



UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENERGIA

UM NOVO MODELO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

1ª versão

Ildo Sauer *

Nem os erros do passado,
nem o desastre do presente:
um outro futuro é possível

(*) Colaboraram Sonia Seger, José Paulo Vieira, José Luiz Juhas, Carlos Augusto Ramos Kirchner, Luiz Tadêo Siqueira Prado, Joaquim Francisco de Carvalho, João Eduardo Lopes, Dorival Gonçalves Júnior.

São Paulo
Dezembro de 2002

UM NOVO MODELO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Apresentação	
1. Antecedentes	1
1.1. Retrospecto histórico – o contexto para a mudança	1
1.2. Os problemas do modelo – porque mudar	9
1.3. Elementos do Debate Internacional Sobre Modelos e Reestruturação	17
2. O Modelo proposto para o Brasil	24
2.1. Princípios	24
2.2. A retomada do planejamento	25
2.3. A nova estrutura setorial e seu funcionamento	29
2.3.1. O Ministério de Minas e Energia	31
2.3.2. Estrutura e operacionalização do <i>Pool</i>	32
2.3.2.1. Planejamento da expansão	35
2.3.2.2. Comercialização	36
A) Contratos	37
B) Remuneração	38
2.3.2.3. Operação	39
2.3.2.4. Desenvolvimento energético	40
A) Eficiência energética, conservação de energia, energias renováveis	41
B) Universalização do acesso e inclusão social – contribuição do setor energético – subsídios ou renda de cidadania?	42
2.4. Regulação e Controle Social	47
2.4.1. Regulação	48
2.4.2. Controle social	49
2.5. A crise de sobra de energia e a implantação do <i>major buyer pool</i> : transição e estimativa de custos	50
2.5.1. Antecedentes da crise de sobra de energia	50
2.5.2. Alternativas propostas para absorção das sobras	51
2.5.3. O <i>pool</i> , as sobras de energia assegurada e as termelétricas	52
2.5.4. Detalhamento para as empresas	55
3. Base Jurídica para a mudança do modelo	58
3.1. Introdução	58
3.2. Conceito de serviço público	61
3.3. Fragilidades jurídicas do atual modelo	66
3.4. Consumidores livres	70
3.5. Produtores independentes de energia	73
3.6. Comercializadores	77
3.6. Planejamento determinativo para o serviço público	78
Anexos	
A.1. As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: o Acordo geral e as compras emergenciais de energia	
A.2. A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro	
A.3. Planejamento energético – questões e alternativas	
A.4. Uma política energética nacional	
A.5. Energia assegurada vinculada aos contratos iniciais	
A.6. Energia Assegurada dos Contratos Iniciais e Similares	
A.7. Estimativa dos montantes de energia assegurada dos contratos bilaterais	
A.8. Previsão de Expansão da Geração	
A.9. Evolução do Mercado de Energia no Sistema Interligado	
A.10. Evolução das Energias Asseguradas - Sistema Interligado Nacional	
A.11. Sobras de energia	

APRESENTAÇÃO

Esta proposta “um novo modelo para o setor elétrico brasileiro”, submetido ao debate da Sociedade e à consideração do novo governo, é o resultado de um esforço empreendido na linha de pesquisa de Análise Econômica e Institucional de Sistemas Energéticos do Programa Interunidades (IEE-EP-FEA-IF) de Pós-graduação em Energia da USP (PIPGE-USP), através da análise e acompanhamento dos processos de reestruturação dos Setores de Infra-estrutura, e de Energia em particular, em curso em diversos países, especialmente no Brasil, ao longo da última década. Foram importantes também os debates desenvolvidos em seminários, congressos e cursos nas Universidades, Assembléias Legislativas, Congresso Nacional, Sindicatos, Federações, ILUMINA, CEEMA, MAB, o Fórum de Defesa dos Consumidores de Energia e outras organizações sociais. Embute, assim, a contribuição de colegas professores, pesquisadores e alunos do PIPGE-USP e se beneficiou da oportunidade de interação com todos os segmentos sociais. De modo particular, foram relevantes os debates e contribuições aportados ao longo do processo de elaboração da proposta de Programa de Governo para o Setor Elétrico, no Instituto Cidadania. Também foi significativa a interação realizada, em torno do tema, com os setores financeiro, industrial, de serviços e com os trabalhadores, especialmente da FNU, SINERGIA e FUP.

Colaboraram diretamente, para a elaboração e redação final, sendo seus co-autores: Sonia Seger, José Paulo Vieira, José Luiz Juhas, Carlos Augusto R. Kirchner, Luiz Tadêo S. Prado, Joaquim Francisco de Carvalho, João Eduardo Lopes, Dorival Gonçalves Júnior. Contribuíram também, através de debates, comentários e revisões, Cláudio Scarpinella, Rogério da Silva, Eduardo de Arruda Sampaio, Sérgio Barillari, Luiz Fernando Vieira, Maria Odette de Carvalho, Riolando Longo, Hélio Rech, Cláudio Paiva de Paula.

Para o aprimoramento desta proposta, em processo de evolução e construção, serão bem-vindas as críticas, sugestões, e comentários.

Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP,
Dezembro de 2002.

ILDO LUÍS SAUER
illsauer@iee.usp.br

1. Antecedentes

1.1. RETROSPECTO HISTÓRICO – O CONTEXTO PARA A MUDANÇA

A liberalização econômica do setor elétrico brasileiro, que ficou conhecida como sua “reestruturação”, inseriu-se no âmbito do antigo Programa Nacional de Desestatização (PND), representando um dos mais importantes eixos para a política de reforma institucional e ajuste econômico, nos moldes exigidos pelo Fundo Monetário Internacional, desenvolvido na esfera de governo federal na década de 1990 - e descentralizado de forma sistemática, em certo sentido, para os estados da federação. Almejado desde o governo Collor de Mello, o processo de reestruturação do setor elétrico ganhou ímpeto e urgência no primeiro governo Fernando Henrique Cardoso, vindo a representar, por suas ambiciosas metas, praticamente o carro-chefe do programa de desestatização daquele governo.

Sob a justificativa da crise institucional e econômica do Estado brasileiro, e com base em argumentos tais como ampliação do atendimento com maior qualidade e menores tarifas, idealizou-se uma profunda e radical quebra de paradigma setorial, com a adoção de um modelo baseado em: desverticalização da indústria, distinguindo-se segmentos monopolistas (regulados) – transmissão e distribuição - e não monopolistas – geração, comercialização; privatização, e instituição de um modelo comercial baseado em comportamento competitivo dos agentes, e regulação técnica e econômica (independente) das atividades do setor. Conquanto não representasse a única alternativa, teórica ou operacional, para enfrentar os problemas que ocorriam e, tampouco, a forma mais adequada às características do sistema elétrico brasileiro, este modelo foi implementado, desconsiderando as manifestações contrárias ao longo do processo.

Situando o marco inicial da reforma em 1993, ano da promulgação da Lei 8.631¹, ou em 1995, ano da regulamentação das concessões do serviço público² e do início das privatizações no setor, fato é que, em menos de uma década, os resultados alcançados pela pretensa reestruturação não apenas foram pífios, do ponto de vista macroeconômico, como redundaram em prejuízos concretos à economia do país e à população, sobretudo a de mais baixa renda. De um ponto de vista objetivo podem-se destacar, logo de início, os baixos valores alcançados na venda das concessões³, diante do valor econômico das empresas; a perda da qualidade dos serviços, com a dispensa maciça de corpos técnicos amplamente qualificados em décadas de formação do setor; o aumento progressivo das tarifas, sobretudo no segmento residencial (Figura 1), favorecendo a ampliação da exclusão, e, por fim, a queda acentuada dos investimentos em expansão e manutenção dos sistemas de geração e distribuição, tanto por aspectos concernentes às características da política econômica adotada (investimentos como déficit público), como pela alegação de falta de atratividade, mediante os excessivos riscos da prestação desses serviços no país. Do ponto de vista

¹ Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

² Lei 8.987/95 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

³ Ver também: Sauer *et al.* **A privatização da CESP: consequências e alternativas**. 2ª edição. Campo Grande: Editora da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, 2000.

estratégico, a perda foi ainda maior, com a renúncia, pelo Estado, de seu papel de planejador e orientador de políticas em um setor de vital importância para o desenvolvimento social e econômico do país.

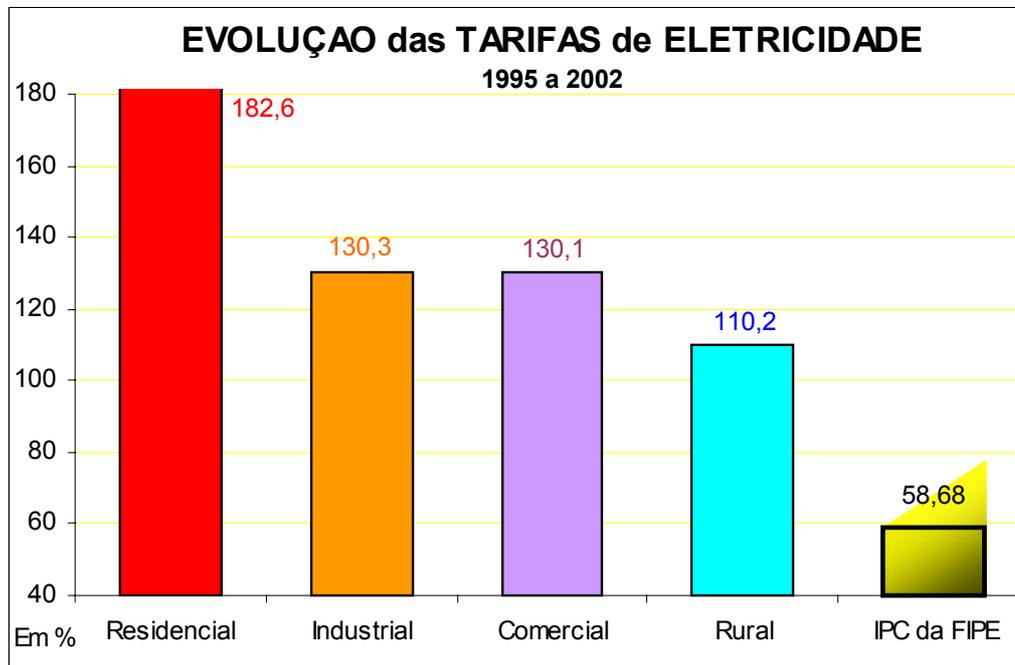


Figura 1 – Evolução das tarifas de eletricidade – Brasil – 1995 a 2002.
Fonte: www.aneel.gov.br/TarifasPraticadas e www.fipe.com

Após quase uma década de reformas, as promessas de ampliação de oferta, qualidade, confiabilidade e preços compatíveis com a realidade não se realizaram. Ao contrário disso, a exacerbação de um ambiente de incerteza e falta de regras claras, diante de um precipitado processo de desverticalização e privatização já, então, em curso, levou, entre os anos de 2001/2002, a um racionamento de 25% do consumo de eletricidade, sob condições hidrológicas normais (3 anos com afluências acima da média e 2 abaixo da média), que afetou o crescimento econômico e as condições de vida de toda a sociedade⁵ abaixo.

Como consequência das medidas introduzidas no âmbito da questão tarifária desde o movimento preparatório para as privatizações que se seguiriam, a partir de 1995^{4/8} abaixo, perdeu-se, progressivamente, a lógica de estímulo ao desenvolvimento social e econômico, proporcionado por políticas de subsídios regionais, setoriais e de redistribuição de renda sem compensações afirmativas. O aumento do preço do insumo favoreceu a perda de competitividade nos setores produtivos e o aumento de inadimplência e do déficit social junto à população. Os dados da Figura 3 comprovam que o grande beneficiário dos “ajustes” tarifários do modelo liberalizante foi o segmento maciçamente privatizado da indústria elétrica, a

⁴ Além da desigualdade tarifária, que removeu os subsídios regionais, distinguem-se três movimentos no sentido de reduzir os benefícios sociais proporcionados pela política tarifária então em vigor: a) mudança nos critérios de enquadramento dos beneficiários de tarifas sociais e criação da categoria de **baixa renda**; b) redução do nível de desconto por classe de consumo residencial e, c) remoção da progressividade e redução do limite superior de consumo que propiciava a concessão dos descontos. Para detalhes ver Sauer, I.L., 2002 *In*: Branco, 2002.

distribuição, que amealhou grande parte dos mais de R\$13 bilhões extraídos da sociedade brasileira através de aumentos superiores à inflação (mais de 100% para a classe residencial, e de 50% para indústria e comércio, cf. Tabela 1 e Figura 2).

Tabela 1 – Simulação de sobre-receita derivada de aumentos tarifários acima da inflação – Brasil - 1995 a 2002

Classe de consumo	Tarifa média* (R\$/MWh)		Variação (%)	Consumo em 2001** GWh	Tarifa de 2002***	Sobre-receita R\$ Bi/ano
	1995	2002				
Residencial	76,26	209,08	174,2	73.770	121,01	6,5
Industrial	43,59	95,5	119,1	122.629	69,17	3,2
Comercial	85,44	184,45	115,9	44.517	135,57	2,2
Rural/outros	55,19	117,98	136,0	42.880	87,57	1,7
Total	59,58	142,38	139,0	283.796	94,54	13,6

Fonte: (*) ANEEL. Médias dos anos de 1995 e 2002 (até novembro); (**) Eletrobrás. Nota: (***) Caso corrigida apenas pelo índice de inflação (IPC-FIPE, de aproximadamente 58,7%, no período).

O efeito perverso da alteração da sistemática tarifária, e conseqüentes aumentos, é mostrado nas tabelas 2 e 3, que apresentam índices de variação da tarifa para duas concessionárias, nos segmentos baixa renda e convencional. Como revelam os fatos, o segmento de baixa renda foi, proporcionalmente, o grande prejudicado pelas mudanças.

Tabela 2 – Aumentos residenciais da eletricidade – Eletropaulo - jun/94 a jul/02

Faixas de consumo	Para consumidores que permanecem na classificação "baixa renda" (%)	Para consumidores que perderam a condição de "baixa renda" (%)
Até 30 kWh	332,6	1.171,8
De 31 a 100 kWh	194,2	404,5
De 101 a 200 kWh	144,7	179,8

Fonte: ANEEL. Nesse período o IPC/FIPE variou 103,2%.

Tabela 3 – Aumentos residenciais da eletricidade – Light - jun/1994 a nov/2002

Faixas de consumo	Para consumidores que permanecem na classificação "baixa renda" (%)	Para consumidores que perderam a condição de "baixa renda" (%)
Até 30 kWh	378,2	1.306,0
De 31 a 100 kWh	244,1	490,1
De 101 a 140 kWh*	204,1	247,7

Fonte: ANEEL. No período o IPC/FIPE variou 110,9%. (*) Até 1995 o limite superior era de 200kWh.

