

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O CASO DAS DISTRIBUIDORAS

Um estudo sobre seus resultados recentes

“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”.

---

Tiago Feres Carneiro  
Nº de matrícula: 9715630

Orientador: José Henrique Tinoco

Junho de 2003

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

## **AGRADECIMENTOS**

A José Henrique Tinoco, meu orientador, pela atenção e ajuda dispensadas ao longo da elaboração deste trabalho.

Ao Setor de Relações com Investidores da Light – Serviços de Eletricidade S/A, pelo interesse e conhecimento adquiridos ao longo do período em que lá trabalhei.

A Nilmar Sisto Foletto, Assessor da Diretoria de R.I da Light, pelo aprendizado e pela disponibilização de dados que foram de fundamental importância para o desenvolvimento de parte deste trabalho.

Ao amigo Heitor Palhares Neto, pelo intercâmbio de idéias e de dados ao longo da realização deste trabalho.

Aos meus pais e à minha irmã, não só pela ajuda neste trabalho, mas sobretudo pelas demonstrações constantes de confiança, orgulho, paciência, carinho e amor que me fazem respeitar e amar, cada dia mais, minha família.

## **SUMÁRIO:**

<b>1- INTRODUÇÃO.....</b>	<b>7</b>
<b>2 – A EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL .....</b>	<b>9</b>
2.1) Características do Setor .....	9
2.2) Histórico do setor no Brasil .....	10
<b>3 – O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>19</b>
3.1) Reforma estrutural.....	19
3.1.1) A ANEEL .....	21
3.1.2) O ONS .....	22
3.1.3) O MAE .....	22
3.2) A Privatização do Setor Elétrico no Brasil .....	24
<b>4 - O RACIONAMENTO E AS NOVAS TENDÊNCIAS DO SETOR COM O GOVERNO LULA .....</b>	<b>26</b>
4.1) O Período de racionamento de energia .....	26
4.2) As novas tendências do setor .....	34
<b>5 - O DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS E O RESULTADO RECENTE DA LIGHT.....</b>	<b>38</b>
5.1) O fraco desempenho das distribuidoras em 2002.....	38
5.1.1) Lucros / Prejuízos recentes.....	39
5.1.2) Dívidas e exposição cambial.....	41

5.1.3) As perdas de energia.....	44
5.1.3) A questão das tarifas.....	45
5.2) O resultado da LIGHT – Serviços de Eletricidade S.A no primeiro trimestre de 2003.....	47
5.2.1) Mercado.....	47
5.2.2) Resultado financeiro.....	49
5.2.3) Tarifas e dívida da Companhia.....	49
5.2.4) Outros dados da Companhia.....	50
<b>6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>52</b>
<b>7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>54</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS, QUADROS E FIGURAS:

Gráfico 1: Mercado de energia por região (% do total).....	26
Gráfico 2 : Série histórica de investimentos no setor – 1980 – 2002.....	28
Gráfico 3: Série histórica de Consumo versus capacidade de energia elétrica no Brasil.....	29
Gráfico 4: Lucro líquido / (Prejuízo) das principais distribuidoras.....	41
Gráfico 5: A Evolução da taxa de câmbio R\$ / US\$).....	42
Gráfico 6: Perfil da dívida no encerramento do ano fiscal de 2002.....	43
Gráfico 7: Perdas de energia em 2002.....	45
Gráfico 8: Tarifas médias de fornecimento versus IGP-M e IPC (valores %).....	46
Gráfico 9: Energia vendida – GWh.....	48
Quadro 1: A nova estrutura do setor.....	13
Quadro 2: O setor elétrico nacional – quadro comparativo.....	20
Quadro 3 : As privatizações realizadas no setor elétrico brasileiro.....	25
Quadro 4: Energia armazenada nos reservatórios por região em 25/05/2001 (% do total).....	27
Quadro 5: Consumo Versus Tarifa.....	31
Quadro 6: Consumo Versus Bônus.....	31
Quadro 7: Segmentação do mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil – 2001.....	39
Quadro 8: Tarifas médias de fornecimento no Brasil – R\$/MWh .....	46
Quadro 9: Balanço energético.....	48
Quadro 10: Perfil da dívida– 31/03/2003.....	50
Quadro 11: Demonstrações contábeis – Primeiro trimestre de 2003.....	51
Figura 1 : Limites de transmissão entre os sub-sistemas 1985-2000.....	28

## 1 - INTRODUÇÃO

O setor elétrico está notoriamente em evidência nos dias de hoje. A falta de investimentos em infra-estrutura (geração, transmissão e distribuição de energia elétrica), a partir do final dos anos 80 até os dias atuais, necessariamente, modificou a vida dos brasileiros, desde 2001. O consumo de energia elétrica, se mantido nos mesmos patamares do ano 2000, superaria sua oferta em 2001. Esta situação resultou no período de racionamento compulsório de energia, de forma a evitar o tão falado “apagão” ao longo dos anos 2001 e 2002. O novo modelo proposto para o setor elétrico no Brasil, a partir da década de noventa, que incluiu a privatização das distribuidoras de energia e a criação de novos agentes reguladores, não foram, portanto, eficientes o bastante para garantir a oferta adequada de energia cerca de uma década depois de sua implementação.

O objetivo deste trabalho é traçar um histórico do setor elétrico nacional, especificando a evolução da reforma setorial no Brasil e a importância estratégica do nosso mercado, e também as novas tendências do setor com o atual governo. Objetiva-se também identificar os principais *players* desse mercado, fazendo uma análise geral das empresas distribuidoras de energia elétrica no que diz respeito às suas situações econômico-financeiras, suas estratégias e suas performances mediante a estrutura e a regulamentação do setor. O trabalho está constituído de mais cinco capítulos.

O próximo capítulo especifica características gerais do setor e traça um perfil histórico deste, no Brasil, desde o início do século passado até o final da década de 80. A evolução da reforma setorial é abordada dentro desse período como, por exemplo, o processo de estatização das concessionárias de energia (finalizado em 1979 com a aquisição da Light por

parte do governo federal), a criação da Chesf – Centrais Hidrelétricas São Francisco (1945) e a constituição efetiva da Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A (1962).

O terceiro capítulo fala sobre a reforma setorial ocorrida no Brasil a partir da década de 90. Ele identifica e detalha as funções de todos os novos agentes criados no setor (como ANEEL, MAE e ONS) e também detalha as privatizações ocorridas a partir de 1989, através da criação do PND – Programa Nacional de Desestatização por parte do então presidente Fernando Collor de Mello.

O quarto capítulo é dedicado ao período de racionamento, vivido pelo país em 2001, e às novas tendências do setor elétrico nacional com o governo Lula. Nele são discutidas as causas do racionamento e as medidas implementadas pelo governo para evitar o risco do “apagão”. Em relação às novas tendências do setor, são expostas as opiniões e as intenções daqueles à frente do Ministério de Minas e Energia.

O quinto capítulo é dedicado às empresas distribuidoras de energia atuando no Brasil. São comentados seus grupos controladores, seus resultados recentes, suas dívidas, as tarifas praticadas e alguns motivos que contribuíram para que as mesmas estejam em situação não muito confortável no que diz respeito às suas performances. São apresentados, também neste capítulo, os dados mais detalhados da Light – Serviços de Eletricidade S/A, referentes ao exercício findo de 31 de março de 2003.

Finalmente, o sexto e último capítulo apresenta as considerações finais, resumindo as idéias analisadas ao longo do trabalho, tentando identificar as causas para a crise do setor no Brasil e as possíveis soluções a serem propostas e implementadas nos próximos meses.

## **2 – O SETOR ELÉTRICO NACIONAL**

### **2.1) Características do Setor**

O setor elétrico possui uma série de peculiaridades que merecem especial atenção. Como qualquer setor de infra-estrutura, ele pressupõe algumas características específicas: a necessidade de um alto nível de investimento inicial em ativos específicos, a presença de economias de escala, de externalidades na prestação do serviço, a obrigação jurídica do fornecimento e a essencialidade do consumo são algumas delas.

Além das características inerentes ao setor de infra-estrutura, o setor elétrico ainda possui outras peculiaridades, como a presença de uma demanda inelástica (sempre haverá consumidores) e a presença de economias de escala e de escopo. A economia de escala do setor elétrico advém da possibilidade de diluição dos custos fixos de empresas que já possuem alta capacidade instalada. Já as economias de escopo surgem pela possibilidade de vendas de serviços diferentes que utilizam a mesma base de ativos. O setor elétrico tem suas atividades divididas em quatro segmentos distintos: geração, distribuição, transmissão e comercialização.

Entende-se, por geração, a atividade que tem como finalidade única a produção de energia. As tecnologias para tal, incluem a hidroeletricidade, termoeletricidade ou outras fontes alternativas de energia, que, no caso brasileiro, são desempenhados por Concessionários de Serviço Público de Geração ou por Produtores Independentes de Energia (PIE).

O segmento de distribuição é responsável pelo transporte e entrega de energia ao consumidor final, subdividido de forma geral pelas concessionárias em quatro setores: Comercial, Industrial, Residencial e Setor Público. No caso brasileiro, as concessionárias

distribuidoras são, quase em sua totalidade, estrangeiras, tendo adquirido suas concessões durante a privatização do setor elétrico ocorrida ao longo da década de 90.

O segmento de transmissão refere-se às atividades relacionadas com o transporte de energia produzida, principalmente para os grandes centros de consumo. No Brasil esse é um segmento de extrema importância, dado a distância das grandes unidades geradoras até os grandes centros.

Por último, temos a comercialização, segmento responsável pela contratação da energia e revenda a consumidores, sendo exercido de maneira competitiva. Contudo, a consolidação deste ainda está comprometida pela pouca organização do Mercado Atacadista de Energia (MAE), envolvendo discussões de âmbito regulatório e empresarial, comprometendo a liquidação das operações realizadas nesse mercado, principalmente no período que antecedeu o racionamento, quando houve uma disparada nos preços de energia.

## **2.2) Histórico do Setor no Brasil**

No final do século XIX, já sob o regime republicano, o Brasil se encontrava em um processo crescente de urbanização, com conseqüente aumento da demanda por serviços públicos e crescimento das atividades industriais, principalmente na região sudeste, fazendo-se necessários maiores investimentos em energia elétrica.

A estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro, regido pela constituição de 1891, era muito descentralizada. Ela definia como sendo o direito de acesso o princípio básico que regia o setor. Isso significava, no caso específico deste setor, que os recursos hídricos, por exemplo, eram de propriedade exclusiva do dono da terra, sem importar a finalidade desse aproveitamento, fosse ela energética, industrial ou de utilidade pública. Havia então, uma forte autonomia de estados e municípios em relação ao governo federal e ao legislativo.

A necessidade de altos investimentos iniciais e a possibilidade de economias de escala justificava a existência de uma grande concentração no setor, evidenciada pela entrada de dois grandes investidores estrangeiros no Brasil, a Light – grupo canadense e a Amforp - *American and Foreign Power*. Dessa forma, até a década de 40, o setor privado detinha 98% do abastecimento de energia elétrica no Brasil.

A Light iniciou suas atividades no Brasil em 1897, atuando basicamente no eixo Rio-São Paulo e a Amforp, a partir de 1927, adquirindo concessionárias nos eixos urbanos não atendidos pela Light. Os prazos dos contratos de concessão, que dependiam dos acordos entre concessionárias e poder concedente, variavam entre 30 e 90 anos.

As primeiras tentativas de regulamentação da indústria de energia elétrica pelo estado aconteceram nos anos de 1904 a 1907, devido justamente à expansão das atividades do grupo Light no Brasil. Neste ano, foram criados o decreto 5.407, que estabelecia regras dos contratos de concessão de aproveitamento hidrelétrico, e o código das águas, que basicamente concedia a concessão ao governo federal, reduzindo assim a regionalização das atividades relativas ao setor.

Somente em 1930, com a adoção de um regime político mais centralizado, que o governo federal interveio efetivamente no desenvolvimento do setor elétrico. A evolução da indústria nesse setor durante o período 1930-1945 refletiu a preocupação do poder público federal em regulamentar suas atividades. O crescimento industrial e o aumento considerável da urbanização fizeram com que a demanda por energia elétrica atingisse níveis superiores à capacidade de geração até então.

