energia, vital para todo o funcionamento de um Estado; e sua falta pode ser percebida nos momentos de escassez ou perda. Quando o setor elétrico sofre alguma mudança, esta alternância refletirá em todo processo da economia.

O setor elétrico brasileiro se distingue em quatro segmentos: geração, distribuição, transmissão e comercialização, estes inicialmente sob o monopólio estatal, foram sensivelmente “encolhendo” com a falta de investimentos ao longo das décadas, uma vez que suas fontes de financiamento sofreram redução, dado o contexto global, culminando com o quase sucateamento das bases energéticas brasileiras.

Até meados dos anos 80, o modelo institucional estatal, tendo a Eletrobrás como o principal agente econômico do setor, obteve sucesso na medida em que possibilitou a realização de vultuosos investimentos em geração, transmissão e distribuição. Esta, como empresa holding, tinha por objetivo participar da coordenação técnica, administrativa e financeira do setor de energia elétrica através de suas atividades nas áreas de planejamento, supervisão e operação de sistemas, engenharia e financiamentos.

Depois deste período, custear a alavancagem se tornou impossível para os cofres públicos. Assim, o Governo Federal, na tentativa de viabilizar o processo, e visando à contemplação da participação de capitais privados, iniciou no começo dos anos 90, a reforma do setor elétrico brasileiro, que pressupunha impulsionar a competição entre setores e incentivar sua eficiência produtiva, expandindo a oferta de energia elétrica.

Dentro deste contexto, o Governo através desta reforma, estaria preparando o processo de privatização para os setores do segmento de geração e distribuição, excluindo as geradoras nucleares Itaipú. Para a organização e a regulação do setor, foram criadas umas séries de entidades, entre elas: ANEEL, MAE, ONS, entre outras.

Cabe registrar que, com a estabilização monetária proporcionada pelo Plano Real em 1994, o acesso ao consumo de toda população, incluindo àquelas de camadas anteriormente taxadas de excluídas, ocorreu de forma sistemática, se sobrevindo a preocupação com um crescimento da demanda incompatível com a oferta de energia, que ocasionou destaque na agenda do Governo.

A matriz energética brasileira está baseada, numa proporção bastante grande, em sistemas hidrelétricos que utilizam os vastos recursos híbridos do País, mas que absorvem grandes volumes de recursos; além disso, as providências só se tornam presentes no longo prazo, além de toda a capacidade de financiamento ter se esgotado.

Nesta situação, invariavelmente o Brasil começou a sofrer com uma crescente deterioração na qualidade dos serviços e um crescente risco de racionamento de energia começou a se delinear, culminando com a crise energética da qual se destacam alguns pontos essenciais que contribuíram para esta situação: (i) redução de investimentos; (ii) aumento significativo da demanda; (iii) dependência de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão; (iv) mudança de modelo, e; (v) clima.

O Governo Federal começou em 1995, lastreado pela reforma do setor elétrico, a implementar o desenvolvimento do programa de privatizações no setor elétrico, imputando ao mesmo um modelo baseado no livre mercado.

Entretanto, o que se presencia até a presente data, é que este modelo não engendrou resultados propícios a alavancagem que o Governo pretendia. Além disso, apenas a privatização das distribuidoras foi consumada, não se tendo avançado nas geradoras, o que resultou em que todas as partes ficaram descontentes: consumidores, distribuidoras e geradoras etc.

No que tange ao dimensionamento das causas e efeitos advindos da redução de demanda por energia imposta aos consumidores pelo Governo, o foco desta pesquisa visou à apresentação de tais dimensões sob a ótica da empresa Light. E, ao analisar-se este impacto na economia brasileira, verifica-se que, apesar das incertezas proporcionadas pelo próprio Governo ao não centrar as bases institucionais privando o setor das distribuidoras de regulamentação, as incertezas impedem que este setor avance, uma vez que não encontra perspectivas mais sólidas.

Entretanto, ao mesmo tempo em que existe a expectativa positiva em se operar uma concessionária de distribuição de energia que depende de outros fatores além dela própria para gerenciar o consumo, existe também o risco, este associado às incertezas a que qualquer negócio está sujeito, e que são comuns quando se entra em um investimento de grande porte.

As dimensões das perdas estão sendo repassadas a um custo bastante oneroso para os consumidores, no que se pôde sentir, embora pareça que essas perdas tenham afetado sensivelmente a distribuidora Light, elas estão sendo recompostas passo a passo, pelo Governo Federal, na medida em que este é pressionado pelo restabelecimento desses déficits.

A energia elétrica é um insumo econômico para os setores produtivos e prestadores de serviços e um bem social básico para a sociedade em geral. Caracteriza-se pelo seu alto grau de essencialidade, considerando que sua falta provoca elevadíssimos custos sociais, uma vez que praticamente toda e qualquer atividade depende da sua disponibilidade. Não é estocável, e os investimentos para a sua geração são elevados, de longa maturação e decididos com larga antecedência.

O importante é que se evidencie bem que o objetivo de toda concessão de serviço público é garantir que o consumidor receba o serviço em quantidade, qualidade e níveis tarifários satisfatórios, o que em grande parte é assegurado através do contrato de concessão, que contém as regras que as concessionárias devem seguir para a prestação do serviço.