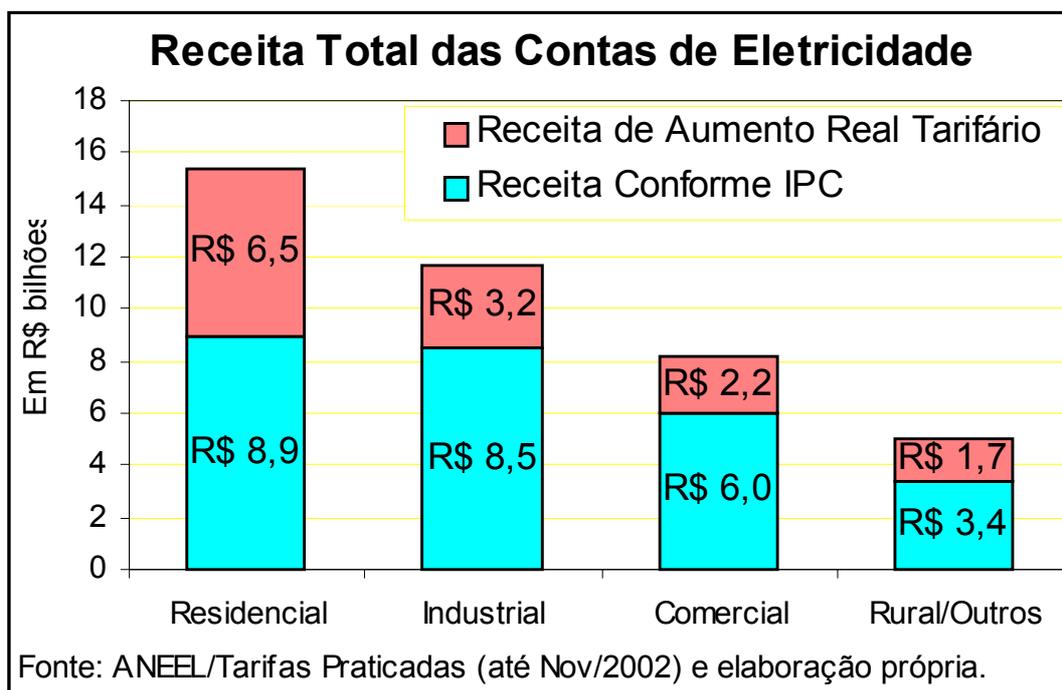


Figura 2 - Simulação de sobre-receita derivada de aumentos tarifários acima da inflação - Brasil - 1995 a 2002.

A evolução das tarifas médias de suprimento e fornecimento (figura 3) e da relação suprimento/fornecimento evidencia que as margens auferidas pelas distribuidoras aumentaram ininterruptamente no período entre 1994 e 2000, pois o peso percentual da tarifa de suprimento em relação à de fornecimento decresceu, ao longo do período considerado. Parte dos aumentos decorre de novos encargos, impostos, taxas e contribuições associadas ao modelo.

Outra consideração importante deriva do fato de que os valores apresentados referem-se a tarifas de geração estabelecidas com base na energia dita "velha", praticamente amortizada e, portanto, com custos de produção relativamente baixos. O prosseguimento da implementação do modelo tal como é hoje certamente redundaria numa explosão geral das tarifas, distribuição e geração, quando os preços do suprimento fossem trazidos a valores atuais de mercado, balizados pela energia "nova", térmica, mais cara.

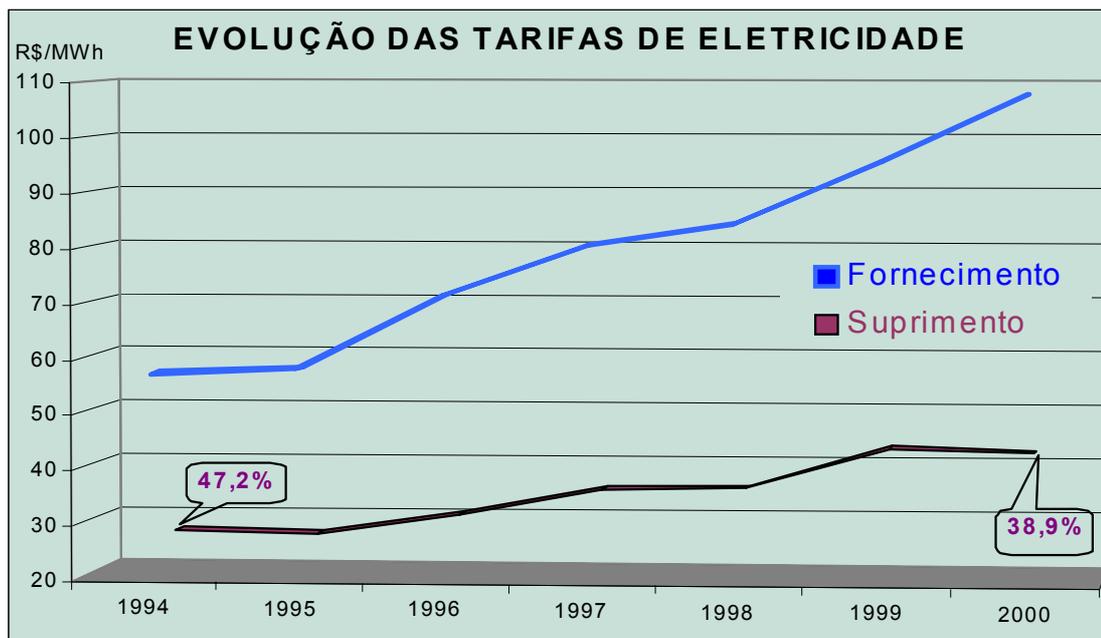
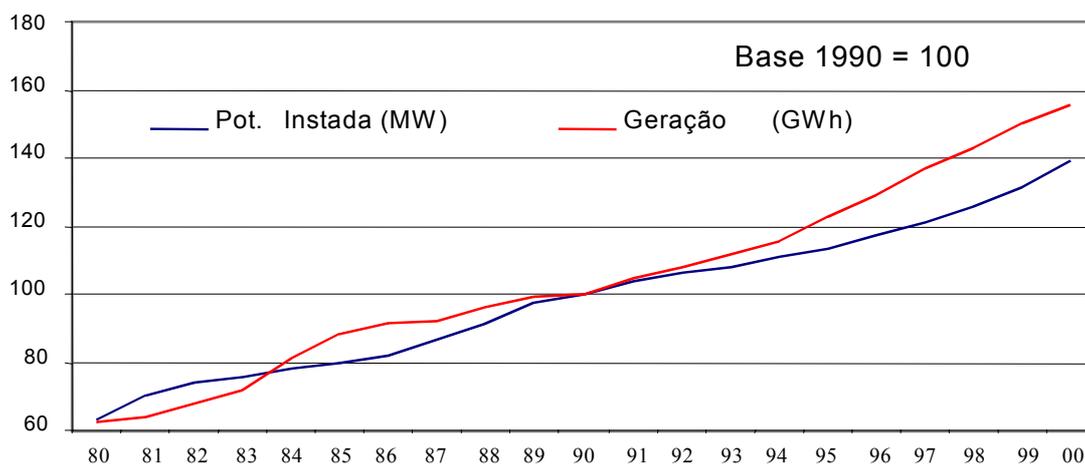


Figura 3 – Evolução das tarifas de eletricidade – suprimento e fornecimento – Brasil – 1994 a 2000.
 Fonte: CCPE/CTEM/Eletróbrás – Tarifas Médias do Mercado de Energia Elétrica.

O “seguro-apagão” (Anexo 1), cerca de R\$6 a 7 bilhões, o repasse das compensações outorgadas a distribuidoras e geradoras por supostos prejuízos decorrentes da redução de consumo causada pelo racionamento, e a renda decorrente dos aumentos acima da inflação, resultaram em ganhos consideráveis. Um ônus pesado, a considerar que o usuário foi punido pela restrição do consumo, e por pagar pela energia não consumida o triplo de seu preço normal.

Embora para seus idealizadores as causas da escassez de energia enfrentada pelo país tenham-se devido à inconclusa implementação do modelo vigente, dada a permanência de grande parte da geração sob gestão estatal, ou a causas naturais, como a estiagem, a falta de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica foi o motivo real. No período 1991-2000 a demanda de energia cresceu em média 4,1% ao ano, enquanto a oferta cresceu apenas 3,3% (figura 4). A defasagem entre oferta e demanda se acentuou a partir de 1995, superando os 10% acumulados na década. A questão é clara: faltou expansão. A capacidade total de reserva se expandiu abaixo do necessário, devido à falta de investimento em produção de energia (usinas). Por um lado, as empresas estatais foram impedidas de investir, como parte do cumprimento dos acordos do país com o FMI, por outro, o capital privado que aqui aportou investiu preferencialmente, com a anuência do governo, em capacidade existente, agregando pouquíssima nova capacidade ao sistema



Período	% Cap. Instalada	% Consumo
1981-1990	4,8	5,9
1991-2000	3,3	4,1

Figura 4 – Capacidade instalada x Consumo – Brasil – 1980 a 2000.

Fonte: SIESE, Eletrobrás. In: Risso, A, 2000.

Diante desse cenário, a fim de atender à demanda crescente, entre 1994 e 2000, os reservatórios foram progressivamente deplecionados. Não obstante os argumentos de que a crise de abastecimento deveu-se a uma seca sem precedentes, as afluências dos anos hidrológicos 2000 e 2001 ficaram, respectivamente, apenas 12% e 5% abaixo da média histórica, oscilações que seriam perfeitamente gerenciáveis caso a operação do sistema hidráulico fosse feita de acordo com os fundamentos para os quais ele foi projetado e construído. E ressaltando-se: cujos custos de construção e operação eram adequadamente refletidos pelas tarifas pagas pelos consumidores. Perdeu-se, concomitantemente, a confiabilidade dos sistemas de geração de eletricidade, mantida através do estoque estratégico de energia sob a forma de água reservada.

Na região Sudeste, cujos reservatórios representam 68% da capacidade de armazenamento do país, até 1993 verificava-se mais de 95% da capacidade preenchida, em todos os anos, ao final do período chuvoso. Em 2001, no final do período de chuvas, ficaram abaixo de 34%, resultado eloqüente do fracasso da implementação do novo modelo setorial. O estoque do Sudeste, foi continuamente consumido a partir de 1995, até ser reduzido ao patamar inédito de 19% em novembro de 1999 (figura 5). Tal situação, que mereceria providências imediatas, assistiu inerte ao advento do período chuvoso (final de 1999, início de 2000) com o qual normalmente há uma recuperação dos níveis dos reservatórios, servindo ao pretexto do adiamento das providências para o 2º semestre do ano 2000. Todavia, precipitações acima da média a partir de setembro/2.000, ensejaram nova postergação das imprescindíveis decisões, sob a minimização da transparência quanto à crítica situação do setor, que foi afinal denunciada pelo fim do período chuvoso, em março/abril de 2001. O vertiginoso aumento do déficit de capacidade instalada de geração e transmissão era do conhecimento das empresas concessionárias que preferiram, junto com as autoridades do setor elétrico, apostar que os próximos períodos chuvosos recuperariam os níveis dos reservatórios, mascarando a real situação,

possivelmente até na expectativa de se aproveitar das oportunidades de negócios que tal condição proporcionaria⁵.

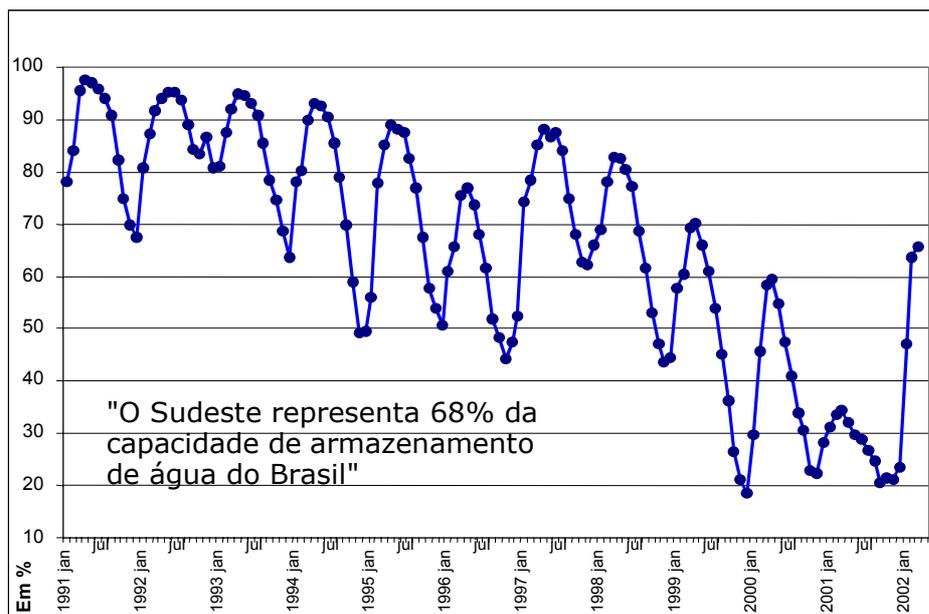


Figura 5 – Nível dos reservatórios do Sudeste – 1991 a 2002.
 Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS) / Deck NEWAVE

O mesmo descompasso ocorreu com a transmissão, como ficou evidente nos *blackouts* de 1999 e 2002. No fim de 2000 e início de 2001, a água vertida em excesso (que deixa o reservatório da usina sem gerar energia) em Itaipu poderia ter aliviado a crise, pois teria possibilitado uma economia nos demais reservatórios do Sudeste. A falta da 3ª linha de Itaipu inviabilizou esta solução. A energia importada da Argentina, 1 GW, também não foi utilizada como poderia, por falta de capacidade de transporte (transmissão) de eletricidade do Sul ao Sudeste.

Após seis anos de postergação dos investimentos em nova capacidade de geração e transmissão, a situação de crise e ameaça de racionamento se concretizaram, no início de 2001. Devido às características intrínsecas ao modelo e à condução das reformas, o setor energético voltou a ser, 50 anos depois, um importante gargalo ao crescimento do país. Para a sociedade, a energia mais cara é aquela indisponível, o déficit. Mais do que chuva, faltou política e ação para fazer cumprir a legislação, pelos agentes públicos e privados, na área de energia, no Brasil, deflagrando uma crise anunciada⁶.

Há sete anos não há regulamentação estável e indefinições fundamentais persistem. A alteração do regime tarifário de **custo do serviço** para **preço-teto incentivado**, com **reajustes** e **revisões** periódicos, divisão da tarifa em **parcelas** de **custos administráveis (A)** e de **custos não administráveis (B)**, e aplicação do **fator X**, através do qual se repassariam à sociedade os ganhos de produtividade apropriados

⁵ Para detalhes, ver: Sauer *et al.* **O Racionamento de energia elétrica decretado em 2001: estudo das causas e responsabilidades e análise das irregularidades e dos inícios de improbidade na compra de energia emergencial e nas compensações às concessionárias**. Relatório técnico. São Paulo, 2001.

⁶ Para detalhes, ver: Sauer, I.L. **Colapso energético no Brasil e alternativas futuras**. In: BRASIL. Câmara dos Deputados. **Colapso energético no Brasil e alternativas futuras**. Brasília: Câmara dos Deputados, Coordenação de publicações, 2001. Seminário realizado no dia 14 de junho de 2000, pelas comissões de Minas e Energia e de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias.

pelas empresas nos períodos entre revisões, introduziu novas dificuldades, custos e incertezas, criando e ampliando riscos regulatórios, afetando diretamente as perspectivas de investimentos no setor. Na prática, a regulação tarifária continuou impregnada de conteúdo político, de disputa por apropriação de renda. Os conflitos se mantêm os mesmos da regulação pelo custo do serviço: qual a base de capital adequada e qual a sua remuneração.

Hoje, o Brasil não dispõe de uma política energética, perdeu sua capacidade de planejamento de longo prazo e corre o risco de perder, também, a grande vantagem comparativa que o potencial hidrelétrico pode proporcionar. Em termos energéticos, essa vantagem representa, com a capacidade instalada hoje, e a quantidade de energia hidráulica correspondente produzida (300 TWh), o equivalente diário à produção de cerca de um milhão e meio de barris de petróleo⁷. A diferença é que estes "poços", que produzem um e meio milhão de barris de petróleo por dia no Brasil, hoje, não secam! Sem considerar o potencial ainda não explorado, capaz de, guardadas as devidas ressalvas, triplicar esse montante, a um custo inúmeras vezes menor que o custo de exploração do petróleo ou de outras fontes fósseis, não renováveis, proporcionado pelas características das quedas d'água.

Por fim, o modelo, tal como se apresenta hoje, potencializa a exclusão social, direta e indiretamente, seja pelo desinteresse em facultar o acesso às estruturas de fornecimento do serviço às parcelas de "baixa atratividade" e/ou pela dificuldade crescente em permitir que se mantenham estes segmentos da população solventes, por seus próprios recursos, ou pelo prejuízo causado à economia como um todo, quando da falta de qualidade e/ou de confiabilidade na prestação dos serviços de eletricidade. Além dos ônus impostos pelos crescentes aumentos tarifários impostos desde o início da reestruturação do setor, a figura 6 revela a gravidade do déficit social no setor elétrico, ao qual se agregam outras demandas não resolvidas.