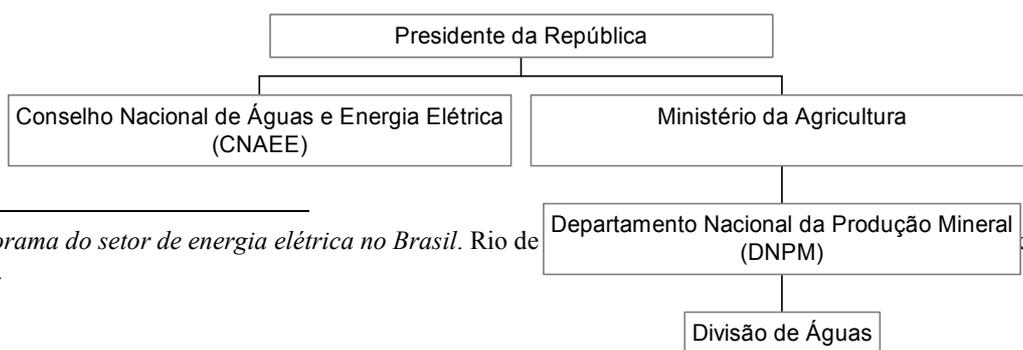
No começo da década de 40, quando o Brasil já se encontrava numa situação de escassez de energia, o estado começa a tomar medidas mais objetivas visando a aumentar a capacidade geradora do país. Durante o governo Vargas foram realizadas profundas alterações no Código das Águas de 1907, com o objetivo de refrear o processo de concentração do setor elétrico

verificado ao longo da década de 20, basicamente com a crescente atuação da Light e da Amforp. Os principais pontos defendidos pelo novo código eram<sup>1</sup>:

- Proibição de aquisição de novas empresas geradoras de eletricidade e respectivas concessões de aproveitamento de quedas d'água.
- Criação de uma estrutura dentro do governo federal para tratar dos assuntos relativos à exploração de energia hidráulica, irrigação, concessões e legislação de águas.
- Condicionamento expresso da criação de um serviço técnico e administrativo, cuja organização fosse aprovada pelo governo federal.
- Caracterização das quedas d'água como bens imóveis, distintos e não integrantes das terras em que se encontram (e conseqüente valorização do regime das autorizações e concessões para aproveitamentos hidrelétricos).
- Conferência, ao poder público, da possibilidade de um controle muito mais rigoroso sobre as concessionárias de energia elétrica, determinando a fiscalização técnica, financeira e contábil de todas as empresas do setor (principalmente as estrangeiras), visando a garantir a estabilidade econômico-financeira e a boa prestação dos serviços aos consumidores.

Dentro dessa nova estrutura, é criado o CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, que teve como função inicial a coordenação de uma política de racionamento. Esta nova estrutura está representada no quadro abaixo. As funções de controle e fiscalização dos serviços de eletricidade competiriam à Divisão de Águas, enquanto ao CNAEE caberiam a organização e o desenvolvimento do setor:

### Quadro 1: A nova estrutura do setor



<sup>1</sup> *Panorama do setor de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Editora FINEC, 1973.

Apesar de ter sido criado em 1934, a aplicação do novo Código de Águas ficou suspensa até 1937 e seus pontos principais prevaleceram, com algumas modificações, até o início da desregulamentação do setor verificada hoje.

No início da década de 40, a disponibilidade de energia elétrica tendia a desaparecer, devido ao crescimento econômico do país e ao aumento do consumo de energia elétrica para todas as finalidades (industrial, residencial e iluminação pública). Em resposta a esta situação quase de colapso, o Estado deu seus primeiros passos para a formação do setor produtivo estatal de energia elétrica, através da criação da primeira empresa de eletricidade do governo federal, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), em 1945. Sua construção ocorreu com o objetivo de explorar o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso, no rio São Francisco, entre os estados de Alagoas e Bahia, de forma a auxiliar no fornecimento de energia para oito estados do nordeste brasileiro. O funcionamento efetivo da Chesf, porém, ocorreu só em 1949 com obras que permitiram que a capacidade disponível do nordeste fosse duplicada.

A criação da Chesf foi um marco no processo de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro pelo estado. Além do envolvimento do Estado no campo da geração de eletricidade, o projeto da Chesf apontava ainda para o aparecimento de novas usinas de grande porte e também sinalizava uma tendência de dissociação entre os setores de geração e de distribuição de energia elétrica.<sup>2</sup> Esta iniciativa, porém, não conseguiu resolver o problema de deficiência de energia elétrica do país. Para tanto, seria preciso a realização de obras de maior abrangência.

Vale ressaltar que ao final deste período, 80% da potência instalada eram de origem hidráulica e 20% de origem térmica, o que mostra que o modelo de desenvolvimento do setor elétrico no Brasil condizia com seu recurso mais abundante: água. Comparativamente, o setor

---

<sup>2</sup> *Panorama do setor de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.

elétrico nos EUA cresceu de acordo com seus recursos de petróleo e o da Inglaterra, com carvão.<sup>3</sup>

Em 1948 foi elaborado o Plano Salte (Saúde-Alimentação-Transporte-Energia), que representou uma tentativa de planejamento integrado do desenvolvimento nacional promovida pelo governo federal. Este plano reservava grande importância e verbas expressivas para o desenvolvimento do setor elétrico nacional. No entanto, na prática o Plano Salte não trouxe mudanças significativas para o setor.

Durante o segundo governo Getúlio Vargas destacou-se a necessidade de incrementar a produção de energia, de modo que a oferta antecedesse e estimulasse a demanda. O governo acreditava que a única forma possível de atender a esta recomendação seria mediante a criação de empresas públicas, estaduais e federais para geração e transmissão de energia elétrica. Essa convicção baseava-se nas particularidades do setor no Brasil – a necessidade de elevados investimentos iniciais na geração de energia de origem hidráulica e a complexidade dos empreendimentos. Partindo desta premissa, foi elaborado o “Plano Nacional de Eletrificação”, que não chegou a entrar em vigor por divergências políticas, porém sinalizou as diretrizes para a expansão futura da indústria de energia elétrica no Brasil. Seus principais pontos envolviam:

- Profunda reestruturação do setor, para concentrar a propriedade das usinas nas mãos de empresas controladas pelos governos federal e estaduais, que distribuiriam a energia para as demais empresas.
- Interligação dos sistemas existentes e criação de novos, unificação da frequência de corrente e padronização das tensões de transmissão e de distribuição.
- Criação de três grandes grupos de sistemas: sul/sudeste, nordeste (Chesf) e Rio Grande do Sul, com destaque para o primeiro, onde a escassez de energia elétrica era maior.
- Constituição de uma sociedade por ações denominada Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, de propriedade da União.

---

<sup>3</sup> BARBALHO, Arnaldo Rodrigues. *Energia e Desenvolvimento no Brasil*. Memória da Eletricidade, 1987.

O segundo governo Vargas contribuiu com medidas relevantes para a estruturação do setor. Além do Plano Nacional de Eletrificação, foram realizados estudos e ampliadas as bases financeiras do investimento público, através da criação do BNDE. Em 1954 foi aprovado o Fundo Federal de Eletrificação - FFE, com o apoio do BNDE bem como a implantação do Imposto Único sobre Energia Elétrica IUÉE. Este conjunto de medidas tornou viável o estabelecimento de obras necessárias à superação da crise de oferta de energia elétrica que afetou a economia brasileira na primeira metade dos anos 50.

Na segunda metade da década de 1950, o presidente Juscelino Kubitschek criou o Plano de Metas, cujos objetivos eram abolir os pontos de estrangulamento da economia brasileira, mediante investimentos na infra-estrutura (econômica/financeira/social/ política) a cargo do Estado, e expandir as indústrias de base e de bens de consumo duráveis, através de investimentos particulares (públicos e privados). Devido a estes objetivos, a demanda por energia elétrica sofreria um incremento significativo e a potência instalada, segundo cálculos do governo, deveria mais do que dobrar.

Portanto, o Plano de Metas considerou prioritário o setor de energia (elétrica, nuclear, carvão e petróleo), prevendo e destinando recursos significativos para a realização das obras necessárias, que seriam feitas tanto pelo poder público (72% da potência a ser instalada) como pela iniciativa privada (28%). O resultado obtido foi um aumento de 90% na potência instalada. As principais ações do governo neste período foram:

- Ampliação das instalações da usina de Paulo Afonso (BA).
- Construção de duas hidrelétricas de grande porte, Furnas e Três Marias (ambas em Minas Gerais).
- Construção de novas usinas termelétricas no sul.
- Criação do Ministério de Minas e Energia (MME).

- Criação da Chevap (Companhia Hidroelétrica do Vale do Paraíba), responsável pela construção da usina Hidroelétrica do Funil e da Usina Termelétrica de Santa Cruz, ambas no Rio de Janeiro.
- Criação e efetiva instalação da Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.-, ficando esta responsável pela definição dos planos de expansão do sistema de energia elétrica no país. Por intermédio da Eletrobrás a intervenção do Estado, iniciada nos primeiros anos da década de 50, assumiu um caráter irreversível.

No ano de 1961, o Departamento Nacional da Produção Mineral foi desligado do Ministério da Agricultura, passando a integrar o Ministério das Minas e Energia, criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960.

A constituição efetiva da Eletrobrás, em junho de 1962, deu início a profundas transformações na estrutura do setor de energia elétrica. O planejamento do setor de energia elétrica foi adquirindo uma feição mais definida e sistematizada, tanto enquanto instituição quanto em termos hierárquicos.

Tão logo iniciou suas atividades, a Eletrobrás foi chamada a participar da Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (Conesp), criada em 1962. A participação estatal no setor, que já se delineava claramente no final da década de 50, efetivou-se com a compra das empresas da Amforp, em 1964, e do grupo Light, em 1979, o que acarretou a completa nacionalização do setor.

Concomitante ao processo de estatização do setor elétrico brasileiro, ao longo da década de 60, foi analisada a viabilização de um projeto entre Brasil e Paraguai de aproveitamento de energia do rio Paraná – a Itaipu Binacional.

Podemos dizer que a partir de 1979, com a aquisição por parte do governo federal das ações da Light, todas as concessionárias de energia passaram a ser constituídas 100% por capital nacional. Esse novo modelo para o setor elétrico implicou, especialmente nos anos 70,

na captação de muitos recursos no exterior, na realização de empréstimos internamente e de autofinanciamentos, para poder possibilitar a realização dos grandes investimentos no setor de eletricidade, ocorridos no período.

Entretanto, esse modelo começou a enfrentar sérios problemas a partir do final dos anos 70 e ao longo da década de 80, culminando no início do processo de privatização do setor que ocorreu ao longo dos anos 90.

O governo utilizou as estatais para captar financiamentos externos a juros flexíveis e prazos cada vez mais curtos. Além disso, devido a falta de recursos próprios para investimento, fazia o controle de preços e tarifas como uma ferramenta de combate à inflação. Dessa forma, o setor elétrico nacional aumentou seu endividamento, consideravelmente, e a juros muito altos. Essa situação reverteu a forma de participação do Estado no setor elétrico, que operava com dois terços de capital próprio em 1974, e passou a operar com apenas um terço de capital próprio e dois terços de capital de terceiros em 1980.<sup>4</sup>

“Os anos 90 reuniram todos os fatores que poderiam contribuir para o agravamento de uma crise no Setor Elétrico: o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, o aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, a necessidade de novos investimentos e a escassez de recursos do Governo para atender a esta necessidade diante de outras prioridades”.<sup>5</sup> Assim, fazia-se necessária uma reforma estrutural no setor elétrico brasileiro.