Estas regras devem ser bastante transparentes, e sem dúvida explicar a questão tarifária, encontrando um ponto de equilíbrio onde as forças que movimentam este mercado não saiam em desvantagens e a busca deste equilíbrio deve-se direcionar entre os interesses dos investidores e do prestador do serviço público.

Bibliografia Básica

- ANEEL. ANEEL estabelece limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, Brasília, julho/2000.
- BNDES. A Privatização no Brasil. O Caso dos Serviços de Utilidade Pública. Rio de Janeiro, 1999.
- BNDES. Privatizações no Brasil - Caderno Resumo 1991/2000.
- Braga, Benedito. A crise de água e o conflitos de uso de água no Brasil, in www.ana.gov.br
- Branco, Eliana Castello. Setor elétrico: fiasco regulatório, in “Relatório Cemig/2000”.
- Cadernos de infra-estrutura, Setor Elétrico Ranking. Rio de Janeiro, BNDES, 1997.
- Carvalho, Joaquim Francisco de. A crise do setor energético e o apagão de 11 de março, in www.correiodacidadania.com.br
- Clemente, Isabel. Alta do dólar chega à conta de luz, Rio de Janeiro, in “Jornal do Brasil”, 17/07/2001.
- Coimbra, Leila. Linhas Cortadas. São Paulo, in “Valor Econômico”, 08/09/2002.

- Exposito, Alexandre Siciliano. Privatização da Light: A repartição dos ganhos de produtividade. Rio de Janeiro, UFRJ, dezembro/2000.
- Gomes, Frederico Birchal de Magalhães & Monnerat, Suely Barbosa. A questão regulatória nas Privatizações da Light e da Escelsa, Texto para discussão n°. 58, BNDES, Agosto/2001.
- Gomide, Francisco L.S. Entrevista no Ministério de Minas e Energia, in www.energiabrasil.gov.br
- Gouveia, Caio. A conta está por vir, in www.spbancarios.com.br
- Kirchner, Carlos Augusto Ramos. O racionamento de energia elétrica decretado em 2001. UNICAMP, São Paulo, Dezembro/2001.
- Leitão, Miriam. Concessionárias calculam seus déficits. Rio de Janeiro, in “O GLOBO”, 24/10/2001.
- Leo, Sergio. País precisa rever o modelo do setor elétrico. São Paulo, in “Valor Econômico”, 29/11/01.
- Lima, Maria. Estrangeiros detêm controle da maior parte das empresas. São Paulo, in “Valor Econômico”, 08/09/2002.
- Lobato, Elvira. Privatização malfeita piorou a crise energética. São Paulo, in “Folha de São Paulo”, 10/05/2001.
- Massarani, Luciano. Especial Energia. São Paulo, in “Valor Econômico”, 08/09/2002.
- Naves, Rose. Crise reduz faturamento de elétricas. São Paulo, in “Valor Econômico”, 08/09/02.
- Oliveira, Adilson de Braga. A indústria abaixo da cota de energia. São Paulo in “Gazeta Mercantil”, 20/08/2001.

- Parente, Pedro. País precisa rever o modelo do setor elétrico. São Paulo, in “Valor Econômico”, 29/10/2001.
- Pereira, Carlos Leme. O mercado não resolve tudo. In www.unicamp.com.br.
- Pinto Jr., Helder. O Papel das Inovações Financeiras e a Entrada de Capital Privado. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.
- Pires, José Cláudio Linhares, Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Texto para discussão 76, Rio de Janeiro, Março de 2000.
- Pires, José Cláudio Linhares, Modelos de Regulação.
- Rangel, Juliana. Descruzamento de ações livra a Light de prejuízo. Rio de Janeiro, in “O Globo”, 14/05/2002.
- Rockman, Roberto. Crise paralisa o setor de energia. São Paulo, in “Valor Econômico”, 07/10/2001.
- Rosa, Luiz Pinguelli. Os motivos da crise energética.
- Saraiva, Alessandra. LIGHT reduz o prejuízo para R\$ 48 milhões. Rio de Janeiro, in “Gazeta Mercantil”, 15/08/2002.
- Schuffner, Cláudia. EDF reduz endividamento da Light. São Paulo, in “Valor Econômico”, 16/08/2002.
- Silva, Ennio Peres da. Oferta de Energia no Brasil.
- Site da ANEEL – www.aneel.gov.br
- Site do DIEESE

- Site do Ministério das Minas e Energia – www.mme.gov.br
- Site da Bolsa de Valores de São Paulo – www.bovespa.com.br
- Site da Eletrobrás – www.eletrabras.gov.br
- Site da Light – www.lightrio.com.br
- Site da ONS – www.ons.org.br
- Site do BNDES – www.bndes.gov.br
- Site do O Globo – www.oglobo.com.br
- Site do Valor Econômico – www.valor.com.br
- Site da Gazeta Mercantil – www.investnews.net
- Economática
- Bloomberg
- Site da Light – www.light.com.br
- Site das demais empresas de energia