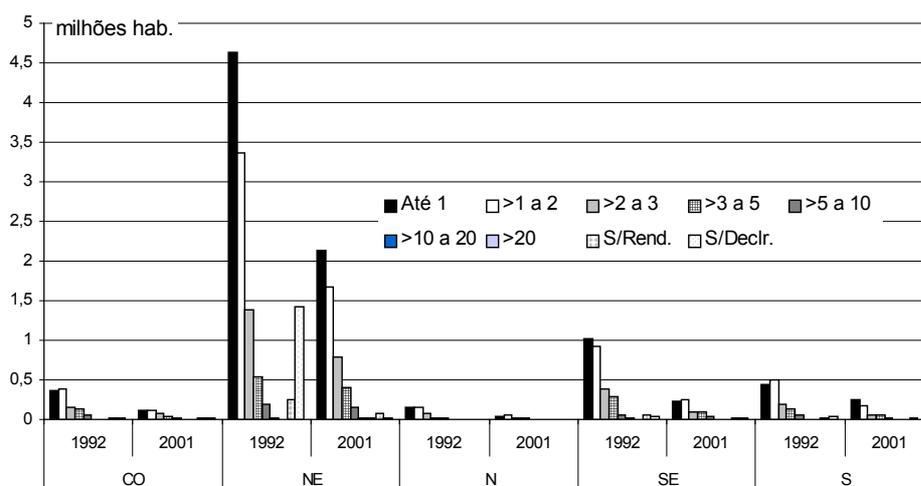


Figura 6 – Moradores em domicílios particulares permanentes por classe de rendimento mensal familiar em salários mínimos – Total SEM iluminação elétrica - Grandes regiões – 1992 e 2001.
Fonte: IBGE, 2002.

⁷ Considerando 1,73 MWh/barril; produção anual aproximada de 300 milhões de MWh e eficiência de conversão aproximada de 35%.

Em síntese, o que se nota é que a reforma do setor elétrico não liberou os esforços governamentais no sentido de priorizar recursos para a área social. Muito ao contrário, o que se constatou foi uma intervenção governamental intensa na arbitragem de conflitos, na emissão de centenas de atos no contexto de um marco regulatório incessantemente instável, bem como sob diversas formas de socorro financeiro às concessionárias.

1.2. OS PROBLEMAS DO MODELO – PORQUE MUDAR

Diante do colapso do modelo setorial ainda vigente e da persistência dos motivos que originaram a necessidade de reforma, o marco regulatório necessita tornar claro o que é serviço público — atendimento das necessidades de energia elétrica dos consumidores cativos — e o que não é, ou seja, atividade econômica de exploração dos serviços de energia pelos produtores independentes ou para uso próprio. As bases de um novo modelo setorial devem partir do questionamento: (i) da viabilidade da competição em torno de um produto homogêneo e indiferenciado com altos custos fixos (energia elétrica), agravada, no Brasil, pelas afluências hidrológicas sujeitas a profundas variações ao longo do tempo; (ii) da capacidade de auto-regulação, pelo mercado, que viabilize a expansão dos sistemas elétricos.

As dúvidas acerca da viabilidade e efetividade da competição como instrumento de melhoria da qualidade e de redução de preços no caso da prestação de serviços de eletricidade são relevantes⁸. Questiona-se, com base nas prescrições da teoria econômica e na análise de casos, a viabilidade da competição em indústrias produtoras de bens ou serviços homogêneos e indiferenciados sob condição de altos custos fixos. Trata-se, exatamente, da situação do setor elétrico. Não se pode diferenciar o produto, no caso, o fluxo elétrico, o kWh, pela origem (térmica, hidráulica, nuclear, usina nova ou antiga), nem pela reputação dos produtores. Quanto aos custos fixos, especialmente no caso das usinas hidráulicas, novas ou privatizadas, representam a porção mais significativa dos dispêndios totais. Uma vez realizados os investimentos, poucas são as possibilidades de reduzir custos atuando apenas na operação e na gestão, incluindo a aquisição de combustíveis. Como estratégia, resta a atuação, por diversos mecanismos, sobre o controle da oferta de energia e/ou sobre seus preços. Encontram-se registrados muitos casos relevantes desse tipo de comportamento anticompetitivo, tais como os de manipulação do preço do milho e o da desregulamentação dos transportes aeroviários, nos Estados Unidos; e os mercados atacadistas de eletricidade, na Inglaterra, Argentina e Califórnia. Num quadro de escassez da oferta e demanda reprimida, como o do Brasil, as oportunidades de abuso de poder de mercado, através de manipulação de preço ou de oferta, podem assumir dimensões inusitadas⁹.

As figuras 7 e 8 apresentam o histórico da energia natural afluente para as regiões Sudeste (fig. 7), Norte, Nordeste e Sul (fig. 8). Analisando os dados da região Sudeste, cujos reservatórios, como mencionado, representam 68% da capacidade de acumulação do país, tem-se que o

⁸ De: SAUER, I.L. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas. In: BRANCO, A.M. **Crise de desenvolvimento e crise de energia: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

⁹ Ver também: COYLE, E. **Price discrimination, electronic redlining, and price fixing in deregulated electric power**. Washington: American Public Power Association, janeiro de 2000.

equivalente energético da precipitação do ano mais chuvoso, 1983, seria cerca de 48 mil MW_{médios}. Este número representa o potencial máximo, dadas as condições hidrológicas, até o momento. Entretanto, a probabilidade de ultrapassar os 35 mil MW_{médios}, no Sudeste, é inferior a 8%. A maior parte das ocorrências situa-se entre 24 mil e 34 mil MW_{médios}, ou seja, existe uma variação inerente ao sistema, em função da hidrologia, de cerca de 10 mil MW_{médios}, ou cerca de 87 TWh, o equivalente à produção de Itaipu, praticamente. Se os preços da energia são orientados pela oferta, a partir de mecanismos de mercado, o raciocínio desenvolvido mostra que, obviamente, o processo de estabelecê-los torna-se uma aposta arriscada.

No Brasil, num regime de mercado competitivo de curto prazo, as características particulares do sistema resultam em acentuada volatilidade de preços, não se prestando a orientar os elevados investimentos exigidos para expandir a geração de energia no país. Além disso, as incertezas criadas por um arcabouço regulatório instável, frágil e mal aplicado, incrementam a percepção de risco do agente individual, que exigirá altas taxas de retorno para efetuar investimentos. Sem sombra de dúvida, pode-se afirmar que o modelo de **competição no mercado** não atende e não será capaz de atender às necessidades do setor elétrico brasileiro. Os fatos recentes comprovam a afirmativa.

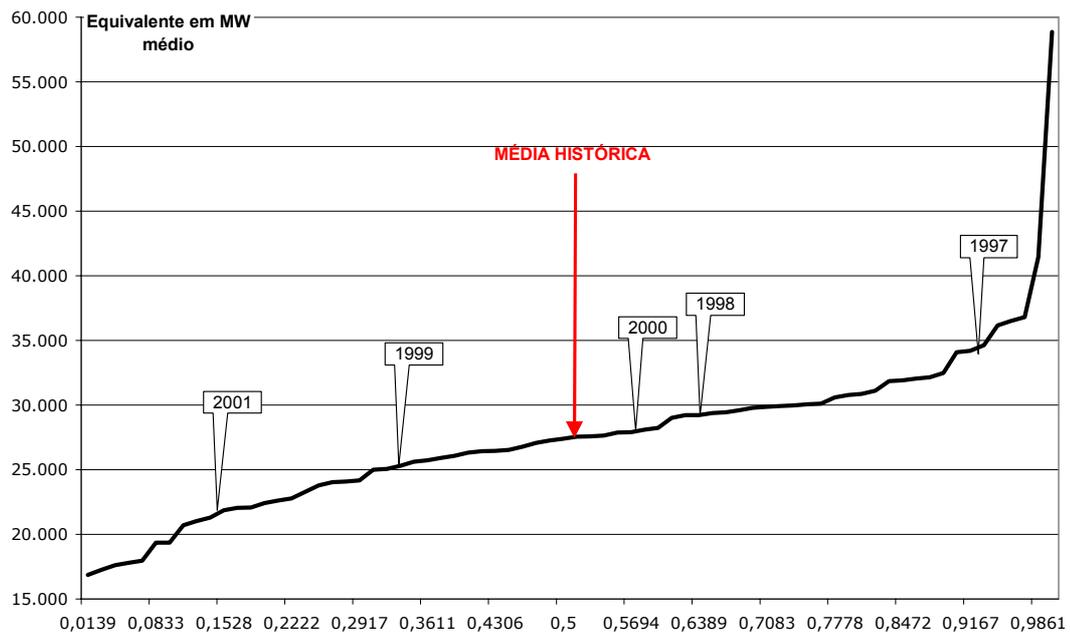


Figura 7 – Curva de Permanência das Afluências da região Sudeste e Centro-Oeste - Média Anual - 1931 a 2002 (Mwmedio) - Energia Natural Afluente.

Fonte: ONS – Deck do Newave.

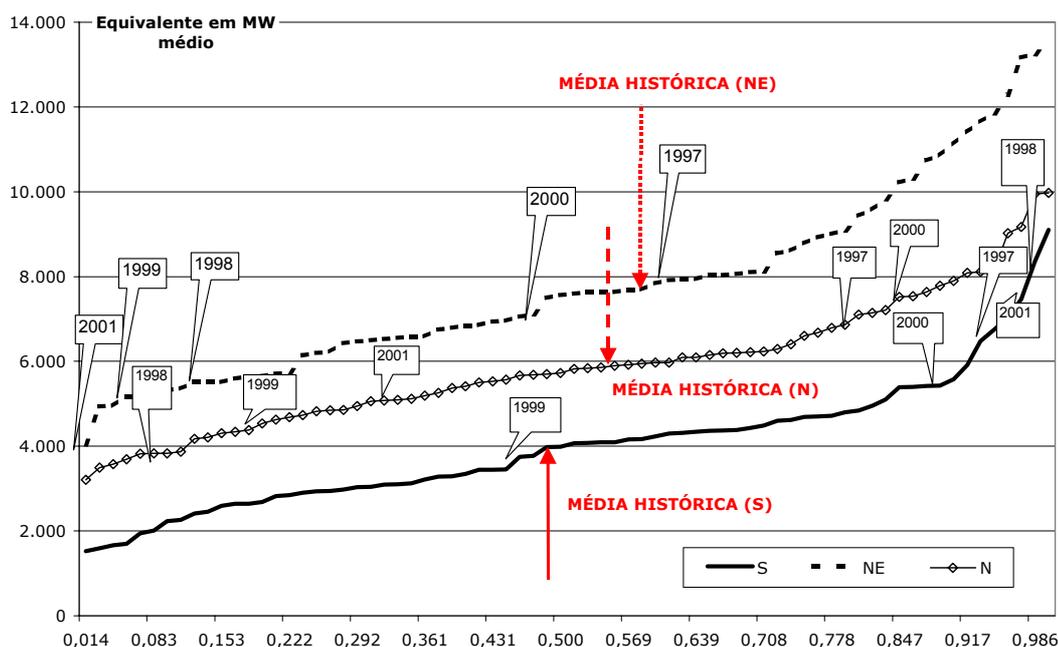


Figura 8 – Curva de Permanência das Afluências das regiões Norte, Nordeste e Sul - Média Anual - 1931 A 2002 (Mwmedio) - Energia Natural Afluente.

Fonte: ONS – Deck do Newave.

A acentuada volatilidade é atenuada pela capacidade de estocagem no Brasil que corresponde, quando cheios os reservatórios, a uma produção de cento e setenta e dois terawatts-hora, ou cento e setenta e dois milhões de MWh (tabelas 4 e 5), porém, não é inteiramente resolvida. De qualquer forma, isso corresponde, aproximadamente, à metade da energia consumida anualmente no Brasil.

Tabela 4 – Capacidade máxima dos reservatórios – Sistema interligado

	MW mês	TWh	Gwmédios.ano
SE/CO	160.884	117.445	13.407
SUL	14.793	10.799	1.233
NORDESTE	50.192	36.640	4.183
NORTE	10.693	7.806	891
BRASIL	236.562	172.690	19.714

Tabela 5 – Produção e consumo de eletricidade – Brasil* – 2000 e 2001

	2000	2001
Produção Hidráulica	304,8**	268,0**
Total	347,7	322,4
Consumo Hidráulica	304,8	268,1
Total	331,6	310,0

Fonte: Balanço Energético Nacional 2002. (*) Inclui, além do Sistema Interligado Nacional (SIN), os sistemas isolados. (**) Correspondentes, respectivamente a 39,7 e 35,8 Gwmédios.ano.

O sistema brasileiro é majoritariamente hidráulico, com participação térmica apenas em complementação. O planejamento de operação está condicionado pela aleatoriedade das afluências hidrológicas, despachando-se térmicas apenas diante da expectativa de exaustão dos reservatórios.

Apesar de constituído por empresas independentes, rateia, na proporção das capacidades de cada uma, os déficits e superávits energéticos observados na operação interligada. Igualmente, rateia por todas elas os gastos incorridos com combustíveis nas unidades termelétricas¹⁰. Em momentos de escassez de oferta, o mercado competitivo expõe os consumidores, especialmente os cativos, a enormes riscos. As salvaguardas e os mecanismos de garantia, de forma geral, além da capacidade de pressão e articulação dos agentes do mercado, permitem sua proteção, e mesmo o ressarcimento de seus prejuízos eventuais, não havendo, entretanto, garantia de benefícios ao consumidor quando ocorrerem lucros. A garantia do equilíbrio econômico e financeiro, inscrita no contrato de concessão, e o ritual dos processos de reajuste e revisão, num quadro de assimetria de informações e de poder de pressão, favorável às concessionárias, são instrumentos de proteção dos seus próprios interesses.

Uma análise das informações das figuras 7 e 8 e das tabelas 4 e 5 conduz a importantes conclusões sobre o planejamento e operação otimizados do Sistema Interligado Hidrotérmico Nacional e, acima de tudo, sobre a viabilidade de coordenação em regime de competição pela energia unitária produzida (MWh), tanto no mercado *spot* quanto no de contratos bilaterais de curto (até 2 anos) e médio (2 a 6 anos) prazos:

- A otimização econômica pressupõe a minimização dos custos de produção da energia, incluídos os de investimento de capital, operação e manutenção, perdas, combustível e do déficit.

*"No processo de produção de energia elétrica existe um risco inerente de interrupção do serviço. Este risco é explicado fisicamente pela possibilidade de falha de equipamento, pela redução da potência disponível devido à diminuição da queda útil das usinas hidráulicas e pela possibilidade de ocorrência de uma hidraulicidade mais severa do que aquela para a qual o sistema foi ou está sendo planejado. Além disso, está sempre presente a possibilidade de erro de previsão de carga. A estimativa de potência e da energia não suprida por estas razões, multiplicada pelo seu custo, constitui o que se chama de custo do déficit. Para um sistema adaptado, que evolui através de uma trajetória de expansão ótima, prova-se que o Custo Marginal de Longo Prazo é igual ao Custo Marginal de Curto Prazo. Dito de outro modo: quando a última unidade é acrescentada, o aumento de custo motivado pelo investimento é compensado pela redução de custos marginais de operação e manutenção, de perdas, de combustível e de déficit."*¹¹

- Independentemente do regime de coordenação, com maior função para o planejamento em detrimento da coordenação pelo mercado, ou vice-versa, sempre é desejável que a expansão, para atendimento da demanda prevista, se aproxime da trajetória de custos mínimos. Para um determinado risco de déficit,

¹⁰ Ver também: LIMA, W.M. *et al.* O Custo Marginal de Operação: Um Parâmetro para a Avaliação e Ajuste do Programa de Obras de Geração. In: SNPTTE, X, Curitiba, 1989 - **Anais**.