---

<sup>4</sup> Tomalsquim, M. et. al, As origens da crise brasileira, São Paulo, 2001

<sup>5</sup> Site da ANEEL – [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

### **3 – O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

#### **3.1) Reforma Estrutural**

A nova Constituição de 1988 contribuiu para a concretização da tão necessária reforma no setor elétrico brasileiro. O artigo 175 passa para o poder público a incumbência da prestação de serviços de Missão de Interesse Geral (MIG). Os conceitos básicos que caracterizariam o setor elétrico como MIG seriam: a importância para um grande número de pessoas; a incapacidade de o mercado prover com suas próprias forças a quantidade de serviço demandada com a qualidade desejada pelos usuários e a dificuldade do mercado de disciplinar as ações dos ofertantes em termos de quantidade e de preço.<sup>6</sup>

Em 1993 foi criada a Sintrel, que possibilitaria o surgimento de um mercado atacadista de energia elétrica, evitando abusos de mercados e possíveis práticas discriminatórias nas operações de compra e venda de energia. O governo contratou uma consultoria, *Coopers & Lybrand*, que já havia auxiliado na reforma setorial na Inglaterra, para ajudar na reforma setorial no Brasil.

A partir de 1993, portanto, o mercado começou a se reestruturar. Porém, apenas dois anos mais tarde, através da aprovação da lei que trata sobre a concessão de serviços públicos, do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (1996) e da implementação das propostas feitas pela *Coopers & Lybrand*, o mercado de energia elétrica encontrou as

---

<sup>6</sup> Bouttes & Leban (1995) citado por Tomalsquim, M. et. al. (2001), pág. 21.

condições que o permitiram passar a se organizar e atuar de forma mais competitiva e desverticalizada.

“Em 1996, através do Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, chegando-se à conclusão de que era preciso criar uma Agência Reguladora (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador para o sistema (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico) e um ambiente (MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica), através de uma operadora (ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica), onde fossem transacionadas as compras e vendas de energia elétrica. O Projeto RE-SEB foi concluído em agosto de 1998, com toda a concepção do novo arcabouço setorial definida.”<sup>7</sup>

#### **Quadro 2: O setor elétrico nacional – quadro comparativo**

Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização.
Maioria de empresas estatais	Abertura para empresas privadas
Monopólios com competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas.	Preços livremente negociados na geração e comercialização.

Fonte: Site do MAE

<sup>7</sup> Site do MAE – [www.mae.gov.br](http://www.mae.gov.br)

### 3.1.1) A ANEEL

Quando o Estado passou de executor a regulador do setor, a criação de um órgão altamente capacitado para criar normas e fiscalizar o setor elétrico foi obrigatória. Nesse contexto foi criado a ANEEL, um órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia, cuja função principal é a de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de forma a garantir um ambiente justo para consumidores e agentes do setor, tanto do ponto de vista das tarifas, como da qualidade dos serviços prestados e a saúde econômico-financeiras das empresas envolvidas.<sup>8</sup>

A regulação do setor exercida pela ANEEL tem, portanto, diversos objetivos: a) implementar políticas para a exploração de energia elétrica; b) incentivar a competição; c) regular os serviços de energia elétrica e estabelecer critérios de preços de acesso; d) defender os direitos dos consumidores e estimular a melhoria constante dos serviços; e) garantir que as empresas ajam de acordo com órgãos ambientais.

À ANEEL também cabe multar as empresas que não cumpram todas as normas já estabelecidas nos seus contratos de concessão, são elas: a) revisões tarifárias a cada quatro anos; b) manutenção e melhoria na qualidade dos serviços prestados; c) pleno atendimento em toda a área de concessão; d) subsídios aos consumidores de baixa renda e a eletrificação rural; e) aplicação de 1% da receita de cada concessionária em P&D e no combate ao desperdício.

A ANEEL, no entanto, não vem conseguindo, até o momento, desempenhar um papel eficaz na regulação do setor elétrico nacional. Prova mais clara disso é o período de racionamento que algumas regiões do país sofreram no final de 2001 e início de 2002, e a situação pouco confortável, do ponto de vista econômico-financeiro, em que a maioria das empresas distribuidoras de energia se encontram hoje. Segundo Maurício Tolmasquim<sup>9</sup>, a agência não possui ainda a confiança institucional para exercer o efetivo papel de regulador.

---

<sup>8</sup> Site da ANEEL – [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

<sup>9</sup> Tolmasquim, M., Oliveira, R., Campos, A. As empresas do setor elétrico brasileiro, Rio de Janeiro, 2002.

Ainda segundo o autor, as razões para seu fraco desempenho seriam: sua criação tardia, seu funcionamento sem experiência e a má elaboração dos contratos de concessão, que são inclusive diferentes entre estados.

### **3.1.2) O Operador Nacional do Sistema – ONS**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade privada, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor.<sup>10</sup>

A missão do ONS seria, basicamente, executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, garantindo a qualidade do suprimento de energia elétrica e garantindo o livre acesso à rede básica. O ONS administra o MRE – Mecanismo de Realocação de Energia que tem por objetivo garantir que o sistema funcione de forma satisfatória, excluindo, por exemplo, o risco hidrológico.

### **3.1.3) O Mercado Atacadista de Energia – MAE.**

O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica inicialmente era um ambiente virtual, não constituindo, portanto, pessoa jurídica, onde se processavam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de

---

<sup>10</sup> Site da ONS – [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

negociações de curto prazo. A ASMAE era Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE, empresa autorizada da ANEEL. Porém, o MAE não estava desempenhando as atribuições esperadas, comprometendo desta forma, a expansão da oferta de energia elétrica no país.

Assim, através do Relatório de Progresso número 1, do Comitê de revitalização do Setor Elétrico, com a publicação da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, foi autorizada a criação do MAE como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulamentação por parte da ANEEL.

O MAE funciona como uma bolsa, onde blocos de energia são comprados e vendidos pelos Agentes autorizados a nela operar. Ele leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada). As empresas sejam elas geradoras, comercializadoras ou distribuidoras de energia elétrica registram no MAE os montantes de energia contratada, e também os dados da medição. Assim, é possível determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. “Essa diferença é liquidada no MAE, ao Preço MAE, para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e para cada patamar (Leve, Médio e Pesado), mensalmente. É o chamado mercado de curto prazo, ou “spot”.<sup>11</sup>

A determinação do Preço MAE é realizada através da utilização de um modelo computacional, com um software chamado *Newave*, especialmente desenvolvido para a realidade do mercado energético brasileiro.

Na prática, os agentes participantes ficam com suas posições credoras ou devedoras no âmbito do MAE, de acordo com os montantes de energia contratados. A plena operação do MAE estava prevista para estar ocorrendo no final de 2001, mas ainda hoje existem problemas

---

<sup>11</sup> Site do MAE – [www.mae.gov.br](http://www.mae.gov.br)

associados aos seus procedimentos e dúvidas em relação à liquidação completa de todas as operações nele registradas.

### **3.2) As Privatizações no Setor Elétrico Nacional**

Quando Fernando Collor de Mello foi eleito presidente em 1989 o Brasil encontrava-se numa grave crise econômica que conjugava taxas altíssimas de inflação e exportações decrescentes. Desta forma, foi dada uma grande ênfase à viabilização da privatização de empresas estatais, com a criação do PND – Programa Nacional de Desestatização, que possuía o BNDES como seu principal gestor. O argumento do PND, voltado ao setor elétrico, era simplesmente de que as crises financeiras da União tornariam o Estado incapaz de prover os investimentos necessários de forma a manter uma oferta de energia a altura de sua demanda, bem como uma manutenção segura nas redes de transmissão e distribuição já existentes.

Segundo documento da Coopers & Lybrand (1997)<sup>12</sup>, a vantagem da venda destas empresas estaria no fato de que as empresas privadas apresentam um melhor mercado atacadista para geração em termos de risco de crédito.

Ainda com base no documento citado acima, dando continuidade a este processo, o governo aprovou a inclusão das seguintes partes da Eletrobrás no programa de privatização:

- ativos de geração interconectados das quatro principais subsidiárias da Eletrobrás (Chesf, Furnas, Eletrosul e Eletronorte);
- sistemas isolados de Manaus e Boa Vista, atualmente de propriedade da Eletronorte;
- a Lightpar, subsidiária da Eletrobrás.
- os ativos de geração e de transmissão associados aos sistemas isolados do Norte do Amapá, em Rondônia e no Acre, também de propriedade da Eletronorte;
- outros ativos de propriedade da Eletrobrás.

---

<sup>12</sup> *Coopers & Lybrand. Política de Privatização. SEN/Eletrobrás, 1997.*

**Quadro 3 :**

**Privatizações Realizadas no Setor Elétrico Brasileiro (até 08.01)**

<b>Empresa</b>	<b>Data do Leilão</b>	<b>Consórcio Vencedor</b>	<b>Receita do Leilão (US\$ milhões)</b>
Escelsa*	11.07.95	Iven (45%) e GTD (25%)	385,7
Light*	21.05.96	EDF, AES e Houston (34%), BNDESPar (9%) e CSN (7%)	2.270,9
Cerj	20.11.96	Chilectra (42%), EDP (21%) e Endesa (7%)	587,52
Coelba	31.07.97	Iberdrola (39%), Brasilcap (48%) e Outros fundos (13%)	1.597,66
Cachoeira Dourada	05.09.97	Endesa (60%), Edgel (20%) e Fundos (20%)	713,74
CEEE (N/NE)	21.10.97	VBC (33%), Pseg Brasil (33%) e Previ (33%)	1.485,96
CEEE (CO)	21.10.97	AES (100%)	1.372,35
CPFL	05.11.97	VBC (45%) e Fundos de Pensão (55%)	2.730,73
Enersul	19.11.97	Escelsa (100%)	565,29
Cemat	27.11.97	Rede (65%) e Inepar (35%)	352,57
Energipe	03.12.97	Cataguazes Leopoldina e Fundos de Pensão (100%)	520,09
Cosern	12.12.97	Coelba (63%), Guariana (31%) e Uptick (6%)	606,58
Coelce	02.04.98	Enersis-Chilectra (26%), Endesa (38%) e CERJ (36%)	867,69
Metropolitana	15.04.98	Light (100%)	1.776,56
Celpa	08.07.98	Rede (65%) e Inepar (35%)	387,82
Elektro	16.07.98	Enron (100%)	1.237,57
Gerasul*	15.09.98	Tractebel (100%)	800,4
Bandeirante	17.09.98	CPFL (44%) e EDP (56%)	859,61
Paranapanema (CESP)	28.07.99	Duke Energy (100%)	681,86
Tiête (CESP)	27.10.99	AES (100%)	472,12
Celpe	18.02.00	Guaraniana (Iberdrola, BBI e Previ)	1.004,0
Cemar	15.06.00	Pennsylvania Power & Light (100%)	288,7
Saelpa	30.11.00	Cataguazes Leopoldina (100%)	185,0

(\*) Empresas federais desestatizadas através do PND.

Fonte: BNDES. *Privatizações no Brasil – 1991/2001.*

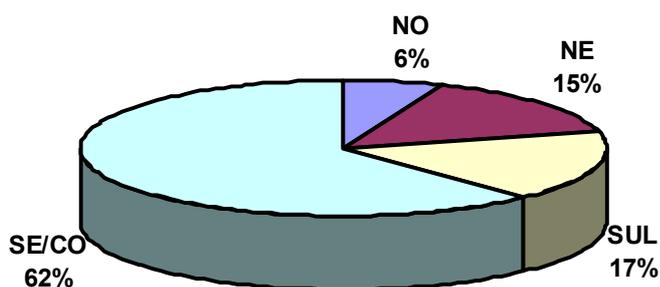
Dessa forma, PND pretendia, além de ajudar na redução da dívida pública, impactando positivamente as finanças do setor público, contribuir para a modernização do parque industrial brasileiro via retomada expressiva dos investimentos nas empresas privatizadas.

## 4 – O RACIONAMENTO DE ENERGIA NO BRASIL E AS NOVAS TENDÊNCIAS DO SETOR

### 4.1) O Racionamento de Energia

O Brasil possui um grande sistema interligado, dividido em quatro sub-sistemas (Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste), mas que apresentam limitações de transferência de energia entre si. Além disso, vale lembrar que nosso parque gerador é, majoritariamente, hidroelétrico responsável por cerca de 95% do total da energia gerada no país. Desta forma o país fica exposto ao risco de variações pluviométricas. As regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam o maior mercado de energia do país, como pode ser observado no gráfico 1:

**Gráfico 1: Mercado de energia por região (% do total)**



O fato de ser um grande sistema integrado, cujos reservatórios abrangem vasta extensão territorial com diferentes climas e padrões hidrológicos, diminui o risco das variações pluviométricas, porém não o elimina, principalmente porque existem limites na transmissão entre os sistemas.