¹¹ "Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação". Empresas Concessionárias de Energia Elétrica. Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Ministério das Minas e Energia. Brasília, DNAEE, 1985.

previamente aceito, para atendimento da demanda, pode-se compor uma combinação de usinas hidráulicas e usinas térmicas. Estas usinas térmicas devem ter flexibilidade e custos de capital e de combustível determinados pela probabilidade de despacho, por sua vez, condicionada pela hidrologia.

- A análise das curvas de permanência das aflúências (1931-2002), das regiões Sudeste/Centro-oeste, Nordeste, Norte e Sul, indica que: a) repetindo-se a pior hidrologia, seriam disponibilizados, anualmente, 26,5 Gwmédios; b) em 95% dos anos, seriam disponibilizados mais de 30 Gwmédios; c) em 91,7% dos anos seriam disponibilizados mais de 32 Gwmédios; repetindo-se em todas as regiões a média histórica, seriam disponibilizados 45 Gwmédios; e, d) somente em 22,2% (100-77,8) dos anos seriam disponibilizados mais de 50 Gwmédios. Assim, a existência de um parque de complementação térmica, planejado com flexibilidade adequada de operação, atendendo ao critério de minimização de custos, por exemplo, com capacidade instalada da ordem de 20 Gwmédios, garantiria que, em 95% dos anos, existiria a capacidade de produzir 50Gwmédios (equivalentes a 438TWh de energia por ano). Mesmo repetindo-se a pior hidrologia, simultaneamente em todas as regiões, estariam disponibilizados 46,5 Gwmédios (correspondentes a 407 TWh por ano). A capacidade dos reservatórios, combinada com a operação otimizada do Sistema Interligado, aumentaria ainda mais a quantidade de energia disponibilizada, todos os anos, com o grau de confiabilidade previamente estabelecido desde que exista adequada capacidade de transmissão para interligação. Outrossim, em razão da diversidade, a análise combinada da hidrologia das regiões do País, aumentaria a confiabilidade do Sistema ou sua capacidade de disponibilizar energia com grau de segurança previamente definido.
- Porém, para a coordenação do Sistema, a questão mais relevante, embora sejam conhecidos os limites e as condições de contorno de probabilidades de cada situação energética, é a impossibilidade de se estabelecer, previamente, com segurança, quando cada situação ocorrerá. Deste fato decorre que a oferta de energia, efetivamente disponível em cada ano, será determinada pela hidrologia verificada, portanto, sujeita a aleatoriedade. Como consequência, o preço, em um regime competitivo (mercado spot e contratos bilaterais), mesmo com a atenuação proporcionada pelos reservatórios, será profundamente influenciado por um fator aleatório, mais do que por fatores de produção sujeitos ao controle, gestão e otimização pelos agentes e gestores. Assim, numa seqüência de anos hidrologicamente desfavoráveis (seqüência crítica) os preços serão extremamente elevados, prejudicando os consumidores. Em contrapartida, uma seqüência de anos hidrologicamente favoráveis implicará preços extremamente baixos, causando prejuízos aos investidores, dificultando a viabilidade de novos investimentos. A percepção de riscos, face à ausência de controle dos agentes sobre fatores decisivos, será incrementada e repassada, no final, aos

consumidores. Fundamentalmente, deste fato decorre a proposta de mudança de conceito de competição no mercado para competição pelo mercado, e, a proposta de assunção dos riscos hidrológicos e de comercialização, coletivamente pelos consumidores, através do condomínio organizado no "*major-buyer tight-pool*". Afinal, em todas as circunstâncias os riscos e incertezas acabam sendo repassados aos consumidores de forma intensificada, quer pelos preços elevados, pela ausência ou risco de ausência da energia.

Um problema inerente à liberalização dos serviços de energia elétrica no mundo inteiro consiste no abuso de poder de mercado, levando à extração de rendas extraordinárias. No caso do Brasil, além das rendas decorrentes da exploração de monopólios, o modelo propicia a apropriação da renda hidráulica, resultante da diferença entre o valor econômico da energia elétrica e o custo de produzi-la, muito inferior. Estimando-se um custo médio aproximado de geração de R\$50,00/MWh (média nacional), e um valor econômico, a preços atuais de mercado, situado em torno de R\$100,00/MWh, o diferencial resultante, R\$50,00/MWh, multiplicado pela produção anual, de cerca de 300 milhões de MWh/ano, redundando em receitas da ordem R\$15 bilhões/ano, que representam a renda em disputa no setor elétrico brasileiro, atualmente.

O aproveitamento integral dos recursos hídricos, calcado em procedimentos de gestão racional de bacias e micro-bacias é uma prática em expansão, mundialmente, diante da importância da preservação das águas, em quantidade e qualidade. O Código de Águas, concebido no Brasil no início do século XX, buscou manter a prerrogativa da gestão das águas com o poder público, tendo em vista o potencial econômico e social representado pelos rios nacionais e a temeridade de expor tal recurso à gestão exclusivamente privada, então em predomínio. As diversidades regional característica do país; as desigualdades sociais, que não permitem prescindir das oportunidades de geração de emprego e renda; a preservação ambiental e os graves problemas de saúde pública decorrentes de poluição hídrica exacerbam a necessidade de evitar os conflitos de uso. A "Lei das Águas" (lei 9.433/97), preferencialmente, preconiza que a gestão dos recursos hídricos proporcione sempre os usos múltiplos da água, priorizando, em situações de escassez, o abastecimento humano e a dessedentação animal. Entre as possibilidades de usos incluem-se controle de cheias; transporte de passageiros e cargas; irrigação; piscicultura; recreação; incentivo ao turismo; conservação do meio ambiente, e produção de eletricidade. O atual modelo do setor elétrico ignorou essa condição, que presidiu todo o período de formação do parque hidrelétrico do país como fator de promoção do desenvolvimento regional, ao prever a transferência de sistemas de geração ao setor privado, entregando, ao mesmo tempo, o direito de, dentro de suas premissas, gerir os recursos hídricos associados.

Na lógica do modelo vigente, a contradição entre a visão expressa pela política de recursos hídricos - que condiciona seu aproveitamento ao interesse coletivo, com gestão compartilhada - e os princípios e a lógica das concessões dos potenciais hidrelétricos para produção independente de energia, num ambiente concorrencial sob a hegemonia do capital financeiro,

resolve-se em favor deste. Esta condição, além de facilitar, potencialmente, graves restrições ao interesse geral, representa concretamente a apropriação privada da renda hidráulica. Um exemplo clássico do conflito de interesses consiste na própria definição de energia assegurada, que concede prioridade, no longo prazo, para a comercialização dos montantes previstos em contrato. Alterações desses montantes em função do surgimento de outras demandas (como os projetos de irrigação, no Rio São Francisco) implicarão em conflitos, passíveis de mediação por agentes exógenos ao setor.

Um dos pilares do atual modelo, a liberdade de os consumidores escolherem a concessionária da qual comprariam energia, na verdade embute uma armadilha. Os grandes consumidores, com escala que justifique os esforços, poderão exercer sua liberdade, buscando novas opções, como autoprodução, mudança de combustíveis, negociar suprimento favorável com produtores independentes, ou ainda, barganhar melhores condições junto à distribuidora local, a cuja rede estão conectados. Porém, os consumidores menores, tipicamente residências e pequenos e médios estabelecimentos comerciais e industriais, teriam pouca margem de manobra ou condições efetivas para exercitar sua liberdade. Por outro lado, para manter os maiores consumidores, as distribuidoras locais (na prática, a única opção dos pequenos) tenderiam a oferecer condições favoráveis e benefícios na estrutura tarifária, devidamente homologada pelo regulador em nome do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, que acabariam sendo pagos pelos pequenos. O resultado previsível, da pressuposta liberdade de escolha, seria o aumento da exclusão e da transferência de renda, e a redução do acesso ao consumo de eletricidade (ver seção 2.3.2.4).

Do ponto de vista macroeconômico, a inconsistência do modelo em vigor refere-se à extraordinária expansão das remessas de juros e dividendos, além do aumento da dependência por insumos e equipamentos importados, que agravam a situação das contas externas do país. Outra inconsistência do modelo de mercado reside no fato de que os preços indicativos de curto prazo determinados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE) para um parque de geração predominantemente hidrelétrico foram, na maior parte do tempo, inferiores aos dos contratos bilaterais e, principalmente, inferiores aos custos marginais crescentes da expansão da geração, determinantes dos preços futuros. Num tal ambiente, os compradores (comercializadores/distribuidores) tendem a pactuar contratos com prazos cada vez menores, enquanto que investidores e financiadores de novos projetos de geração requerem prazos compatíveis com a longa maturação dos mesmos e com as garantias de longo prazo de que a energia produzida irá ocupar seu lugar no mercado.

Em conclusão, as reformas estruturais impostas ao setor elétrico, no Brasil, resultaram em um modelo profundamente agregador de riscos (tabela 6) e falhas (tabela 7). Enquanto no modelo anterior os desequilíbrios existentes eram, de certa forma, repartidos por toda a sociedade, sob a forma de tarifas e de aumento da carga tributária, no presente, todos os riscos, existentes e percebidos, são repassados diretamente aos consumidores, sob forma de tarifas corrigidas acima da inflação, encargos emergenciais, ou de manipulação de oferta. Uma vez que

o que não funciona como princípio tem escassas chances de funcionar na prática, é preciso mudar.

Tabela 6 – Riscos inerentes ao modelo liberal vigente no setor elétrico

Riscos na expansão	
Competição na geração	→ Risco expansão.
Competição na comercialização	→ Risco preços.
Inadequação do modelo à realidade brasileira	→ volatilidade de preços; modelo preços MAE.
Riscos na regulação	
Reforma da legislação	→ Risco legal.
Nova concepção de regulação	→ Risco regulatório.
Custos não gerenciáveis	→ Risco regulatório.
(in)definição do fator x	→ Volatilidade de preços.
Riscos na gestão	
Desmonte de equipes, sistemas e modo de gestão	→ Risco de operação.
Importação de bens, serviços e tecnologia	→ Risco de gestão.
Engenharia financeira, elisão e gestão de resultados	→ Risco de gestão.

Tabela 7 – Falhas estruturais do modelo - síntese

Expansão da geração
<ul style="list-style-type: none"> • Sinalização de preços inadequada • Licitações com ágio e projetos de maior custo • Repesamento de custos não gerenciáveis • Custos empresariais de regulação e de análise de riscos elevadas • Requer subsídios elevados – PPT • Prazos contratuais cada vez menores
Distribuição e Comercialização
<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas elevadas • Existência de intermediários • Aumento das incertezas dos mercados empresariais • Custos não gerenciáveis crescentes • Custos empresariais de regulação e de análise de risco elevadas • Aumento das garantias contratuais

Em complementação à discussão empreendida até aqui, o item 1.3 apresenta as principais e mais atuais questões que permeiam o debate internacional sobre os processos de liberalização econômica da prestação de serviços de eletricidade. Após pelo menos uma década de reformas em âmbito global, sobretudo após o advento das crises ocorridas na Califórnia e no Brasil, as limitações e riscos presentes na liberalização radical deste tipo de serviços não puderam mais ser negligenciados. Desse debate, constata-se que os caminhos apontam, em sua maioria e cada vez mais, para soluções capazes de inibir o abuso do poder de mercado – uma possibilidade sempre presente -, através de práticas predatórias e anticompetitivas, sobre uma indústria que guarda ainda muito de suas características de monopólio vertical e passível de gerar vultuosas rendas. Num caso como o brasileiro, um país com demanda em expansão, restrição de oferta e os graves problemas sociais aqui enfrentados, as condições para que ocorra o abuso de poder são mais do que favoráveis, como previnem os especialistas. Rediscutir o modelo que claramente fracassou torna-se, então, mais que relevante, sob pena de ser agravado o prejuízo generalizado já imputado à sociedade.

1.3. ELEMENTOS DO DEBATE INTERNACIONAL SOBRE MODELOS E REESTRUTURAÇÃO

1.3.1. INTRODUÇÃO

Após quase duas décadas do início dos processos de liberalização econômica dos serviços de infra-estrutura em vários países, uma série de conseqüências não previstas, dificuldades e falhas levaram a comunidade científica, os formuladores de políticas e os seus implementadores, governantes de vários países, a voltar ao debate em torno dos limites, impostos pela prática, à vigência de uma economia de mercado total, ou mesmo parcialmente desregulamentada para a prestação de tais serviços e em que medida. A discussão em torno da indústria elétrica ganhou preponderância, não apenas por sua importância intrínseca, mas também a partir de fatos como a necessidade de promover um pacto federativo na Europa unificada, para o qual o rumo que tomará esta indústria, nos vários países, é crucial; a intensidade da crise no abastecimento de energia ocorrida na Califórnia, em 2001, formalmente imputada aos erros do modelo de liberalização ali implementado, e, também, a crise ocorrida no Brasil, no mesmo ano, e, da mesma forma que na Califórnia, atribuída, pela comunidade científica internacional e nacional, a falhas na avaliação do contexto e das características peculiares do sistema elétrico brasileiro, e no próprio processo de reestruturação do setor¹².

A reestruturação do setor elétrico, em âmbito internacional, foi calcada na destituição dos monopólios legais e/ou comerciais existentes, e na segmentação da indústria em atividades que constituiriam monopólios naturais, basicamente aquelas que dependem das redes: transmissão e distribuição; e em outras que poderiam ser expostas a um ambiente de competição, ou seja, geração e comercialização. A privatização dos ativos não se constituiu na questão essencial dessa formulação, exceto, em certa medida, para os países em desenvolvimento, premidos pelos acordos econômicos com agências multilaterais, e sim a promoção da competição. Todavia, este tornou-se o ponto mais frágil das reformas, sobretudo no segmento de geração, no qual a possibilidade de abuso de poder de mercado e de práticas anti-competitivas pode repercutir em danos a toda a cadeia da indústria elétrica e, certamente, à atividade econômica.

1.3.2. A PROBLEMÁTICA

A despeito da assunção do potencial competitivo existente, em tese, nos segmentos de geração e comercialização, sobretudo na geração, Drillisch & Riechmann (1998)¹³ comentam:

"Several authors have, however, cautioned enthusiasm about the likely intensity of competition at the generation/wholesale level [Joskow & Schmalensee [1983]; Green & Newbery [1992]; von der

¹² Entre outros: NEWBERY, D. Issues and options for restructuring electricity supply industries. **DAE Working Paper WP 0210/CMI Working Paper 01**. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology Center for Energy and Environmental Policy Research, 2002. SAUER, I.L. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: reestruturação, questões e alternativas. In: BRANCO, A.M. **Crise de desenvolvimento e crise de energia: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

¹³ DRILLISCH, J.; RIECHMANN, C. Liberalisation of electricity supply industry: evaluation of reform policies. **EMI Working paper 98/5**. Cologne/Tokyo: Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) and Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 1998.

Fehr & Harbord [199]; Green [1996]). Indications are that we should expect to see a natural oligopoly at the generation level. This implies that under current technological conditions (essential facility role of networks) the electricity industry may still deserve a special treatment in that potentially competitive functions may – in addition to competitive opening – be exposed to **close** (grifo nosso) monitoring by regulatory or cartel authorities at least for an intermediate period.

Meanwhile, the competition paradigm for the electricity supply industry has been taken up by most experts. The fact that in many countries this new perception of the electricity supply industry has not resulted in competitive reforms.”

Newbery (2002)¹⁴, um dos autores mais citados quando se trata do tema liberalização no setor elétrico, por ele estimulada, admite, a respeito dos problemas da liberalização dessa indústria:

(...) "Clearly, the Californian electricity crisis has awakened fears that liberalised electricity markets may be politically unsustainable, at least, without careful design and regulation. The very high prices observed in California (and in the North- and Mid-West of the United States) have demonstrated very clearly that the scarcity price of electricity can reach extremely high levels when supply is tight. Short-run demand elasticities are low in electricity markets, and without adequate supply responses the profit-maximising price is then very high. Defenders of the former electricity industry structure have argued that vertically integrated franchise monopolies with regulated signal prices are the only politically sustainable structure, that is necessary to secure adequate capacity to avoid shortages and/or high prices (see, e.g. the pseudonymous Price C Watts, 2001). The cost of flawed liberalisation has now been demonstrated (by the high prices and the impact on economic activity in the event of power outages) to be unacceptably high, and calls into question the whole electricity liberalisation agenda.

(...) The mantra "competition where feasible, regulation where not" suggests that regulation should be confined to the natural monopoly elements, typically the networks. That would be mistaken, for the potentially competitive elements still need regulatory oversight to ensure that markets are not manipulated nor market power abused.

(...) Even if successful, in the longer run, the problem is that if demand grows and generators find it profitable to tighten capacity, high prices would be transmitted Europe-wide. To avoid that requires adequate generation capacity. Ensuring adequate capacity and contestable entry without the normal pattern of long-period commodity price swings needs good long-term contracts, possibly combined with capacity payments. Neither of these is easy in a fully liberalised market, compared to the former vertically integrated franchise model, or even the disfavoured Single Buyer model." (...)

¹⁴ NEWBERY, D.M. European deregulation: Problems of liberalising the electricity industry. *European Economic Review*, 46 (2002) 919 – 927.

Especificamente sobre o Brasil, o autor comenta¹² acima:

"Brazil, like California, faces an electricity crisis, and like California, raises awkward questions and points to the cost of flawed and inappropriate reforms. (...) The reforms, started in 1990, were given more momentum by the Cardoso administration from 1994, and were heavily influenced by the English model of unbundling, competition and privatisation (with the possible exception of transmission).

The distinctive feature of Brazil that contrasts sharply with Britain is that it is dominantly (95%) hydro-based with large multi-year storage dams, and relatively recent access to gas, with an immature gas network and market. In contrast to almost all other countries, the long-run marginal cost of additional hydro investment is probably lower than that of CCGT. In addition, dispatching the dams gains considerably from basinwide coordination (allowing perhaps an additional 20% firm power), while considerable rainfall fluctuations mean that it is advisable to maintain adequate water reserves, or face, as at present, severe and long-duration shortages when rains fail and dams have been depleted. Finally, the dams are multi-use, and managing them for irrigation and other water uses requires close coordination between the water management authorities and power dispatch.

These conditions are the least propitious for a competitive, privately owned generation market. Investing in multi-use hydro-electric projects that need coordinated regulation creates considerable private investor risk. Dams are entirely front-end loaded, with negligible running costs but massive investment costs. The gains from private operation (once built) are thus likely to be small, and the risks that prices will be held down in periods of tight demand high, while if water is spilled, prices may fall almost to zero in a competitive market. Investing in CCGT is equally unattractive, for although from a least-cost system expansion view point, some low capital cost flexible plant may be desirable, the financial economics look terrible. It would only operate in drought years, and the overall load factor would probably be less than 35%. Its average cost would exceed the LRMC of hydro, and if hydro prices are suppressed in periods of shortage, then the average price will be even lower, and hence unremunerative without special payments for its role as emergency capacity or reserve.

The uncomfortable conclusion is that it is unlikely that private ownership of generation is an efficient way to plan, develop and finance the generation sector in Brazil. It is an open question whether it would ever be in countries requiring large-scale multi-use river basis management schemes. The most favourable circumstances would be for dams whose sole use is for hydro-electricity, and where the price of electricity is set by thermal plant, as in Chile and Argentina. Private involvement in generation has a comparative advantage where timely construction and maintenance are required to deliver possible efficiency benefits, but is least likely to work in dominantly hydro systems.

In the past, Eletrobrás (the largest state owned generator) has, with considerable financial support from the international financial institutions (IFIs), been able to mobilise the required funds to finance hydro investment. Given the remit to plan a coordinated programme of transmission and generation investment, and the financial autonomy to undertake it, subject to proper regulation and audit, one would expect a competent and well-managed company to be able to finance and undertake such an investment programme. The main risk, which may be hard to protect against, is that the state or provincial government may be attracted by the large rents accruing to hydro systems, to transfer the funds for other uses - public finance, cheap electricity, patronage, etc. Highly capital-intensive industries like hydro-electric generation and long-distance transmission lines are vulnerable to such expropriation in periods of inflation or downturns in forecast demand, when the pressure to finance investment declines for a period. Putting in place the kind of indexed return on an inflation-revalued asset base requires a degree of regulatory sophistication that has only emerged gradually under the English system of RPI-X regulation of network utilities."

Obviamente, seu ponto de vista é influenciado pela origem e vivência numa sociedade tradicionalmente liberal, onde os problemas sociais encontram-se numa escala distinta, que conta com instâncias de participação coletiva mais disseminadas e eficazes, e onde o welfare state está estabelecido há algumas décadas. Daí tornar-se necessário dar a devida dimensão às observações efetuadas acerca do emprego da renda setorial.

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

1.3.3. MODELOS OPERACIONAIS

A maior parte dos autores pesquisados distingue dois ou três modelos básicos de liberalização: *bidding competition*; *third party access (wheeling)* e *pool models*, que admitem várias combinações entre si, além de incluírem algumas subcategorias^{15, 13} acima,¹⁴ acima. Outros autores adotam uma

¹⁵ FERRARI, A.; GIULIETTI, M. Competition in electricity markets: international experiences and the case of Italy. **Centre for Management Under Regulation Discussion Paper**. Coventry (UK): Warwick Business School, 2002. BIER, C. Network access in the deregulated European electricity market: negotiated third party access vs. single buyer. **German Working Papers in Law and Economics**. Volume 2001, paper 17. Saarbrücken (GE): Centre for Study of

terminologia mais ampla, e classificam os modelos entre os dois limites extremos de total liberalização e nenhuma liberalização. Nesse caso, os modelos seriam (a partir da classificação de Hunt & Shuttleworth, 1996) subdivididos em: *vertically-integrated monopoly*; *monopsony*; *wholesale competition* e *full customer choice*¹⁶. Adotando esta última classificação, serão brevemente descritas as características de cada modelo (baseado em APERC, 2000).

1.3.3.1. MONOPÓLIO VERTICALMENTE INTEGRADO

Este modelo é caracterizado pela existência de um, ou alguns, monopólios verticalmente integrados, no qual os consumidores não têm a opção do seu fornecedor (cativos). Apresenta vantagens operacionais, de planejamento e coordenação do sistema; favorece os investimentos em instalações de grande escala e permite a implementação de políticas sociais e de desenvolvimento regional ou setorial, através da aplicação de subsídios. Os problemas deste modelo já são classicamente apontados como: falta de incentivos para o incremento de qualidade e redução de preços, falta de transparência e ingerência política na gestão.

A.2.3.2. MONOPSÔNIO

Neste modelo, um único agente, em geral verticalmente integrado à transmissão, ou mesmo à transmissão e distribuição, compra toda a energia no atacado. Também conhecido como *single buyer* (ou, ainda, *single seller*, em sua forma mais ortodoxa), enquadra-se na categoria de *bidding competition*, na qual a participação privada é parcialmente aceita. É operacionalizado através de concorrências públicas periódicas, para ampliação da oferta (*competitive bidding in generation*), ou para a prestação de serviços em áreas estipuladas (*franchise bidding*, que pode incluir, também, a distribuição).

Em sua forma clássica o *single buyer model*, criado na França e implementado pela EDF, apresenta características peculiares, quais sejam:

- Do ponto de vista organizacional, pode ser separado da transmissão, geração e distribuição, embora não requeira formalmente a separação.
- Compra, de geradores habilitados, através de licitação e contratos de longa duração, **toda** a geração **nova** a ser disponibilizada, no atacado, por um preço ($p - a$) e a revende aos distribuidores habilitados por um preço p , conservando para si o valor de a . Aqui, p representa o preço determinado em licitação, e a representa a tarifa de acesso à malha de transmissão, que deve ser amplamente divulgada. A capacidade **existente** não é exposta à competição, pois está sob contratos de longo prazo pré-estabelecidos.

Law and Economics, 1999. TENNBAKK, B. Power trade and competition in Northern Europe. **Energy Policy**, 28 (2000), 857 – 866.

¹⁶ ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE (APERC). INSTITUTE OF ENERGY ECONOMICS. **Electricity sector deregulation: in the APEC region**. Tokyo, 2000.

Trata-se de um modelo de competição pelo mercado, sendo considerado uma etapa intermediária na introdução de competição na indústria elétrica e a única opção que permite a participação de produtores independentes através de contratos de longo prazo. Além da França, onde prevalece, é bastante popular na Ásia, sendo adotado, também, no México. É apontado, ainda, como a única opção a ser adotada em casos de liberalização incompleta, indústrias ainda não totalmente reestruturadas, e ausência de arcabouço regulatório e institucional que assegure competição com mínimo risco de práticas anticompetitivas e de abuso de poder de mercado (Newbery, 2002).

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

1.3.3.3. COMPETIÇÃO NO ATACADO (*WHEELING OU THIRD PARTY ACCESS*)

Nesse modelo, as companhias de distribuição têm a opção de escolher o seu fornecedor, porém, em geral seu monopólio de área é mantido. Pode-se incluir nesta categoria o *Third Party Access Model*, que se subdivide em *negotiated third party access* ou *regulated third party access*. Neste modelo são firmados contratos bilaterais entre os geradores e os demais agentes (proprietário do *grid* de transmissão, distribuidores, grandes consumidores) e tanto a expansão da capacidade quanto a capacidade existente podem ser expostas à competição. Argumentação, também clássica, consiste em que além da introdução de competição, que otimizaria a eficiência econômica, a este modelo atribui-se a vantagem de transferir ao mercado os riscos inerentes às atividades de produzir e distribuir energia elétrica. Uma desvantagem óbvia é que as possibilidades de implementar políticas públicas, em especial políticas sociais, virtualmente desaparecem.

1.3.3.4. COMPETIÇÃO PLENA (*POOL MODELS*)

Este modelo admite a possibilidade de competição no âmbito do suprimento e do fornecimento, pela eliminação de qualquer tipo de mercado cativo, bem como de agentes de compra e venda no atacado. Vendedores e compradores passam a interagir através do mercado atacadista, firmando, entre si, contratos que podem ser de longo ou curto prazo. É, basicamente, o modelo adotado na Inglaterra (*mandatory pool*) e na Califórnia (*voluntary pool*), e copiado no Brasil, cujo arranjo prevê, no mínimo, a constituição de um mercado atacadista (*pool*), de um mercado spot (*exchange*), e de um operador independente do sistema.

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

1.3.4. BIBLIOGRAFIA ADICIONAL

Para outras discussões acerca do tema tratado neste anexo ver:

- WU, D.J.; KLEINDORFER, P.R.; ZHANG, J.E. Optimal bidding and contracting strategies for capital-intensive goods. **European Journal of Operational Research**, 17 (2002), 657 – 676.
- FINON, D. Reforms in the French power system: from weak contestability to effective competition? **Energy Policy**, 29 (2001), 755 – 768.
- DIETRICH, M.J. **Strategic interaction between electricity network operators and government: a simple model without regulator and the german case**. MSc Dissertation in Public Economics. London School of Economics, maio, 2001.
- REICHERT, R. **Privatising, Regulating and Restructuring the Electricity and Gas Market: lessons from United Kingdom**. Diplomarbeit zur Erlangung des akademischen Grades eines Magisters der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften an der Karl-Franzens Universität Graz. Graz, novembro de 2000.
- PEPERMANS, G.; PROOST, S. The liberalization of the energy sector in the Eurooean Union. **Working Paper Series 2000n.3**. Leuven (Bélgica): Katholieke Universiteit Leuven, novembro de 2000.
- HOGAN, W.W. **Reshaping the electricity industry**. Cambridge: International Program on Privatization and Regulatory Reform/ Harvard Institute for International Development, julho, 1997.

2. O MODELO PROPOSTO PARA O BRASIL

2.1. PRINCÍPIOS

As reformas estruturais por que passou o setor elétrico nos últimos anos, ao contrário dos benefícios prometidos, levou o setor a uma fragilidade intolerável. As causas desse contexto situam-se nas falhas intrínsecas à concepção do modelo atual, que redundam em incremento de riscos, os quais vêm sendo arcados pela sociedade brasileira. O arcabouço conceitual da proposta aqui apresentada como alternativa ao modelo vigente fundamenta-se na superação das suas inconsistências através da substituição de um sistema baseado em **competição no mercado**, por um outro, baseado na **competição pelo mercado**, com foco na expansão dos sistemas elétricos. Os impactos de tal mudança seriam sensíveis, acarretando, de imediato, a remoção dos principais riscos — totalmente desnecessários — do modelo atual, propiciando a concentração dos esforços na busca pela inovação tecnológica e gerencial e por melhores fatores de produção, tais como o pacote de financiamento mais favorável, o melhor projeto de engenharia, a melhor gerência de construção, e a melhor operação e manutenção, beneficiando os agentes e a sociedade.

Na proposição de um modelo alternativo, que busca congrega a retomada do interesse público e a superação dos riscos e incertezas do modelo atual, considera-se como fundamental o atendimento a alguns pressupostos básicos, aqui tratados como princípios, que norteiam a nova concepção setorial. Inicialmente, preconiza-se a retomada e o aperfeiçoamento do sistema de planejamento energético, como forma de garantir a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, articulando a política deste setor com demais políticas setoriais de desenvolvimento: política industrial, agrícola, habitacional, urbana, transportes, tecnológica, ambiental, e com o sistema de regulação e controle social.

Seguem-se ao planejamento a licitação novos empreendimentos e instalações incluindo blocos de energia a serem cogenerados e/ou conservados, garantindo a recuperação dos custos pela vida útil do projeto, explicitando os critérios de transferência e/ou repartição dos custos de geração e transmissão entre as diversas concessionárias distribuidoras, e a retomada o sistema de tarifação pelo custo do serviço, posto que esta sistemática reduzirá incertezas e riscos para os produtores e consumidores. Entretanto, não se trata de repetir a aplicação do antigo regime tarifário que considerava qualquer serviço, a qualquer custo. Diversamente, o próprio ponto de partida desta proposta consiste na definição do preço em regime de concorrência.

Obviamente, uma vez implementadas estas premissas, a manutenção de um Mercado Atacadista de Eletricidade, com as características atuais, perde a razão de ser. A democratização e o fortalecimento do sistema de regulação, promovendo uma articulação mais profunda entre as Agências de Energia Elétrica (ANEEL), de Águas (ANA), e de Petróleo (ANP), combinada com a descentralização das suas ações ao poder local, onde isso for viável e possível, constitui-se em outra premissa básica da alternativa de modelo setorial aqui apresentada.

Integram o conjunto de princípios do modelo setorial proposto a reestruturação e a recuperação do caráter público do Operador Nacional do Sistema (ONS), com a garantia de que a energia advinda dos projetos hidráulicos existentes, bem como dos potenciais favoráveis de recursos naturais seja prioritariamente destinada ao serviço público, cooperativo ou comunitário. Também se pressupõe a coexistência com produtores independentes, já existentes, e consumidores livres que assim desejarem permanecer.

2.2. A RETOMADA DO PLANEJAMENTO

O Governo Federal decretou em 2001 o racionamento de energia elétrica. A desmontagem e desaparelhamento do sistema de planejamento, evidentemente, constituíram uma das principais causas dessa situação extrema. De outro lado, constatou-se a emergência de novos agentes empresariais, com novas estratégias de gestão muitas vezes vinculadas a distintos interesses econômicos e geopolíticos determinados por suas matrizes localizadas em outros países.

A atuação dos agentes concretamente abandonou o histórico e bem estruturado sistema de planejamento da expansão. O sistema brasileiro possui grandes reservatórios em bacias com regimes hídricos distintos e foi construído sob a lógica de que deveria prevalecer, tecnicamente, a lógica de gestão integrada, de longo prazo, do estoque de água armazenada. Ao contrário dos países com predominância termelétrica, a operação atual do sistema brasileiro tem implicações relevantes nas suas condições futuras (longo prazo), e, portanto deve levar em conta a possibilidade de situações de desequilíbrios futuros.