Em meados de 2001, os reservatórios do Subsistema Sul estavam tão cheios que deixavam escapar água sem passar pelas turbinas geradoras, pela impossibilidade de transmitir mais energia ao sudeste, onde o nível dos reservatórios era extremamente baixo na mesma época do ano. No subsistema Norte, a situação também era confortável. Apesar dessa situação mais confortável nessas duas regiões, a limitação da capacidade de transmissão entre os sistemas impede que a energia excedente nestas regiões cubra o déficit do Sudeste e Nordeste. O quadro 4 e a figura 1 mostram como estava a energia armazenada por região em junho de 2001 e como são os limites de transmissão entre os sub-sistemas, respectivamente.

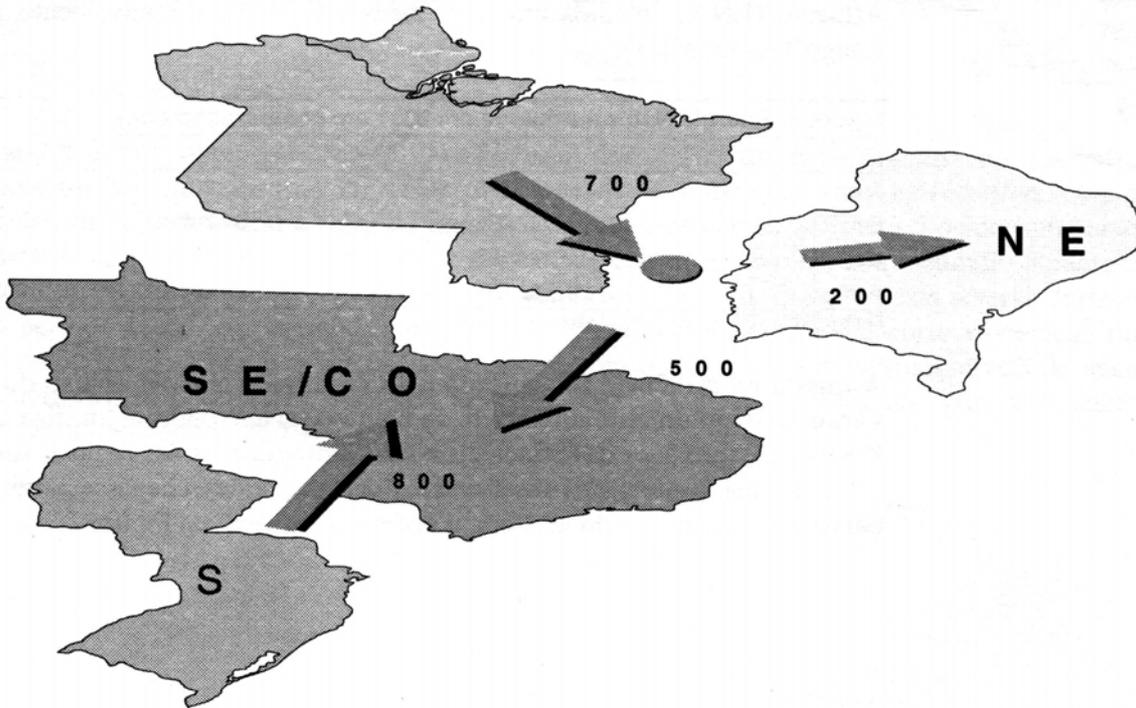
**Quadro 4: Energia armazenada nos reservatórios por região em 25/05/2001 (% do total)**

Sudeste e Centro-Oeste	30,0%
Nordeste	29,1%
Sul	78,6%
Norte	75,9%

Fonte: ONS e Santander Central Hispano Investment

A baixa ocorrência de chuvas comprometeu os índices pluviométricos e, conseqüentemente, o nível dos reservatórios no verão de 2001. O regime de chuvas abaixo da média, principalmente no Estado de Minas Gerais (onde se localiza a nascente do Rio São Francisco), formador das principais bacias hidrográficas das regiões Sudeste e Nordeste, representou um risco real ao abastecimento de energia nessas regiões.

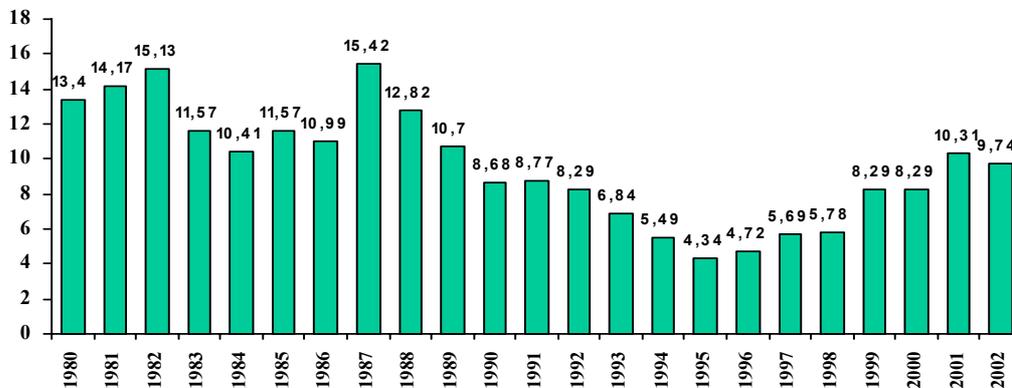
**Figura 1 : Limites de transmissão entre os sub-sistemas (em MW médios)**



Fontes: ONS e Santander Central Hispano Investment.

Paralelamente a esses problemas estruturais e à vulnerabilidade aos índices pluviométricos, observamos que, ao longo da década de 1990, os investimentos no setor elétrico reduziram, significativamente, se comparados aos valores de investimento da década anterior, como mostra o gráfico 2.

**Gráfico 2 : Série histórica de investimentos no setor – 1980 – 2002**  
Investimento no Setor Elétrico (US Bilhões)\*



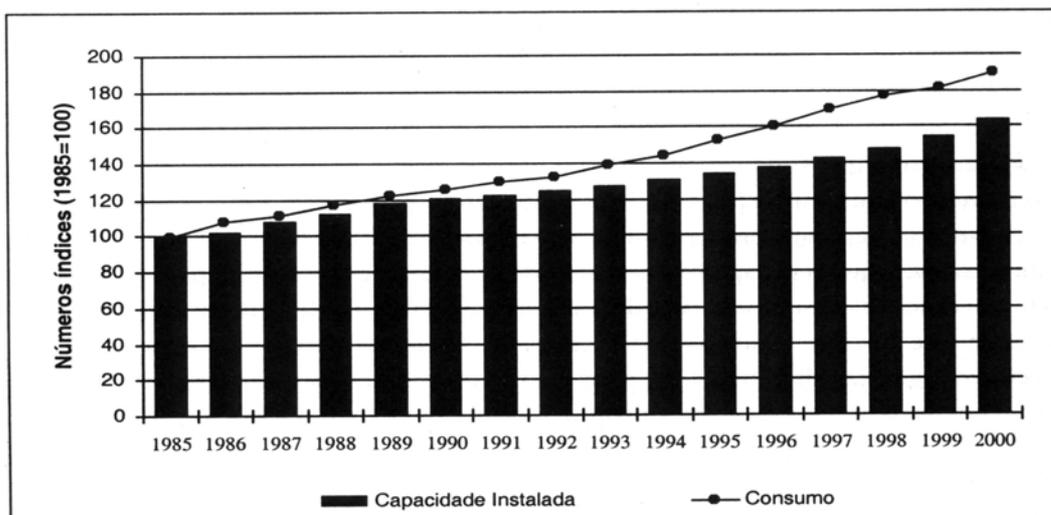
\*Inclusive Itaipú.

Fonte: GCPS, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Plano Decenal de Expansão: 2000-2009. Eletrobrás, MME, abril de 2000.

Contribui para esses baixos valores de investimento no setor o acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI), pois restringia os valores de investimentos das estatais. Os gastos das estatais em investimentos em infra-estrutura são contabilizados como gastos do governo e ficaram seriamente comprometidos devido à meta de equilíbrio fiscal acordada com o FMI.

O gráfico abaixo mostra como a demanda por energia foi se descolando da capacidade instalada, desde 1985, deixando claro como o risco de déficit de fornecimento ameaçava o país com a possibilidade de ocorrência do tão falado “apagão” no Brasil.

**Gráfico 3: Série histórica de Consumo versus capacidade de energia elétrica no Brasil 1985-2000**



Fonte: Balanço Energético

Desta forma, a falta de investimentos tanto públicos como privados, tanto na capacidade de geração como na expansão da capacidade de transmissão, somada a um crescimento da demanda por energia maior do que o previsto e ao baixo nível dos

reservatórios (falta de chuvas) em meados de 2001, levaram o governo, em abril/maio de 2001, a decretar o racionamento de energia no país <sup>13</sup>.

Apesar de várias estratégias terem sido cogitadas no intuito de diminuir os efeitos da crise energética, o governo, através das medidas provisórias números 2.152-2 e 2.198-5 estabeleceram a CGE – Câmara de Gestão da Crise Energética e as regras do racionamento. No final das contas, as medidas estratégicas de racionamento estabelecidas pelo governo federal foram as cotas, o aumento das tarifas, os bônus e os cortes de energia.

Inicialmente, o governo se comprometeu em não realizar nenhum apagão, mas sim estimulou a redução do consumo através do aumento das tarifas, das compensações financeiras e da ameaça do corte individual para consumidores que não atingissem as metas de redução de consumo. Da forma como foi elaborado o plano de racionamento, os consumidores não ficaram obrigados, por decreto, a reduzir o consumo. Os sistemas de cotas, aumento de tarifas e cortes ou bônus foram definidos da seguinte forma para as diferentes classes consumidoras:

Classe Residencial:

Para consumo até 100KWh/mês:

- Não houve necessidade de redução no consumo;
- Tiveram direito a bônus aqueles que consumiram menos que sua média de consumo de maio/junho/julho de 2000. O valor do bônus foi de R\$ 2,00 para cada R\$ 1,00 economizado.

Para consumo acima de 100KWh/mês:

- Meta de 80% do consumo médio os meses de maio/junho/julho de 2000;

---

<sup>13</sup> Oficialmente o Programa de Racionamento de Energia teve início em 1 de junho de 2001 e se encerrou no final de novembro do mesmo ano.

- Nos casos onde houve descumprimento da meta, a regra seria de cortar o fornecimento por 3 dias no caso da primeira incidência, e cortar o fornecimento de energia por 6 dias no caso de segunda incidência em diante<sup>14</sup>.
- Aumento de tarifa caso a meta fosse descumprida e bônus de até R\$ 1,00 para cada R\$ 1,00 economizado conforme tabela abaixo.

Os quadros abaixo resumem as regras do racionamento para consumidores residências:

#### Quadro 5: Consumo Versus Tarifa

Consumo (KWh/mês)	Tarifa
Até 200	Sem mudança
Entre 201 e 500	Aumento de 50%
Acima de 501	Aumento de 200%

Fonte: ONS e Santander Central Hispano Investment

#### Quadro 6: Consumo Versus Bônus

Consumo (KWh/mês)	Bônus
Até 100	Assegurado R\$2 por R\$1 economizado
Acima de 100	Até R\$1 por R\$1 economizado

Fonte: ONS e Santander Central Hispano Investment

Classe Comercial:

- Meta de 80% do consumo médio dos meses de maio/junho/julho de 2000;
- Puderam vender o que consumiram abaixo da meta para as distribuidoras pelo preço *spot* ou acumular a diferença para consumo futuro;
- O que foi consumido acima da meta foi comprado a preço *spot*.

<sup>14</sup> Em pesquisa do banco Santander com a CEMIG, a distribuidora se disse incapaz de executar cortes individuais em grande escala, pois a empresa não estaria preparada para isso.

#### Classe Industrial:

- Meta de 75% a 85% da média de maio/junho/julho de 2000;
- Puderam voltar a vender o que consumiram abaixo da meta através de leilões de lotes de energia no Mercado Atacadista de Energia – MAE ou acumular essa diferença para uso consumo futuro;
- O que foi consumido acima da meta foi comprado a preço *spot*.

#### Administração Pública:

- Redução de 15% em maio, 25% em junho e 35% em julho baseado na média de consumo de maio, junho e julho de 2000.

#### Classe Rural:

- Meta de 90% do consumo médio dos meses de maio/junho/julho de 2000;
- Cortes de energia em caso de não cumprimento das metas estabelecidas.

O plano de racionamento elaborado pelo governo foi bem sucedido, resultando inclusive numa mudança no padrão de comportamento dos consumidores que, mesmo com o fim do período de racionamento, não voltaram aos níveis de consumo observados antes dele. Essa mudança no padrão de consumo, observada depois do racionamento, afetou negativamente o resultado de várias distribuidoras, como observaremos no próximo capítulo.

Desta forma, em 28 de fevereiro de 2002, por recomendação da ONS, ficou decidido o fim do programa de racionamento no país. O fornecimento de energia pode voltar ao normal, embora contando com a produção de algumas térmicas emergenciais.

O prejuízo das distribuidoras de energia com o racionamento foi de R\$ 4,9 bilhões. Este valor foi homologado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), depois de realizar auditoria nas contas das 42 empresas distribuidoras de energia elétrica, pelo período de 1 de maio e 31 de dezembro de 2001.

O valor desses prejuízos permitiu que a ANEEL determinasse as regras de repasse dos custos das distribuidoras de energia de eletricidade no período do racionamento, pelo reajuste extraordinário das tarifas públicas. Esse reajuste foi de 2,9% para os consumidores residenciais e de 7,9% para o comércio e a indústria. Dessa forma, podemos dizer que, no final das contas, foram os consumidores que arcaram com todo o custo do racionamento.

No entanto, é interessante observar que o aumento nas tarifas de energia não implicou em melhora dos serviços. Segundo matéria publicada no jornal O Globo<sup>15</sup>, em dezembro de 2002, mesmo tendo sido atendidas pelo governo no período pós-acionamento com aumento de tarifas e empréstimos públicos, algumas distribuidoras de energia só fizeram piorar a qualidade do serviço prestado aos consumidores, segundo a ANEEL. A ANEEL usa dois indicadores para medir a qualidade dos serviços das empresas: O DEC, que mede a quantidade de horas sem luz, e o FEC, que mede o número de interrupções de energia. Eletropaulo, Cerj e Light, por exemplo, tiveram piora em ambos os índices em alguns meses que sucederam o período do racionamento.

Por conta da crise energética, o governo criou o GCE (Câmara de Gestão da Crise Energética), responsável pela gestão da crise de abastecimento no país. A GCE criou o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico<sup>16</sup> (inaugurado em 27/06/2001 através da Resolução número 18, de 2001) cujo objetivo principal era o de definir as diretrizes para o aperfeiçoamento do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Segundo seu Relatório Oficial, trinta e três medidas foram propostas para a revitalização do modelo. De acordo com Mauricio Tiomno Tolmasquim<sup>17</sup>, as medidas podem ser agrupadas em 8 temas gerais: 1) normalização do funcionamento do setor, 2) aperfeiçoamento do

---

<sup>15</sup> Jornal O Globo, 11 de dezembro de 2001. Economia pág 31, Defesa do consumidor. Energia: tarifas aumentam, serviços pioram.

<sup>16</sup> Para maiores informações – GCE Câmara de Gestão e Crise de Energia Elétrica, Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatórios de Progresso números 1,2 e 3.

<sup>17</sup> Tolmasquim, M., Oliveira, R., Campos, A. *As empresas do setor elétrico brasileiro*, Rio de Janeiro, 2002.

mercado, 3) garantia da expansão da oferta de energia, 4) monitoramento da confiabilidade no suprimento, 5) aperfeiçoamento das relações entre mercado e setores regulados, 6) defesa da concorrência, 7) a questão das tarifas e da defesa do consumidor, 8) aperfeiçoamento institucional.

#### **4.2) As Novas Tendências do Setor**

O fato é que o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico Brasileiro ainda não conseguiu executar todas as mudanças de forma a reorganizar eficientemente, de forma sustentável, o setor elétrico nacional. As incertezas permanecem, tanto na questão de execução dos investimentos necessários, como na questão regulatória, sobretudo com a mudança nas diretrizes governamentais, pela eleição do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, em dezembro de 2002.

A ministra de Minas e Energia do governo Lula, Dilma Rousseff, tem algumas propostas inovadoras visando modernizar, organizar e melhorar o desempenho do setor. Dilma faz duras críticas ao modelo vigente, afirmando que este só criou perdedores até então: "Perderam os investidores; os consumidores, com a tarifas subindo mais que sua a renda média; o País, que não conseguiu traçar um planejamento sustentável para o setor; e as distribuidoras"<sup>18</sup> Em entrevista concedida à revista *Época*, em 13 de janeiro de 2003<sup>19</sup>, ela expôs seu ponto de vista e sinalizou sobre as possíveis mudanças que devem acontecer no setor, afirmando ainda que não pretende depender de um regime de chuvas favorável para assegurar o abastecimento de energia elétrica.

As três medidas principais sugeridas pela ministra na entrevista foram: 1) ressuscitar a Eletrobrás, que acumularia as funções de planejar e financiar empreendimentos no setor; 2) criar uma empresa que funcionasse como uma única grande compradora de energia para

---

<sup>18</sup> Jornal Gazeta Mercantil, 17/06/2003.

<sup>19</sup> Revista *Época*, *Sem Racionamento*, Págs. 13 a 17, 13 de janeiro de 2003.

revender por um preço mais baixo aos consumidores finais; 3) acabar com o caráter especulativo do MAE (Mercado Atacadista de Energia).

Em relação à Eletrobrás, a ministra afirmou desejar retomar o papel de banco da empresa, que, segundo ela, teve uma participação muito tímida no setor elétrico nos últimos anos. Ela ressalta como uma das causas da crise, no setor, que o país vivenciou, o fato de a Eletrobrás não ter investido tudo aquilo que podia no setor, mesmo quando seus cofres possuíam verba para tal.

Quanto à intenção de criar um novo agente no mercado, com a função de ser um grande comprador único de energia, que garantiria a compra pelo menor preço, ela justifica que a alternativa para baratear as tarifas seria criando um *mix* de energia. Esse *mix* seria uma mistura da energia velha (mais barata, das antigas hidrelétricas) com a energia nova (mais cara, dos novos empreendimentos). Dilma elogiou a presença das antigas hidrelétricas, que continuam gerando energia boa, barata e confiável, mas sem ignorar a necessidade de novos investimentos em geração.

Sobre o MAE, a ministra descartou a hipótese de sua extinção, mas reafirmou o desaparecimento de seu caráter especulativo. Ela identifica a energia como um serviço público (e não como uma mercadoria qualquer, como era vista, segundo ela, pelo modelo anterior), e o MAE não poderia servir, simplesmente, como um mercado em que se troca energia como se fosse um simples produto. O MAE será mantido como um mercado de liquidação de sobras de energia, de ajustes do sistema. Ela defende uma auditoria no MAE antes de se efetuarem todas as liquidações pendentes, resultantes das operações das distribuidoras e geradoras.

Hoje há um consenso no país entre governo e empresários apostando num modelo de Parcerias Público-Privadas (PPP) no setor de infra-estrutura. A lógica por trás dessa iniciativa seria que esta possibilitaria novos investimentos no segmento, melhoraria a qualidade dos serviços prestados aos consumidores e resolveria o problema de escassez orçamentária do governo para grandes empreendimentos. É necessário porém, que as mudanças regulatórias no

setor elétrico sejam feitas de forma clara , de forma que possibilite segurança e transparência aos investidores, pois esse setor interessa aos investidores privados, nacionais e estrangeiros.

O Banco Mundial publicou, em meados de junho deste ano, um estudo avaliando as possibilidades de investimentos no setor de energia em países emergentes. O trabalho aponta que boa parte dos investidores está satisfeita com os negócios. O estudo é de maio deste ano. Ao serem perguntados sobre quais países ainda são atrativos para investimentos para os próximos dois ou três anos, os investidores apontaram o Brasil como boa opção. O país foi considerado um mercado positivo por 12 empresas, contra avaliação negativa de quatro. Na avaliação de rating de satisfação de investimentos em parques com capacidade maior que 10 GW, o Brasil recebeu a menção positiva de 11 empresas, das 14 que responderam essa questão, como um local bom para realizar investimentos. Na América Latina, o Brasil superou a avaliação de países como México, Chile, Colômbia e Argentina. Quatro empresas citaram o país como o local de maior satisfação em termos de investimentos entre os países emergentes.<sup>20</sup>

Outro ponto importante, defendido pelos atuais responsáveis pelo setor elétrico no governo, é de que seja criado um Instituto do Planejamento<sup>21</sup>, com quadro próprio e independente, formado por técnicos do setor. Além de um plano decenal de investimentos, o órgão ficaria encarregado de olhar a área no prazo de 20 anos. As distribuidoras poderiam ser obrigadas a contratar 100% de sua energia, para não correr o risco de existir uma demanda por energia maior que sua oferta apenas porque a distribuidora preferiu esperar um preço melhor para comprar energia, por exemplo. E seria criado um sistema de penalidades para quem estivesse sub-contratado, para evitar esse tipo de situação. A lógica do modelo é acabar com a especulação que poderia ocorrer. As audiências públicas que deverão nortear os investimentos nos segmentos de energia deverão ocorrer de cinco em cinco anos. Por isso, a transição do modelo é parte delicada e fundamental. Ainda mais porque, hoje no país, a folga entre demanda e oferta é muito pequena.

---

<sup>20</sup> Canal Energia, 09/06/2003.

<sup>21</sup> Jornal Valor Econômico, 10/06/2003.

O fato é que este novo modelo ainda não é de conhecimento público, mas já está transitando em outros ministérios, como o da Fazenda, o do Planejamento e o da Casa Civil. A ministra Dilma Roussef e o secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia, Maurício Tolmasquim, têm sido os responsáveis pela exposição desses pontos para os demais ministérios e para a sociedade. Na última quarta-feira, dia 11 de junho de 2003, a proposta foi apresentada aos presidentes das empresas do sistema Eletrobrás. O que se percebe contudo, é que a participação privada será essencial para eliminar barreiras e garantir a expansão do sistema, ao mesmo tempo em que há uma tendência de fortalecimento do poder do estado na área.<sup>22</sup>

---

<sup>22</sup> Canal Energia, 12/06/2003.

## **5 – O DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA E O RESULTADO RECENTE DA LIGHT**

### **5.1) O Fraco Desempenho das Distribuidoras em 2002**

As distribuidoras de energia do Brasil vêm apresentando desempenhos muito ruins nos últimos anos, desde suas privatizações. Salvo raras exceções, podemos citar quatro pontos negativos marcantes no desempenho dessas distribuidoras, dentre outros: 1) Elas vêm apresentando prejuízos em seus resultados recentes; 2) possuem um alto grau de endividamento, grande parte exposto ao risco cambial; 3) as empresas têm sido beneficiadas por consecutivos reajustes tarifários que têm superado alguns índices de inflação e, ainda assim, não têm mostrado recuperação significativa em seus resultados; 4) em geral as empresas distribuidoras têm apresentado um alto e preocupante índice de perdas.

O fraco desempenho da regulação do setor, o período de racionamento e seus reflexos no padrão de consumo das diferentes classes consumidoras, a falta de investimentos na automação e modernização nas linhas de distribuição e a desvalorização da moeda nacional são alguns fatores que ajudam a explicar os pontos negativos acima citados.

Um fator que merece destaque é que maior parte do mercado brasileiro de distribuição de eletricidade está nas mãos de grupos estrangeiros. Estes grupos detinham, em 2001, 58% do mercado brasileiro de eletricidade, grupos privados nacionais detinham cerca de 15% e os Estados, ainda proprietários de distribuidoras, 26,30% do mercado.<sup>23</sup> O quadro 7 mostra o

---

<sup>23</sup> Tolmasquim, M., Oliveira, R., Campos, A. *As empresas do setor elétrico brasileiro*, Rio de Janeiro, 2002.

grupo de todas as distribuidoras brasileiras, seus respectivos grupos controladores (se nacionais ou estrangeiros) e suas participações no mercado de distribuição no Brasil.