No Brasil, os cenários futuros devem ser considerados na operação presente. Como a capacidade instalada brasileira cresceu 33% entre 1990 e 2000 contra o crescimento de 49% do consumo, estava evidenciada de maneira inofismável a deterioração da garantia de energia. Essa garantia foi dilapidada pelo déficit de investimentos de geração, mas também pelo abandono de importantes e estratégicos projetos de troncos de transmissão que reforçariam a interligação das regiões sul, sudeste e norte. Ao contrário dos sistemas termelétricos, a transmissão no Brasil é capaz de influir não apenas na confiabilidade, mas também na quantidade de energia ofertada.

A opção governamental por uma regência determinada pelo mercado, ou pela indução econômica via sinal de preços, não logrou o desenvolvimento e expansão dos sistemas elétricos com qualidade e confiabilidade e, portanto destaca-se, naturalmente, a relevância do funcionamento de um sistema de planejamento vinculado a políticas públicas para a energia. Como discutido, a retomada do planejamento energético e seu aperfeiçoamento garantiriam a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, articulando, concomitantemente, a política das diversas vertentes energéticas com as políticas setoriais de desenvolvimento (industrial, agrícola, habitacional, urbana, transportes, tecnológica e ambiental) e com o sistema de regulação e controle social.

São imperiosas as necessidades de capacitação de pessoal e de estabelecimento de uma estrutura orgânica e institucional, em oposição ao atual e fluído Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, que confira a esta função um caráter de atividade permanente e seqüencial, para a realização de trabalhos com perspectiva de curto, médio e longo prazos. O processo de planejamento, para atender aos requisitos apontados, prevê os passos (fig.9) ¹⁷:

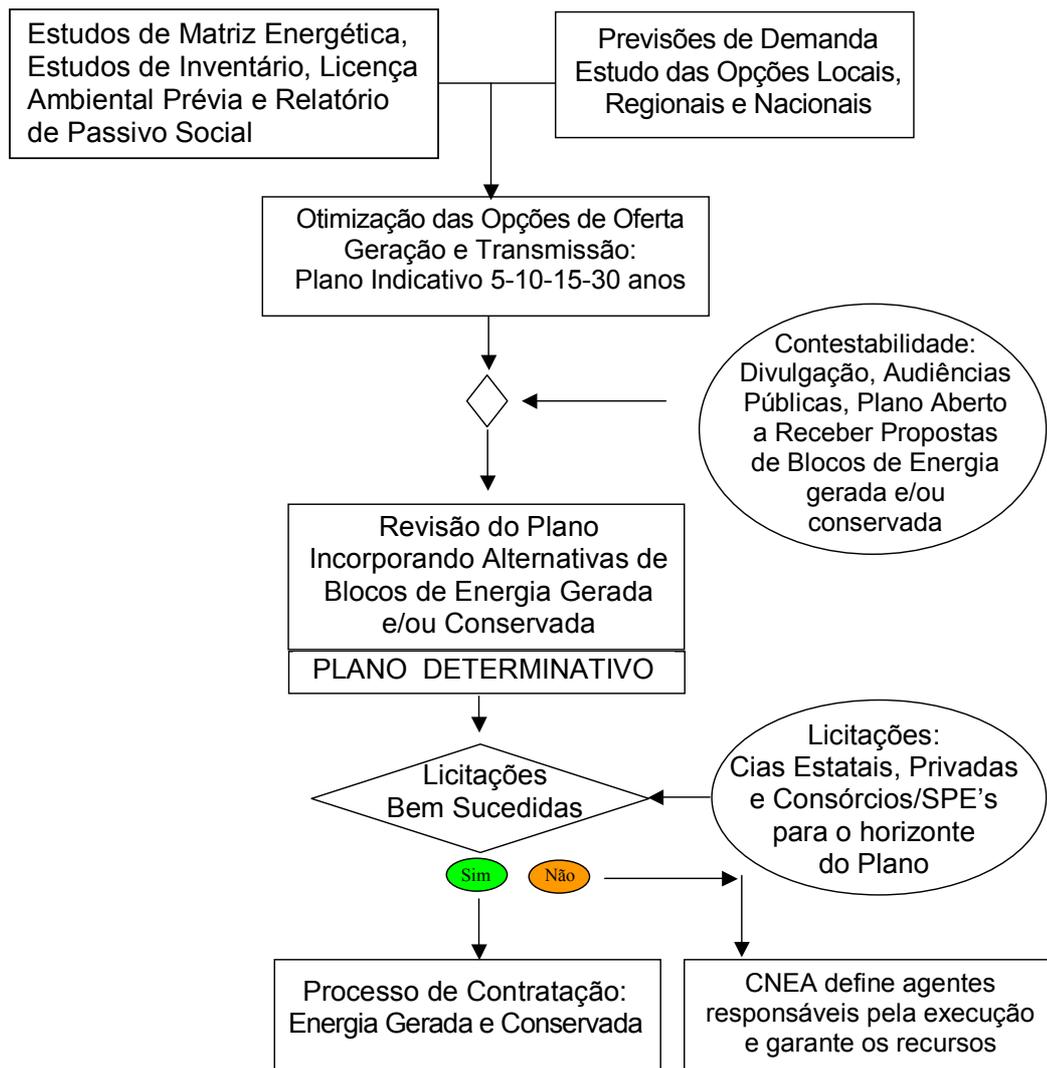
1. Elaborar o desenho das previsões alternativas de demanda, incorporando o estudo de alternativas locais, regionais e nacionais;
2. Consolidar plano indicativo contendo as opções de oferta, envolvendo projetos de expansão de geração e de transmissão, com o estudo das opções locais, regionais e nacionais que, submetido à avaliação técnica e às simulações energéticas, permitam otimizar a oferta de energia. Este plano deve contemplar os horizontes de 5, 10, 15 e 30 anos de planejamento;
3. Este Plano Indicativo é publicado e oferecido à contestabilidade pública: ampla divulgação e realização de audiências gerais e regionais. O objetivo é o aperfeiçoamento com o mapeamento de possíveis novos recursos e novos investimentos, envolvendo alternativas de blocos de energia a serem cogenerados e/ou conservados. Os projetos considerados no planejamento indicativo deverão, sempre que possível, ser acompanhados da licença ambiental prévia e do relatório de passivo social. Isso reduz consideravelmente incertezas, e conseqüentemente, prazos e custos. Pressupõe também a retomada dos estudos de inventário das bacias hidrográficas brasileiras, ampliados em seu escopo para incluir as questões sociais e ambientais.
4. Após escrutínio público e incorporação das propostas favoráveis obtidas, consolidar-se-á um Plano Revisado Determinativo, base para a deflagração de amplo processo de licitações.
5. As licitações para atendimento ao Plano de Expansão devem garantir o horizonte de recuperação dos custos de investimento e serão abertas para todos os agentes, quer sejam estatais, privados, PIES ou SPEs;
6. Sendo licitados todos os projetos que viabilizem integralmente o Plano de Expansão, procede-se à contratação dos empreendimentos. Não sendo viabilizado integralmente o Plano, caberá ao Conselho setorial¹⁸ definir que estatais realizarão as obras necessárias à sua complementação, visando a segurança, continuidade e qualidade do atendimento. Esta intervenção, emergencial, contemplará as companhias com melhores condições de desenvolver os projetos requeridos, e de elaborar, conjuntamente, um plano de viabilização da garantia dos recursos para a execução das obras.

¹⁷ Vide SAUER & VIEIRA. Problemas e Desafios do Setor Elétrico Brasileiro: Crise da Energia ou Crise do Modelo? In: IX CBE/IV Seminário Latino-Americano de Energia. **Soluções Para a Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: UFRJ/USP/UNICAMP, 2002.

¹⁸ Vide seção 2.3: **A nova estrutura setorial e seu funcionamento**.

Portanto, além da contestabilidade, o Plano de Expansão sujeitar-se-á à intervenção superior, sempre que as simulações e projeções de evolução do sistema indiquem a possibilidade de risco, dada pela proximidade de uma curva de segurança a ser definida em processo público, aberto à intervenção e aceite dos agentes e da sociedade. Esta modelagem de planejamento também pressupõe que o se elabore e mantenha atualizado um cadastro de obras emergenciais¹⁸ acima em quantidade e tipicidade adequadas às eventuais intervenções emergenciais¹⁹.

Figura 9 – Passos do planejamento determinativo no novo modelo.



Em termos mais abrangentes, inicialmente é necessário dispor de **previsões de demanda**, para horizontes de até cinco anos, de forma a obter números mais consistentes que orientem a operação; para horizontes de dez a quinze anos, de forma a garantir a expansão; e para horizontes acima de quinze a trinta anos, a fim de assegurar estratégias nacionais para recursos tecnológicos e desenvolvimento. Espera-se que a previsão das necessidades energéticas possa se dar num esquema **bottom-up (de baixo para cima)**, partindo do âmbito dos municípios e empresas concessionárias

¹⁹ O Anexo 3 apresenta uma discussão adicional sobre a necessidade de um modelo de planejamento alternativo ao contexto vigente.

de distribuição, combinadas até chegar ao nível nacional. As opções locais de oferta, quais sejam, PCHs, pequenas gerações distribuídas, cogeração, bagaço de cana, gás natural, resíduos agrícolas, devem ser agregadas, bem como planos de conservação de energia, relevantes, a ser implementados. Portanto, é necessário dispor de capacitação técnica ordenada de cima para baixo, mobilizada a partir do órgão nacional de coordenação, que viabilize o envolvimento de todos atores.

Feitos esses estudos, possibilita-se o **ordenamento dos projetos** de geração hidrelétrica, termelétrica ou alternativos, como blocos de cogeração, conservação, e de linhas de transmissão, fundamentais para que o plano de expansão possa se dar ao mínimo custo, à semelhança do que se fazia nos planos decenais. Evidentemente, levando em conta uma taxa de desconto referencial. Submete-se este plano de expansão à **contestabilidade pública**, para que atores como empresas, universidades, movimentos ambientais, e outros interessados em oferecer alternativas, tenham ainda uma oportunidade de manifestar-se sobre a precisão da previsão de demanda, ou se restam possibilidades não consideradas. O plano deve ser capaz, também, de agregar propostas de blocos de energia conservada e/ou gerada.

Após a etapa da contestabilidade, dispõe-se de um **plano determinativo** que contém uma seqüência necessária de blocos ou de projetos de energia a ser gerada ou conservada, ou de transmissão que precisa ser licitada. Parte-se então para o projeto, supramencionado, de **competição pelo mercado**: os licitantes, à semelhança do que se aplica atualmente às linhas de transmissão, fazem suas ofertas. É possível ter, nessa etapa, um preço máximo referencial e então, o concorrente que desejar construir uma hidrelétrica faz sua proposta. Antes da licitação, prevê-se a entrega aos participantes do projeto básico, da licença ambiental prévia e, possivelmente, de um relatório de passivo social, para evitar as ações protelatórias durante o início da construção. É vitoriosa a proposta que ofertar o menor fluxo de pagamentos ao longo da vida do projeto, com critérios de reajuste. Para hidrelétricas, um pagamento fixo mensal, reajustado ao longo da vida útil, entre vinte ou trinta anos. Para linhas de transmissão, uma sistemática de licitação semelhante. No caso das termelétricas, além da parcela fixa e de uma pequena parcela variável, que recupere os custos de operação, manutenção e salários, pode-se incluir o custo do combustível, caso contratado na mesma licitação, mediante a aplicação de critérios que mitiguem a imperfeição do contrato ao longo da vida útil. A outra opção, nesse caso, é a aquisição do combustível pelo próprio condomínio responsável pela contratação dos projetos¹⁸ acima, ²⁰, caso não considere adequado o custo apresentado pelo licitante. Entretanto, essa prerrogativa é considerada apenas como uma salvaguarda.

A adoção dos procedimentos descritos, além de resultar numa trajetória mais adequada para a expansão com segurança, transfere para o condomínio o risco comercial, ou de mercado envolvido nas transações. O mesmo ocorre com o risco hidrológico também assumido pelo condomínio. Isso decorre do fato de que o empreendedor apenas constrói as instalações, porém, isso não lhe faculta a propriedade da energia assegurada, nem da água. Ele é contratado para prestar um serviço, que engloba a construção e

²⁰ Contratação que se dá no esquema BOOT - Build-Own-Operate-Transfer.

operação da usina. Quem detém o poder de determinação é o condomínio, a água é sua propriedade. Com isso se garante, além da eliminação dos riscos que atualmente inviabilizam a expansão do setor elétrico, a preservação do interesse público no atendimento a outras demandas que envolvam usos conflitantes ou complementares dos recursos hídricos, priorizando o maior ganho social.

Bases para o modelo proposto²¹:

- *A operação de um “Major Buyer Pool” minimizará riscos hidrológicos e de comercialização para os agentes;*
- *A competição pela energia se dará na expansão, com mudança do conceito, da **competição no mercado** para **competição pelo mercado**, através de concorrência por novos empreendimentos e instalações (usinas, linhas de transmissão) que terão a recuperação de seus custos de investimento ao longo de sua vida útil;*
- *O planejamento determinativo de longo prazo indicará as instalações (usinas, linhas de transmissão) a serem licitadas, pelo critério de menor custo, para operarem sob o regime de serviço público, pelo prazo de 15 a 30 anos. O planejamento regional envolverá peculiaridades, benefícios e impactos dos novos empreendimentos.*
- *Fortalecimento e democratização das agências reguladoras, descentralizando no que for viável para os Estados;*
- *A energia elétrica reassume sua condição de serviço público, com respeito aos compromissos sociais e ao meio ambiente;*
- *A transição para o novo modelo se dará por adesão; sempre que possível haverá o aproveitamento da estrutura existente;*
- *As tarifas serão reguladas no “pool” do sistema interligado, com base em contratos-padrão, de longo prazo;*
- *Grandes consumidores poderão optar pela escolha do fornecedor/ supridor de energia; seria facultada a permanência dos produtores independentes de energia.*

Com essa formatação, o sistema elétrico seria adequado à aplicação de recursos de investimentos de longo prazo, institucionais e previdenciários, em decorrência de suas características intrínsecas de tecnologia estabilizada, mercado assegurado, baixo risco e retorno assegurado.

2.3. A NOVA ESTRUTURA SETORIAL E SEU FUNCIONAMENTO

A liberalização do setor elétrico ensejou promover uma inversão conceitual quanto ao caráter do fornecimento de energia elétrica, de serviço público essencial, para *commodity*, isto é, uma mercadoria, indo, inclusive, de encontro à base constitucional²² do país. Entre os pressupostos do modelo proposto, incluindo a figura do condomínio, supramencionado,

²¹ O **Anexo 4** apresenta uma discussão complementar a este capítulo, em torno do estabelecimento de Uma política energética nacional.