### Quadro 7: Segmentação do mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil

– 2001

Distribuidora	Grupo Controlador em junho de 2002	MWh (% no Brasil)
Eletropaulo (SP)	AES (EUA)	15,00%
Cemig (MG)	Estado de MG (Brasil)	15,80%
Light (RJ)	EDF (França)	9,64%
CPFL(SP)	VBC (Brasil)	8,47%
Bandeirante(SP)	EDP (Portugal)	8,39%
Celesc(SC)	Estado de SC (Brasil)	5,73%
Elektro(SP)	Enron (EUA)	4,58%
Coelba(BA)	Iberdola (Espanha)	4,09%
Cerj(RJ)	Endesa / EDP (Espanha / Portugal)	3,09%
Copel(PR)	Estado do PR (Brasil)	8,32%
AES-Sul(RS)	AES (EUA)	3,32%
RGE(RS)	CPFL (Brasil)	2,66%
Coelce(CE)	Endesa (Espanha)	2,50%
Escelsa(ES)	Iven / GTD (Brasil) / EDP (Portugal)	2,67%
Cemat(MT)	Rede - Inepar (Brasil)	1,39%
Enersul(MS)	Escelsa (Brasil)	1,22%
Cosern(RN)	Coelba (Espanha)	1,20%
Celpe(PE)	Iberdola (Espanha)	1,08%
Energipe(SE)	Cataguazes (Brasil)	0,18%
Cemar(MA)	PP&Light (EUA)	0,00%
Celpa(PA)	Rede - Inepar (Brasil)	0,68%

Fonte: CVM / Tolmasquim, M.(2002).

#### 5.1.1) Lucros / Prejuízos recentes

Ocorre que a maior parte dos grupos estrangeiros vem amargando perdas com suas controladas no Brasil. As distribuidoras vêm, de fato, apresentando consecutivos prejuízos em seus resultados, o que aumenta significativamente o risco desses grupos estrangeiros permanecerem no país. Controladoras como a AES, EDF, Endesa, EDP, Iberdola, Trabel e Enron tiveram elevações de suas exposições ao risco, medido este pelas agências

internacionais de *rating*, desde o ano 2000. Este cenário, além de desestimular investimentos das matrizes estrangeiras nas controladas no Brasil, encarece o crédito para as mesmas.

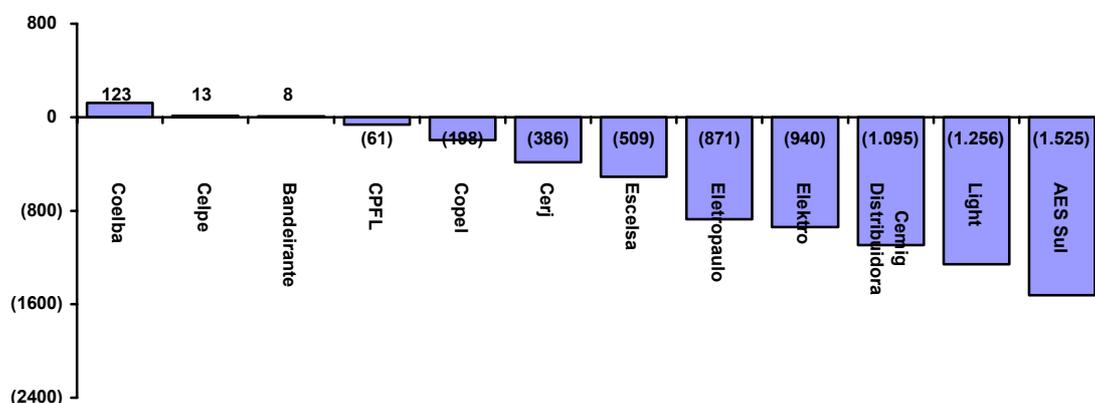
Em reportagem do Jornal do Brasil, em setembro do ano passado, alguns dos controladores estrangeiros anunciaram insatisfação com o fraco desempenho de suas controladas no Brasil, sinalizando com uma possível saída do mercado. A americana AES, dona da Eletropaulo, estaria disposta a se desfazer de seus ativos no Brasil, onde havia investido cerca de US\$ 6 bilhões na época da privatização. A EDF, controladora da Light, havia anunciado um plano de concentração de investimentos somente na Europa, se desfazendo por tanto de seus investimentos no Brasil (Light), Suécia, Áustria, China e Argentina. A americana PPL chegou a colocar à venda suas ações da Cemar (Centrais Elétricas do Maranhão) por R\$1, depois de ter comprado a distribuidora por R\$523 milhões e desistido do negócio, sofrendo intervenção da ANEEL. A lista de controladores estrangeiros insatisfeitos incluiu ainda Iberdola e Grupo Rede, que tiveram drásticas quedas nas expectativas de receita devido ao racionamento de energia.<sup>24</sup>

O gráfico quatro nos mostra os resultados que a maioria das principais empresas distribuidoras de energia apresentaram no ano de 2002. Observamos que nove das doze companhias selecionadas reportaram prejuízo no ano de 2002, com destaques pra AES Sul, Light e Cemig Distribuidora que reportaram prejuízos acima de R\$ 1 bilhão..

---

<sup>24</sup> Jornal do Brasil, Economia e Negócios, *Curto-circuito no setor elétrico*, 02 de setembro de 2002. pág. A9.

**Gráfico 4: Lucro líquido / (Prejuízo) das principais distribuidoras (R\$ milhões – Ano 2002)**



Fonte: Elaboração própria a partir dos Demonstrativos Financeiros Anuais divulgados pelas empresas na CVM (Comissão de Valores Imobiliários) e dos Relatórios semestrais de acompanhamento de mercado da Light – Serviços de Eletricidade S/A.

Esses resultados refletem uma combinação de uma demanda por energia baixa (mesmo depois do fim do período do racionamento) e um alto custo de despesas financeiras, que ocorreram basicamente devido à desvalorização do real no período.

### 5.1.2) Dívidas e Exposição Cambial

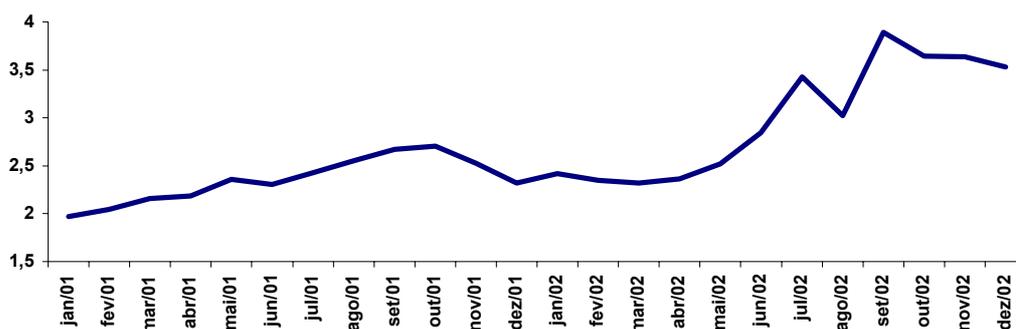
Além de estarem reportando prejuízos constantemente em seus balanços, as empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil têm ainda um dado em comum nada saudável: um elevado nível de endividamento, sendo que grande parte dele, vinculado ao dólar. A dívida conjunta das maiores distribuidoras do país, em junho de 2002, atingiu a assustadora quantia de R\$ 32 bilhões.<sup>25</sup> Desse montante, mais de dois terços eram em moeda estrangeira, e boa parte tem vencimentos no curto prazo.

<sup>25</sup> Jornal do Brasil. *Dívida assombra o setor elétrico*, domingo, 9 de março de 2003. pág. A13.

Quando grande parte de uma dívida, que é alta, está atrelada a moedas estrangeiras, a empresa detentora desta dívida fica exposta ao risco cambial. Uma vez que a moeda nacional se desvalorize frente às moedas estrangeiras, na maior parte das vezes o dólar americano, o valor dessas dívidas tende a crescer ainda mais. E foi exatamente o que ocorreu, na segunda metade de 2002, quando o preço do dólar americano passou de R\$ 2,844 em 30/06/2002 para R\$ 3,53 em 31/12/2002, representando uma variação de 24%. O nível de endividamento em moeda estrangeira nas empresas cujas gestões financeiras optaram por não realizar operações de proteção cambial (*hedges*), para se protegerem dessas desvalorizações da moeda nacional, foram significativamente aumentados.

Pelo gráfico 5, que mostra as cotações do real frente à moeda americana, mensalmente, de janeiro de 2001 até dezembro de 2002, fica clara a desvalorização sofrida pela moeda nacional no segundo semestre de 2002.

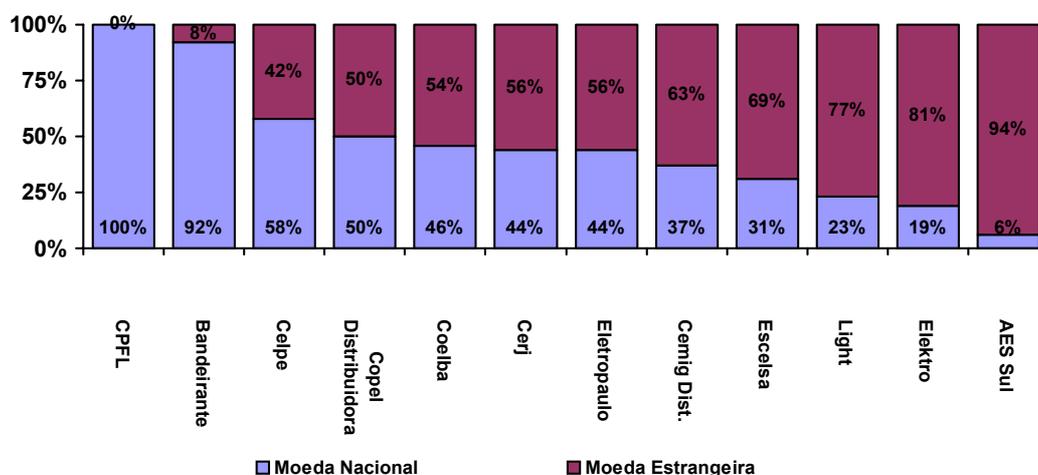
**Gráfico 5: A Evolução da taxa de câmbio R\$ / US\$ (comercial, compra – final de período)**



Fonte: IPEADATA

O gráfico 6 mostra o perfil da dívida das distribuidoras para o ano de 2002. Com exceção da CPFL e da Bandeirante, notamos que todas as demais empresas têm uma forte exposição de suas dívidas à moeda estrangeira, destaque para a AES Sul, que possui apenas 6% de sua dívida cotada em moeda nacional. Desta forma, aquelas que não optaram por fazer *hedge* da dívida, ou seja, trocar a exposição ao câmbio por um outro índice qualquer (muitas vezes a taxa SELIC), ficam muito vulneráveis à desvalorização da moeda nacional frente outras moedas. Vale ressaltar que essas operações de proteção (*hedges*) fazem com que as empresas incorram em elevados custos financeiros, o que compromete drasticamente os lucros no exercício das mesmas, conforme visto no gráfico 4. A Light, por exemplo, fez operações de *hedge* e protegeu 100% da sua dívida e, desta forma, apesar de ter 77% da dívida cotada em moeda estrangeira, anulou completamente o risco cambial da mesma.

**Gráfico 6: Perfil da dívida no encerramento do ano fiscal de 2002**



Fonte: Elaboração própria a partir dos Demonstrativos Financeiros Anuais divulgados pelas empresas na CVM (Comissão de Valores Imobiliários) e dos Relatórios semestrais de acompanhamento de mercado da Light – Serviços de Eletricidade S/A.