²² Vide **Capítulo 3**.

constam a definição de um novo marco regulatório, que resgate o caráter público e essencial do serviço, previsto na Constituição, e a preservação da estabilidade institucional do setor elétrico, buscando, ao mesmo tempo, valorizar os aspectos positivos do papel hoje desempenhado por consumidores e demais agentes. Para tanto, propõe-se que um novo arranjo institucional incorpore as seguintes alterações:

- O Ministério de Minas e Energia assume o papel de coordenador geral da política energética, sob a supervisão do Conselho Nacional de Energia e Águas.
- O **Conselho Nacional de Energia e Águas** (CNEA) poderá ser instituído a partir de modificações no escopo do atual Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).
- A capacidade estratégica do Estado de planejar e implementar as políticas energéticas poderá se dar com a permanente capacitação de seus quadros e redefinição das atribuições da Eletrobrás.
- Os Produtores Independentes de Energia que pretenderem atender ao Serviço Público Regulado poderão mudar o regime de exploração para o de Concessionário de Serviço Público.
- O planejamento determinativo é estabelecido com a seleção de novos aproveitamentos a ser implementados nos próximos 15 anos. O planejamento regional, como o fim de subsidiar o planejamento integrado, deverá ser estimulado, como forma de se levar em conta as peculiaridades, benefícios e impactos dos novos empreendimentos.
- A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) passa a apenas fiscalizar os contratos de concessão e a qualidade dos serviços. A formulação de políticas setoriais volta ao âmbito do poder central.
- As empresas geradoras públicas federais, Furnas, Chesf, Cgtee, Eletronorte, Eletronuclear, e Petrobrás permanecerão sob controle da União, e as estaduais (Cesp, Emae, Copel, Cemig) serão incentivadas a alavancar novos empreendimentos utilizando o efeito multiplicador de seus recursos próprios em parcerias com investidores privados.
- A **Comercializadora Brasileira de Energia** (CBE), uma das alternativas para administração do *pool*, subordinada ao MME, poderá resultar da transformação do objeto social da atual Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE)²³.
- O Operador Nacional do Sistema (ONS) assume um caráter público, tornando-se menos sensível a pressões econômicas, adotando, também, um plano de racionalização de seus custos, hoje suportados pelos consumidores de energia. A transformação de pessoa jurídica de direito privado para empresa pública federal

²³ Alternativamente, a administração do *pool* poderia ficar ao encargo da Eletrobrás, devido à sua competência técnica e conhecimento das informações setoriais, ou de outra entidade a ser criada.

vinculada ao Ministério de Minas e Energia, poderá ser efetuada através de Medida Provisória. Os bens, recursos e instalações pertencentes ao ONS não serão afetados com a mudança de sua personalidade jurídica, porém, será necessária a realização de Assembléia Geral para promoção das mudanças necessárias em seus estatutos.

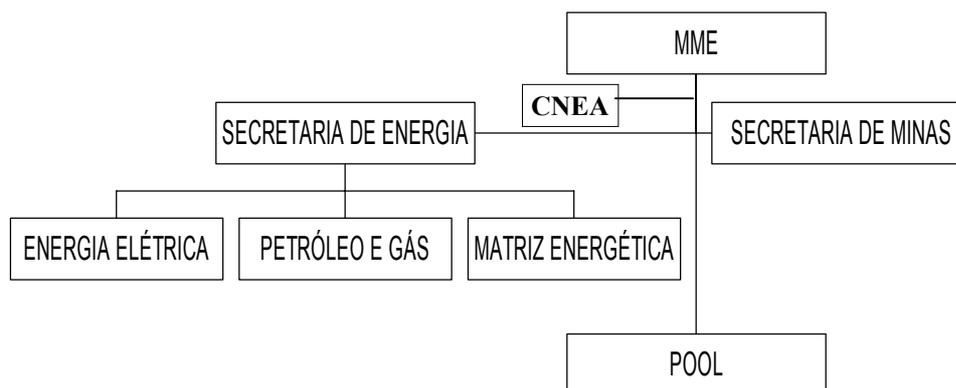
- No escopo desta proposta, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) deixará de ter função, na forma em que hoje se encontra. O **serviço regulado** (destinado aos consumidores cativos) e o **serviço não regulado** (destinado aos consumidores livres, autoprodutores e PIEs) serão ambientes diferenciados. Durante o período de transição necessário à transferência de contratos e compromissos e sua total absorção pelo novo ambiente, o mercado atacadista de energia (MAE) será mantido em funcionamento (ou pelo menos simulado) para aferição e liquidação dos valores relativos às transações/compromissos pactuados no ambiente anterior. Produtores independentes e consumidores livres poderão, às suas custas e por sua iniciativa, manter ou reestruturar o mercado atacadista ou criar uma nova estrutura. Da mesma forma que para o ONS, o custo das atividades do MAE era repassado pelos agentes às tarifas reguladas. A função de acerto das diferenças entre montantes contratados e demandados no mercado realizado passará a ser efetuada pela CBE. No mercado não regulado, será admitida a figura do Comercializador de energia, porém sua utilização será facultativa, a critério do PIE ou do consumidor livre. O novo agente de comercialização, o *pool*, incorporará parte das atividades hoje realizadas no MAE, promovendo o registro dos contratos entre Concessionários de Serviços Públicos de Geração e de Distribuição. Será facultada aos agentes do serviço não regulado a montagem/manutenção de um mercado atacadista de energia sem a participação dos agentes do serviço regulado. É previsto um período de transição de um ano, contado a partir da implantação do novo modelo, para que seja feita a liquidação das operações realizadas.

2.3.1. O MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Para o MME prevê-se, sinteticamente, **a retomada e o fortalecimento do papel de órgão central de formulação de política pública e planejamento**. A figura 10 apresenta a estrutura institucional proposta, que inclui, além das atividades atuais, o *pool* comprador de energia, mencionado. Propõe-se, ainda, como parte de suas novas funções:

- A criação de área para prospectar a Matriz Energética Futura.
- O fortalecimento do CNEA com abertura para maior representatividade.
- A reestruturação e descentralização das Agências Reguladoras.

Figura 10 – Nova estrutura do Ministério de Minas e Energia.



2.3.2. ESTRUTURA E OPERACIONALIZAÇÃO DO *POOL*

Como mencionado, uma nova estrutura setorial para os serviços de energia elétrica, no escopo da proposta aqui apresentada, demandaria a constituição de um ente jurídico, um **condomínio comprador majoritário**, ou **major buyer pool**, através da associação de empresas de geração e transmissão de eletricidade, controladas pelo Estado, com outras empresas de porte e fins similares, que desejassem participar do condomínio. Este *pool* poderá assumir a forma de uma empresa pública, como a Comercializadora Brasileira de Energia (CBE), proposta, ou a Eletrobrás, e desempenhará quatro funções prioritárias de: **coordenação do planejamento da expansão; operação do sistema interligado e supervisão dos sistemas isolados, comercialização da energia, e atuação executiva no desenvolvimento energético e inclusão social**. A estrutura organizacional poderia ser, tal como mostra a figura 11, constituída por quatro grandes diretorias que absorveriam as funções de uma série de órgãos hoje em atividade, como o MAE e o ONS, permitindo-o desincumbir-se das funções supramencionadas. Seriam atribuições e características do *pool*:

- Eliminar riscos hidrológicos e minimizar os riscos de mercado para os Agentes de Serviço Público Regulado do Setor.
- Centralizar e Administrar as contas do setor: CCC, PROLUZ, RELUZ, PROCEL, PROINFA, CDE, etc.
- Administrar a Operação do Sistema.
- Coordenar o Planejamento Determinativo da Expansão.
- Administrar a Comercializadora de Energia.
- Executar políticas de desenvolvimento energético e inclusão social.

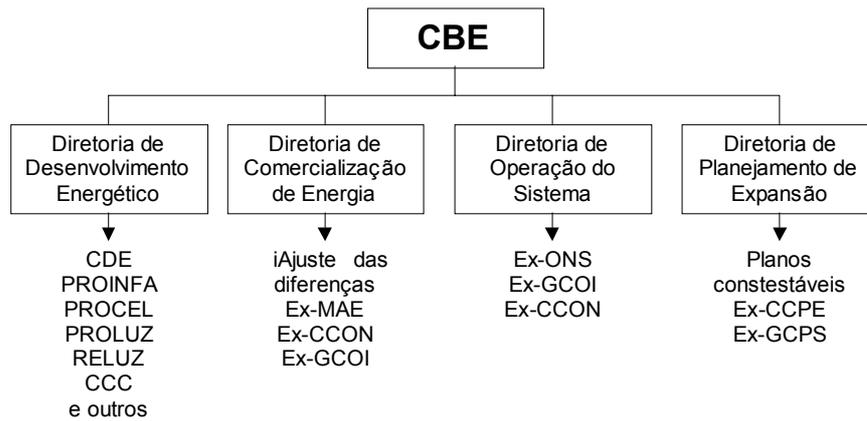


Figura 11 – Estrutura organizacional do *pool* comprador de energia.

A figura 12 apresenta a proposta de um arranjo comercial para a operacionalização do *pool*. Ele entraria em funcionamento comercializando a energia das geradoras federais: Itaipu, Furnas, Chesf, Eletronorte e Petrobrás (tab. 8). Todos os produtores independentes existentes poderiam aderir ao condomínio, ao seu critério, assim como as empresas estaduais, transferindo ao condomínio o controle da operação e a energia de suas usinas. As Contas de Consumo de Energia Elétrica passarão a discretizar os seus diversos componentes. O *pool* transfere energia física, mediante contrato, às distribuidoras, que emitem uma conta de energia com três parcelas: uma fração correspondente às geradoras do *pool* e transmissoras, uma fração destinada à remuneração da distribuição, e uma aos impostos.

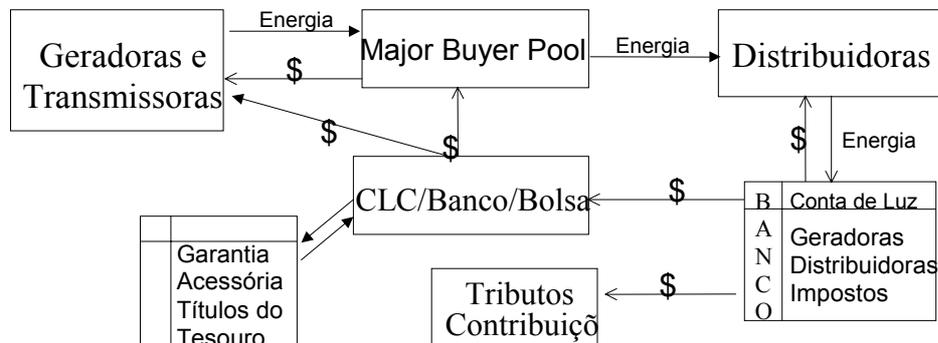


Figura 12 – Funções do *pool* comprador de energia (*Tight Pool*) no novo modelo de gestão financeira e operacional do setor elétrico.

A gestão dos fluxos financeiros seria efetuada pela **Câmara de Liquidação e Custódia** (CLC), utilizando como plataforma operacional um grande banco como, por exemplo, o Banco do Brasil. O banco arrecadador transfere diretamente tributos e contribuições para a conta do governo estadual correspondente. A parcela do fornecimento vai para o caixa de cada distribuidora, e a parcela destinada às geradoras seria, no momento do pagamento da conta, enviada diretamente à CLC, responsável pela liquidação financeira dos contratos e pelas transferências aos credores: usinas contratadas, demais instalações, linhas de transmissão, projetos relevantes de serviços dos sistemas de transmissão, geração e de conservação de energia, usinas térmicas e hidrelétricas já existentes e as novas a construir, e outros, que efetuaria os repasses devidos nos períodos contratados. A gestão de caixa, portanto, não é intermediada pelo *pool*. Adicionalmente, a carga de inadimplência advinda dos consumidores finais, normalmente imputada às distribuidoras, passa a ser dividida com as

geradoras, as transmissoras e os Governos. Isso não representa ônus adicional, pois ajustes pela taxa de inadimplência média permitem equilibrar a receita efetiva dos agentes. A gestão do fluxo de caixa é feita de maneira transparente e independente do governo e da empresa gestora do *pool*, por um banco em cooperação com a bolsa de valores ou de mercadorias.

Esta formulação possibilita, ainda, o desenvolvimento de uma série de instrumentos como derivativos, a ser negociados na Bolsa de Mercadorias & Futuros (BM&F), ou na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BOVESPA), a partir, por exemplo, da securitização dos recebíveis das SPEs (Sociedade de Propósito Específico). Se necessário, o *pool* pode contar com uma garantia acessória do tesouro (títulos federais) que, em nome do governo, avalizaria este condomínio, coletivo, de interesse público.

Tabela 8 – Energia assegurada dos contratos iniciais

Não Liberadas - 2003	(MW médios)
Federais (incluindo Angra I e II), Itaipu, Estaduais e PIE's	33.000,00
<hr/>	
Liberadas não Contratadas – 2003	(MW médios)
Federais	2.966,00
Estaduais	1.715,00
Total	4.681,00
Potencial inicial do Pool	37.681,00
(Não incluídas térmicas da Petrobrás)	.

Fonte: Elaboração própria, com base em fontes detalhadas nos Anexos 5, 6, 7 e 11.

As geradoras federais seriam incorporadas automaticamente ao *pool*. As outras geradoras, privadas e estatais estaduais, poderiam optar por aderir ou não ao novo sistema. Caso aderissem, seriam mantidos todos os contratos já assinados com as distribuidoras, sub-rogando-se o *pool* nas obrigações das duas partes. Os novos empreendimentos seriam obrigatoriamente contratados pelo *pool*. Caso uma usina já em operação queira participar do *pool*, há duas formas possíveis: (i) uma repactuação neutra dos compromissos, a partir de suas expectativas de remuneração que deverão incorporar as novas condições de redução do risco; ou (ii) licitação da aquisição da correspondente capacidade instalada disponível (abatidos eventuais contratos bilaterais existentes)²⁴.

O *pool* assumiria praticamente todos os riscos de operação e de comercialização. Normalmente, não se espera que ocorram relevantes diferenças entre o volume consumido e o projetado. Para a confiabilidade do sistema é desejável e necessária uma adequada margem de reserva. Ademais, eventuais desvios têm menor impacto quando geridos coletivamente, pelo *pool*, em nome do conjunto dos consumidores. As projeções de consumo, ao longo dos anos, vêm se confirmando (o racionamento deveu-se essencialmente a um "choque de oferta", e, portanto não teve nenhuma relação com o comportamento do mercado/consumo), e as oscilações ordinárias seriam atendidas a partir das

²⁴ As taxas de retorno não devem ser fixadas previamente, pois resultarão das avaliações intrínsecas de cada projeto feitas pelos respectivos proponentes. Sob a concepção do novo modelo, o mercado é quem irá ditar — via licitações — qual a taxa de retorno esperada pelos investidores. Isso não significa uma fragilidade quanto às informações, por parte dos órgãos controladores, posto que tais informações podem ser parametrizadas a partir de fontes alternativas. Como exemplo ilustrativo, Instituições financeiras consultadas (novembro/2002) estão realizando seus estudos setoriais a partir de taxa de retorno de 11,5%, que resulta de uma taxa de 15% para o capital próprio (que participaria com 60%) e de 9% para o capital de terceiros (participação de 40%).

reservas acumuladas pelo *pool*. Se fosse constatado pela fiscalização um erro deliberado de projeção da demanda por parte de alguma(s) concessionária(s), seriam imputadas penalidades, não podendo o *pool* arcar com este tipo de atitude. Os contratos das distribuidoras com o *pool* deverão ser revistos periodicamente (a cada ano) para adequação das projeções — o que configura um procedimento ordinário —, tendo em vista amenizar este risco.

Às Distribuidoras, ficaria garantido o suprimento de energia pelo custo médio vigente dos atuais contratos, acrescido dos encargos de transmissão diferenciados na proporção dos custos específicos incorridos. Desta forma, o modelo visualiza a consecução de um *mix* entre o custo da energia “velha”, mais barata, com a energia “nova” que, gradativamente, entrará no sistema por custos mais elevados. A diferença básica é que, no modelo “operado pelo mercado”, os preços da eletricidade atingiriam os patamares do custo marginal de expansão em um tempo extremamente mais curto, e a apropriação desse ganho (renda hidráulica) seria realizada por agentes privados, no âmbito de sua atuação junto ao mercado atacadista.

A tarifa cobrada pelo *pool* deve ser calibrada de modo a gerar um excedente financeiro que possibilite dar segurança ao sistema e garantias aos contratos, viabilizando a construção de usinas térmicas de complementação e a implementação de programas de caráter governamental, a cargo da Diretoria de Desenvolvimento. Considera-se que a viabilização de projetos sociais e da universalização do atendimento, entre outros, constitui papel de governo e não deveria ser mantido sob a responsabilidade de uma empresa de capital aberto como a Eletrobrás. Coerentemente, prevê-se a concessão, à Eletrobrás e às demais geradoras federais, de um status empresarial semelhante ao da Petrobrás, com a retirada de controles governamentais e das restrições impostas pela Lei 8666.