### **5.1.3) As perdas de energia**

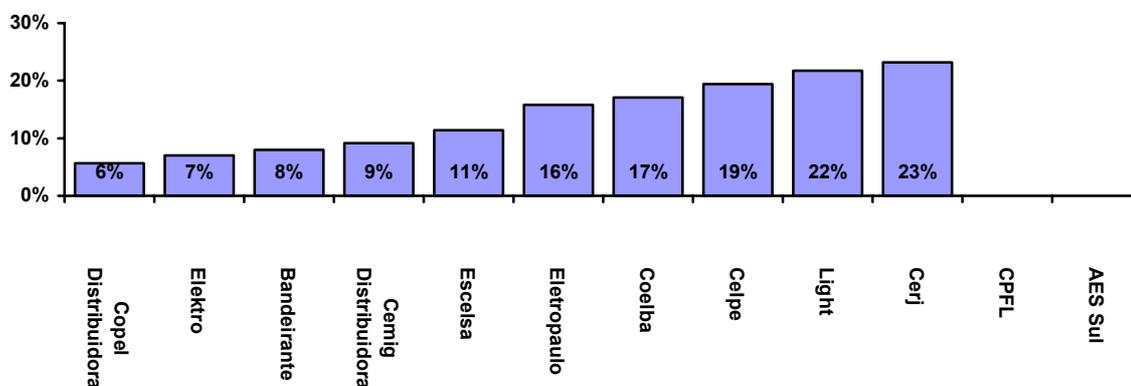
O quadro 8 mostra os níveis das perdas de energia nas distribuidoras. Dentro dessas perdas estão contabilizadas as técnicas e as comerciais. Para redução das perdas técnicas faz-se necessário investimento na automação e na manutenção das redes de distribuição. As perdas comerciais de energia são muito preocupantes para as distribuidoras, elas advêm do furto de energia (conhecido popularmente como “gato”) e o estado do Rio de Janeiro é particularmente muito afetado por esse problema. Conforme mostrado no quadro 8, Light e Cerj são as empresas que apresentam maiores níveis de perdas.

Segundo matéria do Jornal do Comércio de setembro de 2002, as distribuidoras de energia do Rio de Janeiro (Light e Cerj) vêm se empenhando para evitar o furto e o mau uso de energia elétrica pela população. O furto de energia, crime previsto por lei, juntamente com o desperdício chegam a somar R\$ 600 milhões de prejuízo por ano para a Light. A empresa vem colocando medidores de energia nas calçadas (exteriorização dos medidores), evitando assim que seja necessária a presença do morador em casa para verificação do consumo e também tornando mais difícil, ou pelo menos mais constrangedora, a realização de ligações clandestinas (umas vez que teriam que ser feitas ao ar livre, em público e seriam facilmente identificadas). O Disk-Light é uma outra ferramenta anti-fraude da concessionária: cerca de 40% das ligações são sobre fornecimentos clandestinos. Nas favelas, que chegam a ter 25% de perdas por conta de furto, a empresa trabalha em parceria com ONGs para tentar solucionar o problema.<sup>26</sup>

---

<sup>26</sup> *Jornal do Comércio*, 10/09/2002.

**Gráfico 7: Perdas de energia em 2002**

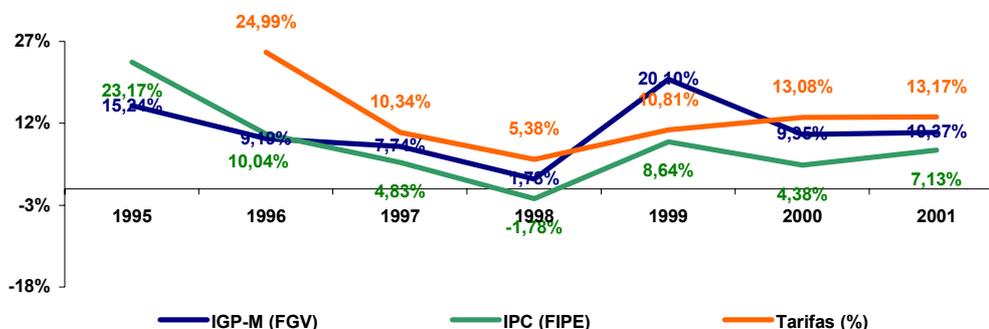


Fonte: Elaboração própria a partir dos Demonstrativos Financeiros Anuais divulgados pelas empresas na CVM (Comissão de Valores Imobiliários) e dos Relatórios semestrais de acompanhamento de mercado da Light – Serviços de Eletricidade S/A. CPFL e AES Sul: Dados não divulgados.

#### **5.1.4) A questão das tarifas**

Outro aspecto, que vale à pena ser destacado, diz respeito aos reajustes tarifários no setor. De 1995 a 2001 as tarifas de energia elétrica (R\$/MWh) foram reajustadas, nominalmente, em mais de 106%. Se compararmos à inflação medida pelo IPC(FIPE) ou pelo IGP-M(FGV), observamos, que houve um aumento real significativo das tarifas impactando positivamente o faturamento das distribuidoras. O gráfico 8 mostra as variações percentuais da tarifas de energia elétrica em comparação com a evolução dos índices de inflação IPC e IGP-M e a tabela nos mostra uma série histórica das tarifas de fornecimento praticadas no Brasil, de 1997 a 2003 (maio), por classe de consumidores. São apresentados os valores absolutos das tarifas (R\$ / MWh), e também suas variações percentuais anuais de 1998 em diante.

**Gráfico 8: Tarifas médias de fornecimento versus IGP-M e IPC (valores %)**



Fonte: Elaboração própria a partir do site da ANEEL e do IPEADATA - www.ipeadata.gov.br

**Quadro 8: Tarifas médias de fornecimento no Brasil – R\$/MWh (valores correntes e %)**

Classe de Consumo	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Residencial</b>	119,8	126,18	138,93	158,87	179,78	209,74	224,65
<b>Industrial</b>	54,61	56,54	63,11	71,03	82,18	95,77	100,28
<b>Comercial</b>	107,99	111,6	121,7	136,76	156,17	185,6	196,62
<b>Tarifa Média Total</b>	82,16	86,57	95,86	108,5	122,88	143,05	154,85
<b>Residencial</b>		5,33%	10,10%	14,35%	13,16%	16,66%	7,11%
<b>Industrial</b>		3,53%	11,62%	12,55%	15,70%	16,54%	4,71%
<b>Comercial</b>		3,34%	9,05%	12,37%	14,19%	18,84%	5,94%
<b>Tarifa Média Total</b>		5,37%	10,73%	13,19%	13,25%	16,41%	8,25%

Fonte: Realização própria a partir dos dados obtidos no site da ANEEL. OBS: Valores de 2003 até maio.

A quadro 9 mostra que, de 1997 a 2003, o setor residencial foi aquele que arcou com as maiores tarifas de energia elétrica e também é o setor que sofreu maiores reajustes tarifários. De 1997 a 2003, o setor teve um aumento nominal das suas tarifas de 87,52%, seguido pelo setor Industrial (83,63%) e pelo Comercial (82,07%). As tarifas médias totais aumentaram nesse período, 88,47%, acima da inflação acumulada medida pelo IPCA, que foi de 48,36%.

Como já comentado anteriormente, os aumentos reais nas tarifas, ainda que impactando positivamente o faturamento das distribuidoras, não estão sendo suficientes para melhorar o desempenho das mesmas. Cabe lembrar que para repor perdas provocadas pelo racionamento de energia, houve um reajuste extraordinário das tarifas, de 2,9% para consumidores residenciais e 7,9% para consumidores comerciais e industriais, que vigorará por nove anos. Como já citado anteriormente, este reajuste extraordinário existiu para garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das empresas, garantido pelo governo nos contratos de concessão por ocasião das privatizações ocorridas ao longo da década de 90.

Resta agora às distribuidoras aguardar as novas mudanças na regulamentação do setor, como o novo governo, para planejarem suas estratégias e planos de investimento para os anos que seguem.

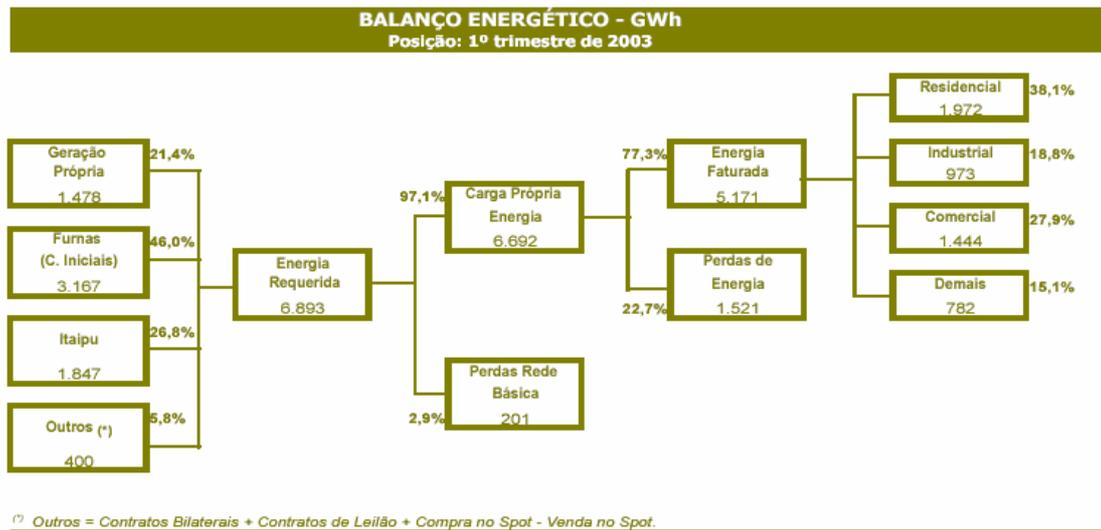
## **5.2) O resultado da LIGHT – Serviços de Eletricidade S.A no primeiro trimestre de 2003**

### **5.2.1) Mercado**

A Light faturou, no primeiro trimestre de 2003, 5.171 GWh, 6,99% acima da energia faturada no primeiro trimestre de 2002. Vale lembrar que, em janeiro e fevereiro do ano passado, o consumo de energia ainda estava sob o regime do racionamento.

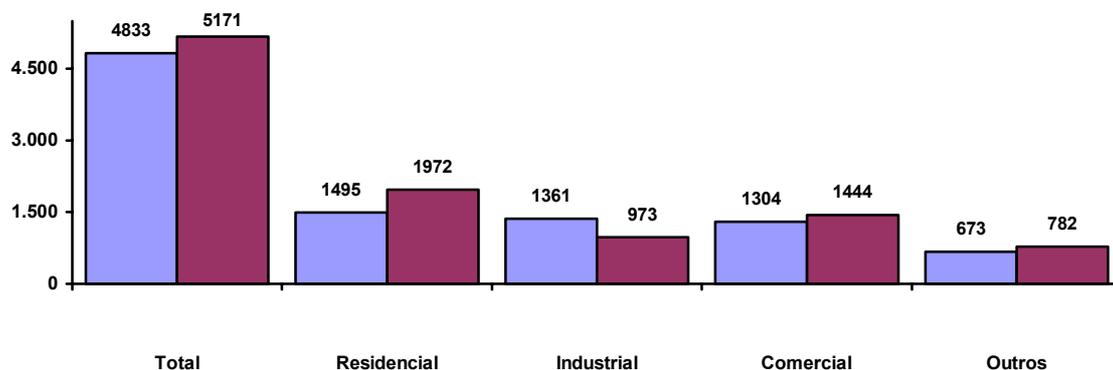
A classe que apresentou melhor desempenho foi a residencial, 31,91% maior do que no mesmo período do ano passado, seguida pelas classes “outros” e comercial. A classe industrial apresentou uma grande redução no consumo em relação ao primeiro trimestre do ano passado. Essa redução é justificada porque alguns grandes clientes industriais, que a companhia possui, estão com parte de sua demanda atendida pela auto-produção, fruto dos seus investimentos em geração própria, observado ao longo e após o período do racionamento.

## Quadro 9: Balanço energético



Fonte: Relatórios Trimestrais da Light divulgados na homepage da companhia – [www.light.com.br](http://www.light.com.br)

## Gráfico 9: Energia vendida – GWh



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados fornecidos pela companhia em sua homepage – [www.light.com.br](http://www.light.com.br)

As perdas totais de energia (técnicas e comerciais) foram de 22,7%, ou seja, 3,5% abaixo dos 26,2% apresentados do primeiro trimestre de 2003. Esta redução reflete o resultados dos investimentos que têm sido realizados pela companhia focando o combate ao furto de energia, como já mencionado anteriormente.

Os dois indicadores de performance, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) também melhoraram, 5,75% e 11,82% respectivamente, se comparados aos mesmos indicadores no primeiro trimestre de 2002.

### **5.2.2) Resultado financeiro**

A Light apresentou um prejuízo líquido de R\$ 135 milhões no primeiro trimestre, resultado bem inferior aos R\$ 24 milhões de lucro registrados no mesmo período de 2002. A despesa financeira impactou, significativamente, esse resultado por conta do aumento da taxa Selic. Essa alta despesa financeira fez com que o resultado financeiro ficasse negativo em R\$ 173 milhões, mas ainda assim melhor do que o resultado financeiro negativo de R\$ 242 milhões apresentado no mesmo período do exercício anterior. As demonstrações contábeis da companhia estão resumidas no quadro 12, no fim deste capítulo.

### **5.2.3) Tarifas e dívida da companhia**

Em novembro de 2002 a tarifa da Light foi reajustada pela ANEEL em 17,11% por meio da Resolução da ANEEL número 613, atingindo o valor de R\$ 286,63 / MWh (tarifa média), 28,48% superior àquela verificada no primeiro trimestre de 2002.

O principal da dívida consolidada da companhia em 31/03/2003 era de R\$ 4.824 milhões, distribuídos (perfil da dívida) conforme o quadro 11. Somados a este valor os

encargos de R\$ 287 milhões resultam numa dívida total da companhia de R\$ 5.111 milhões. Como já mencionado anteriormente, a empresa manteve sua política de proteção da parte da dívida exposta à variação cambial mediante operações de Swap (hedge)<sup>27</sup>.

**Quadro 10: Perfil da dívida (não inclui operações de Swap) – 31/03/2003**

R\$ mil	Nacional	Estrangeiro	Total
<b>Curto Prazo</b>	507.754	316.600	824.354
<b>Longo Prazo</b>	717.143	3.282.635	3.999.778
<b>Total</b>	1.224.897	3.559.235	4.824.132

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela companhia

Tendo em vista esse elevado valor de dívida, a Light contratou, no início deste ano, o grupo Citigroup Global Markets Inc. para assessorar na implementação de um projeto para administrar sua dívida financeira. Desta forma, a companhia pretende adequar o perfil de sua dívida à sua capacidade de geração de caixa para pagamento da mesma. Todo este processo está sendo realizado em comum acordo com seus credores cujos créditos estejam incluídos nesse projeto.<sup>28</sup>

**5.2.4) Outros dados da companhia:**

O número de consumidores faturados da empresa foi de 3.326.133 em 31/03/2003, 3% maior do que em 30/03/2002, refletindo eficiência na política de combate à inadimplência.

A Light continua com sua política de redução no seu quadro pessoal, tendo fechado o trimestre com 3.787 funcionários, um número 13,83% inferior ao registrado em março de

<sup>27</sup> Press Release do primeiro trimestre de 2003 divulgado pela Light em sua Homepage – [www.light.com.br](http://www.light.com.br)

<sup>28</sup> Press Release do primeiro trimestre de 2003 divulgado pela Light em sua Homepage – [www.light.com.br](http://www.light.com.br)

2002. Para se ter uma idéia, em 1995, antes ainda da privatização, a Light contava com 11.170 funcionários.

### Quadro 11: Demonstrações contábeis – Primeiro trimestre de 2003

<b>DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS – CONTROLADORA - R\$ MIL – LEGISLAÇÃO SOCIETÁRIA</b>		
<b>BALANÇO PATRIMONIAL EM</b>	<b>31/03/03</b>	<b>31/03/02</b>
<b>ATIVO</b>		
CIRCULANTE	2.253.296	1.857.514
REALIZÁVEL LONGO PRAZO	2.221.349	1.993.877
PERMANENTE	7.079.671	5.271.881
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>11.554.316</b>	<b>9.123.272</b>
<b>PASSIVO</b>		
CIRCULANTE	2.128.888	2.561.598
EXIGÍVEL LONGO PRAZO	8.552.655	6.624.621
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	872.773	(62.947)
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>11.554.316</b>	<b>9.123.272</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>		
	<b>1º Trim. 03</b>	<b>1º Trim. 02</b>
RECEITA BRUTA DE VENDAS	1.496.225	1.326.724
DEDUÇÕES À RECEITA	(461.290)	(340.196)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.034.935</b>	<b>986.528</b>
DESPESA OPERACIONAL	(877.824)	(767.778)
RESULTADO FINANCEIRO	(172.950)	(241.804)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(97.556)	41.691
<b>RESULTADO OPERACIONAL</b>	<b>(113.395)</b>	<b>18.637</b>
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(19.491)	(4.510)
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS</b>	<b>(132.886)</b>	<b>14.127</b>
PROVISÃO P/ IMP.RENDA e CONTRIB. SOCIAL	-	-
IRPJ / CSSL – DIFERIDOS	(2.285)	9.406
<b>LUCRO ( PREJUÍZO ) LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>(135.171)</b>	<b>23.533</b>
Nº DE AÇÕES. EX-TESOUREARIA ( MIL )	37.892.712	13.913.110
<b>LUCRO ( PREJUÍZO ) P/ LOTE MIL AÇÕES (R\$)</b>	<b>(3,57)</b>	<b>1,69</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>		
	<b>1º Trim. 03</b>	<b>1º Trim. 02</b>
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	1.496.225	1.326.724
ICMS	(386.622)	(275.472)
<b>RECEITA LÍQUIDA de ICMS</b>	<b>1.109.603</b>	<b>1.051.252</b>
RESIDENCIAL	552.743	367.274
INDUSTRIAL	114.880	135.280
COMERCIAL	311.782	250.144
RURAL	1.840	1.361
PODERES PÚBLICOS	56.593	42.448
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	22.105	12.881
SERVIÇOS PÚBLICOS	29.564	24.644
NÃO FATURADO	(18.337)	35.416
RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA	-	127.293
TRANSAÇÕES DE ENERGIA LIVRE	-	48.333
SUPRIMENTO	15.017	344
OUTRAS RECEITAS	23.416	5.834
<b>RECEITA LÍQUIDA de ICMS</b>	<b>1.109.603</b>	<b>1.051.252</b>
(-) RGR	(19.614)	(17.583)
(-) PIS / COFINS	(55.054)	(47.141)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.034.935</b>	<b>986.528</b>

Fonte: Press Release do primeiro trimestre de 2003 divulgado pela companhia em sua homepage – [www.light.com.br](http://www.light.com.br)

## 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os anos 90 marcaram a reestruturação do setor elétrico brasileiro, permitindo-o funcionar de forma mais competitiva e desverticalizada. O processo de privatização do setor, incentivado pelo PND a partir de 1989, e a criação de novos agentes reguladores foram fundamentais nesse processo de reestruturação.

Este novo modelo, porém, mostrou-se inadequado e pouco eficiente. A falta de investimentos públicos e privados em geração foi um dos motivos que levou o país, em 2001, a entrar na maior crise de abastecimento energético de sua história. O modelo vigente não foi capaz de possibilitar resultados positivos para consumidores, para o país, nem tampouco para as empresas distribuidoras do setor elétrico.

Com a abertura do mercado brasileiro de energia elétrica, grandes *players* internacionais entraram no Brasil, de forma que o setor de distribuição ficou quase todo nas mãos de grupos estrangeiros. Empresas como a EDF (francesa), a El Paso, a Enron e a AES (americanas), a Endesa e a Iberdola (espanholas), a Tractebel (belga), e a EDP (portuguesa), entre outras, tornaram-se acionistas de empresas distribuidoras no Brasil.

O fato é que as empresas distribuidoras têm apresentado resultados muito pouco satisfatórios, nos últimos anos, e alguns controladores estrangeiros têm declarado inclusive interesse em se desfazerem de seus ativos no Brasil. Todas as empresas citadas tiveram elevações nas suas exposições ao risco, conforme divulgado por agências internacionais de *rating*.

A mudança no padrão de consumo dos consumidores, verificada após o término do período do racionamento, somada à desvalorização do Real ao longo de 2001 e 2002 e ao fraco desempenho da regulação no setor elétrico, comprometeu muito o desempenho das empresas distribuidoras. Apresentar dívidas elevadas (grande parte delas exposta à variação cambial), alto índice de perdas de energia, e prejuízos constantes nos últimos exercícios, tem sido fator comum em quase todas as empresas pesquisadas.

Outra prática comum das empresas do setor tem sido o corte de pessoal, observado desde o período de privatização até os dias de hoje, o que, nos atuais níveis de desemprego do país, contribui ainda mais para uma propagação da crise no Brasil. Considerando o período de 1998 a 2001, 26% de todos os funcionários do setor elétrico foram dispensados.<sup>29</sup>

O panorama fica ainda mais preocupante quando levamos em conta o fato de as tarifas terem sofrido aumentos reais nos últimos anos, significativamente acima dos índices de inflação (IGP-M e IPC, por exemplo) e que ainda se fazem necessários grandes investimentos tanto nos setores de distribuição e transmissão, como no de geração.

Desta forma, torna-se imprescindível que o novo governo volte suas atenções para o setor elétrico brasileiro com urgência. O Brasil, segundo estudo recente do Banco Mundial, dentre os países emergentes, é visto com bons olhos pelos investidores internacionais. As mudanças regulatórias, portanto, têm que ser feitas de forma clara e transparente, possibilitando segurança aos investidores, para que se concretizem, de maneira eficiente, as Parcerias Público-Privadas (PPP) entre governo e empresários.

Certamente, a tarefa de regular um setor complexo como esse, com a presença de grandes grupos internacionais, não é fácil. Por outro lado, se considerarmos que todos os agentes envolvidos nesse processo não estão satisfatoriamente atendidos, resta-nos acreditar que a tendência é de que o setor elétrico brasileiro possa retomar seu crescimento, a partir de

---

<sup>29</sup> Tolmasquim, M., Oliveira, R., Campos, A. *As empresas do setor elétrico brasileiro*, Rio de Janeiro, 2002.

uma estrutura baseada no planejamento de longo prazo, em investimentos públicos e privados e no bom desempenho da regulação.

### **Referências bibliográficas:**

Site da ANEEL – [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

Site do Ministério das Minas e Energia – [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)

Site da Bolsa de Valores de São Paulo – [www.bovespa.com.br](http://www.bovespa.com.br)

Site da Eletrobrás – [www.elektrobras.gov.br](http://www.elektrobras.gov.br)

Site da ONS – [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

Site do BNDES – [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br)

Site do Globo – [www.oglobo.com.br](http://www.oglobo.com.br)

Site da CVM – [www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)

Site do Valor – [www.valor.com.br](http://www.valor.com.br)

Site da Gazeta Mercantil – [www.investnews.net](http://www.investnews.net)

Site da Light – [www.light.com.br](http://www.light.com.br)

Site [www.brasilenergia.gov.br](http://www.brasilenergia.gov.br)

Site do MAE – [www.mae.gov.br](http://www.mae.gov.br)

IFE–Informativo Eletrônico dae empresas do SEE [www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras](http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras)

Economática

Revista Época – Edição de 13 de janeiro de 2003.

Jornal do Brasil – Diversos exemplares

Jornal O Globo – Diversos exemplares

Gazeta Mercantil – Diversos Exemplares

Jornal Valor Econômico – Diversos exemplares

Jornal Folha de São Paulo – Diversos exemplares

Unibanco – Relatórios dos analistas do setor elétrico

Pactual - Relatórios dos analistas do setor elétrico

Santander - Relatórios dos analistas do setor elétrico

Relatórios Anuais das companhias do setor elétrico disponibilizados no site da CVM.

Relatórios de Progresso números 2,3 e 4 do Comitê de Revitalização do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Tolmasquim, M., OLIVEIRA, R., CAMPOS, A. As empresas do setor elétrico brasileiro, Rio de Janeiro, 2002.

Panorama do setor de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 1988. Centro da Memória da Eletricidade.

BARBALHO, Arnaldo Rodrigues. Energia e Desenvolvimento no Brasil. Memória da Eletricidade, 1987.