O modelo proposto não considera a livre formação de preços por meio da competição entre os agentes geradores. A competição se dará apenas no momento de licitação de novos empreendimentos, quando o preço da energia será definido em leilão, sob o critério do menor custo. O objetivo principal da estrutura proposta é reduzir os riscos a que estão sujeitos os agentes do setor, de forma a viabilizar a atração de capitais para a expansão do sistema. A definição de regras claras e estáveis, a retomada do planejamento estratégico de longo prazo e o aproveitamento da vantagem comparativa do uso da hidroeletricidade no país presidem os objetivos desta estrutura.

2.3.2.1. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Visando a garantia de oferta confiável de energia, sob orientação do Ministério de Minas e Energia, a CBE (*pool*) coordenará, através da Diretoria de Planejamento da Expansão, a elaboração de um **Plano de Obras Determinativo** que estabeleça o cronograma físico e fixe as datas de entradas de unidades geradoras em operação. A garantia da oferta pelo Estado significa que ele definirá as obras a ser, necessariamente, reservadas para o serviço regulado e quando serão feitas. O Planejamento

Determinativo, a ser operacionalizado pela Diretoria de Planejamento e Expansão, apresentará as seguintes atribuições e características:

- Ampliar e adaptar o antigo GCPS.
- Incorporar um Comitê Coordenador com estrutura organizacional, aberto e atuante (fig. 11).
- Incorporar Comitês técnicos com ações de forma colegiada.
- Contestabilidade, transparência e qualidade das informações.

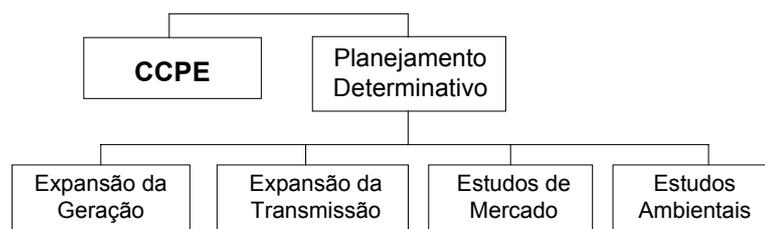


Figura 13 – Planejamento Determinativo da Expansão.

O Sistema de Planejamento viabilizará a **função primordial do pool**: adquirir toda energia ofertada pelo serviço público regulado e garantir a recuperação do capital investido através de um “encargo de capacidade”. A motivação para a atração do capital necessário aos investimentos em expansão²⁵ será baseada na garantia de que nenhuma obra de geração hidrelétrica será licitada sem o prévio projeto básico, relatório do passivo social e impactos ambientais, assim como com o licenciamento ambiental, permitindo ao empreendedor uma correta avaliação dos custos envolvidos.

O atual critério adotado pela ANEEL de leilões por concessão onerosa a favor da União será revisto. As obras passarão a ser licitadas pelo critério de **menor custo** em lugar da **maior receita**. O Estado poderá garantir os contratos de compra e venda de energia assegurada pelo prazo de 15 (quinze) anos, como forma de viabilizar os financiamentos aos empreendedores. Esta medida atenuará as desconfianças em torno da garantia de amortização dos investimentos demonstradas pelos empreendedores atualmente, e função, em grande medida, da falta de estratégia, ação desarticulada e fragmentação institucional do setor. A dependência da existência de compradores para a energia assegurada durante o tempo necessário para recuperação dos gastos efetuados na implantação das obras cessa, assim, pela atuação do *pool*.

2.3.2.2. COMERCIALIZAÇÃO

A diretoria de comercialização será responsável pela gerência burocrático-comercial necessária para viabilizar os fluxos físicos e financeiros decorrentes do funcionamento do *pool*. Para tal, a composição dessa diretoria pode ser tal como a sugerida na figura 14. Entre suas atribuições e características destacam-se:

- Gestão das contratações e da remuneração dos agentes.

²⁵ Grande parte poderá se dar na forma de BOOT – *Build, Own, Operate and Transfer*.

- Passa a absorver funções remanescentes do MAE e GCOI/CCON.
- Plantas associadas aos contratos iniciais, descontadas as parcelas contratadas de forma bilateral, são a base inicial da oferta do sistema.
- Itaipu (cotas das distribuidoras estão garantidas) e nucleares pertencem ao *pool*.



Figura 14 – Diretoria de comercialização do *pool* e componentes

A) CONTRATOS

Serão firmados contratos de longa duração com o *pool*, os quais terão como referência os equipamentos (usina ou linha de transmissão) de cada participante do condomínio. O contrato estabelecerá, em princípio, uma remuneração mensal fixa, protegida da inflação, que será paga ao participante. Este valor, basicamente, não depende da energia gerada pela usina, mas estará condicionado ao cumprimento de certas regras e obrigações, como o atendimento aos despachos de operação do *pool* e a manutenção de padrões adequados de qualidade.

Dessa maneira, a receita básica do participante fica desvinculada da energia produzida (ou transmitida) e baseia-se nas normas supracitadas, criando contratos estáveis e com transparência para os agentes e para a sociedade. Na realidade, o *pool* não compra ou aluga energia ou potência elétrica, e sim adquire serviços dos produtores associados para construir e/ou despachar determinadas instalações, dentro de certos padrões de qualidade, conforme as determinações do operador.

De forma geral, as características fundamentais da atuação da Diretoria de Comercialização para a realização de contratações são sumarizadas como segue:

- Assinar Contratos de Compra de capacidade instalada disponível com as Geradoras e Contratos de Venda de Energia com as Distribuidoras, com prazo de 15 a 30 anos e revisão anual das tarifas reguladas;
- No serviço público regulado, o total (100%) da energia necessária para o atendimento do mercado de referência seria contratada no *pool*.
- Dentro da margem permitida não serão previstos excedentes para as Distribuidoras, uma vez que estes excedentes serão do Sistema como um todo; as operações de compra e venda de energia tendem a ser simplificadas. Igualmente, não haverá sobras de energia assegurada para as geradoras integrantes do *pool*. Esta energia pertence ao sistema.

- Requisitos de energia adicionais ao montante contratado, dentro da margem, serão entregues pelo Sistema, sendo valorizados por um preço semelhante ao Custo Marginal de Longo Prazo. Para grandes desvios, haverá um custo adicional, como forma de penalização, que não será repassado aos consumidores;
- Nos casos em que o montante contratado supere o mercado, a Distribuidora paga pelo excesso podendo revendê-lo para o *pool*, se este tiver margem para adquiri-lo, decorrente de contratações a menor de outros agentes;
- Revisão dos montantes da carga contratada para o atendimento do mercado cativo com margem máxima de, por exemplo, 5% para mais ou para menos do previsto pelas empresas. Redução da carga por perda de cliente potencialmente livre será abatida deste montante.
- Para os PIEs a adesão ao novo sistema de contratação seria voluntária. Neste caso, os contratos de concessão serão re-pactuados para “Serviço Público de Geração”.
- Os contratos bilaterais pactuados entre clientes livres e agentes de geração ou distribuição não são de responsabilidade do *pool*. Este só realizará o acompanhamento do lastro físico que nortear os contratos, que deverá ser de 100% do montante de energia/demanda especificado no contrato.
- Aos clientes livres, em princípio, não interessa comprar energia diretamente do *pool*, uma vez que seus custos seriam os mesmos da aquisição junto à distribuidora, compostos pelo preço médio do *pool*, custo da transmissão e margem da distribuição. Poderão, no entanto, manter sua aquisição com Produtores Independentes de Energia.

B) REMUNERAÇÃO

A remuneração mensal para instalações **novas** será fixada por licitação. Quando o *pool* aprovar uma nova obra, será feita uma licitação. Vence o agente que oferecer a menor remuneração mensal fixa para executar e operar a instalação conforme as especificações detalhadas e padrões de qualidade exigidos pela licitação. Esse procedimento apresenta uma série de vantagens tais como a promoção de competição dentro do *pool*, propicia condições para financiamentos — pois dá garantias de compra de energia, elimina discussões técnicas sobre energia assegurada (garantida, firme...) e critérios de rateio de custos/benefícios provocados pelo empreendimento no restante do sistema elétrico — e, finalmente, deixa com o vencedor da licitação a responsabilidade e riscos técnicos da construção.

As **instalações binacionais**, caso de Itaipu, serão remuneradas de acordo com o estabelecido pelos tratados, acordos e contratos internacionais em vigor.

As **usinas termelétricas** serão operadas somente em complementação, em caso de necessidade, determinado pela hidrologia e mercado. A remuneração corresponderá a duas parcelas. Uma parcela

mensal fixa ligada à potência líquida efetiva disponível para o *pool* e aos custos fixos de O&M e, outra variável, ligada aos combustíveis utilizados pela usina na geração elétrica e aos custos variáveis de O&M.

As orientações gerais para a atuação da Diretoria de Comercialização para remuneração dos agentes sob o *pool* serão as seguintes:

- Empreendimentos novos de geração serão remunerados por até três fatores (conforme detalhados no Anexo 8):
 - Um **encargo de capacidade** pelo capital investido, como estabelecido no processo licitatório.
 - Uma parcela variável pela energia produzida (O&M, Encargos e Tributos). No caso de usinas termelétricas haverá o reembolso do custo do combustível, monitorado pelo *pool*, que poderá contratar o fornecimento alternativo de combustível se isto implicar em redução de custos (esta condição constituiria apenas uma salvaguarda do sistema).
- A remuneração das plantas/empresas vinculadas aos contratos iniciais será aquela já regulada nos contratos, com a respectiva correção monetária. Investimentos destas empresas não considerados nos contratos iniciais (energia livre) receberão tratamento adequado e os resultados serão incorporados à valorização anterior.
- Nenhuma empresa de serviço público regulado receberá menos do que o equivalente à produção de sua energia assegurada. As plantas associadas aos contratos iniciais, descontadas as parcelas contratadas de forma bilateral, são as bases iniciais da oferta do sistema.
- O custo de expansão das plantas associadas aos contatos iniciais, descontadas as parcelas bilaterais, será incorporado ao sistema de remuneração.

2.3.2.3. OPERAÇÃO

Sinteticamente, é proposto para o órgão de operação (figura 15), assumir funções semelhantes às do atual ONS, com atuação subordinada à Diretoria de Operação da CBE. Esta diretoria não terá a competência para realizar o planejamento da expansão da transmissão no médio e longo prazo, mas proporá ampliação e reforços na rede e incorporará o planejamento da operação dos sistemas isolados em conjunto com a Eletronorte.

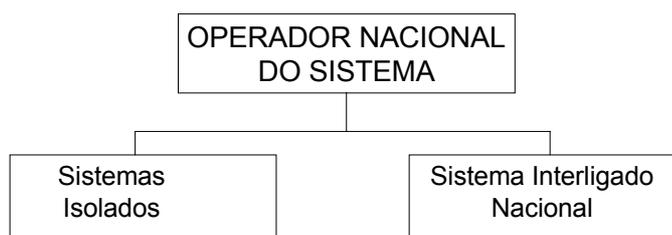


Figura 15 – Operação do sistema energético.

As empresas de participação automática no *pool* são todas aquelas concessionárias de serviço público de geração ou que tenham como acionista controlador principal a União, como as termelétricas da Petrobrás, Itaipu (cotas das distribuidoras poderão ser mantidas e repactuadas) e termoeletrônicas. Como mencionado, haverá penalização das Geradoras por não disponibilidade, prazos de entrada em operação das plantas novas e paralisação não prevista das máquinas em operação.

Os instrumentos técnicos utilizados para a otimização/simulação energética, e por consequência o conjunto de informações necessárias, serão objeto de uma avaliação objetiva e a possibilidade de incorporação de outras metodologias e procedimentos. Alguns pontos problemáticos referentes aos dados empregados nas simulações são destacados a seguir:

- Há um conjunto de problemas que indicam a existência de uma superestimativa da disponibilidade energética do sistema brasileiro (energia assegurada).
- O emprego de diferentes modelos aumenta a robustez do processo. A pluralidade de análises enriquece o processo de planejamento e a programação da operação e deve ser incentivada (vide Anexo 2).
- O detalhamento dos dados físicos das usinas leva a desempenhos superiores na modelagem dos sistemas hidrelétricos.
- A melhoria da qualidade dos dados físicos das usinas deve ser baseada na aferição com medições, testes efetuados nas usinas ou dados históricos observados.

Tendo em vista o aumento da demanda pelos recursos hídricos, os modelos deverão incorporar aperfeiçoamentos que englobem as exigências do uso múltiplo das águas.

2.3.2.4. DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Esta Diretoria (fig. 16) terá a função de coordenar os esforços necessários para aumentar os níveis de conservação de energia por parte da sociedade e viabilizar a expansão da penetração de fontes alternativas de energia. Além disso, terá a responsabilidade de administrar os recursos dos programas voltados ao desenvolvimento energético e inclusão social. Dentre suas atribuições constam:

- Centralizar as contas dispersas dos vários programas existentes e os criados recentemente (CDE, PROINFA, CCC).
- Coordenar, analisar e incentivar o uso de energias locais (PRODEEM, PROLUZ, RELUZ).
- Coordenar a conservação de energia (PROCEL).
- Ser o agente executivo dos programas de inclusão social e universalização do acesso à energia.

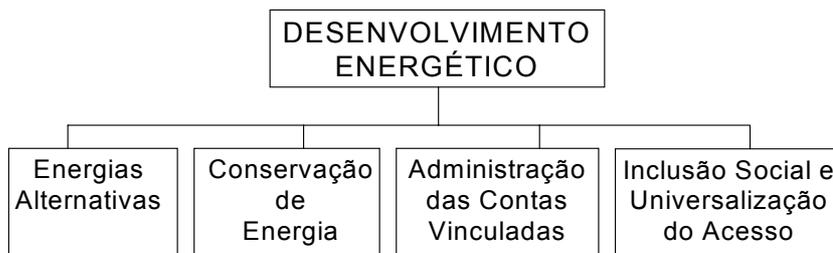


Figura 16– Diretoria de Desenvolvimento energético.

A) EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, CONSERVAÇÃO DE ENERGIA, ENERGIAS RENOVÁVEIS

Através da diretoria de desenvolvimento energético, espera-se promover a integração necessária entre os diversos programas, fundos e fontes de recursos, de forma a otimizar o planejamento e a implementação de ações eficazes no que tange ao uso eficiente de energia, ao planejamento integrado de recursos, à geração distribuída, à cogeração, à promoção das energias renováveis e não convencionais. Sua ação se daria no sentido de agregar e coordenar os instrumentos que hoje se encontram dispersos, carentes de diretrizes para o médio e longo prazos, desarticulados e, com poucas chances de, utilizando com eficiência recursos humanos e financeiros, atingir os objetivos para os quais foram desenvolvidos. O grande desafio consiste em fazer chegar às populações isoladas, com impedimentos técnicos ou econômicos de ligação à rede convencional, meios para o acesso aos serviços energéticos e às comodidades da vida moderna.

Esses meios devem privilegiar as opções energéticas que melhor se adequarem às realidades locais, com o mínimo impacto possível, no âmbito econômico, social e ambiental. O papel de universidades, empresas, grupos de pesquisa, entidades governamentais é complementar, e como tal deve ser encarado no momento de planejar e definir o tipo de recurso a ser adotado e o emprego dos recursos financeiros. Nesse sentido, é necessário conhecer o estágio atual da implementação dos programas e fundos existentes, suas dificuldades, falhas e erros, a fim de superar os entraves. Acima de tudo, é preciso que tais programas e projetos não atuem mais de forma desarticulada, mas que possam representar para a população desatendida um leque de opções viáveis, de fato. Para cumprir esta finalidade, o centro de todas as ações residirá no Ser Humano/Cidadão, nas suas carências, requerimentos, potenciais, hábitos e recursos. Maior será a necessidade de estimular os estudos de hábitos de usos, demanda, potencialidades locais, disponibilidade de equipamentos e assistência técnica, para assegurar que, uma vez implementada determinada tecnologia ou procedimento, a população servida possa se desincumbir de sua gestão e arcar com seus custos, sem que se estabeleça nenhuma espécie de dependência que leve ao fracasso desses projetos, programas e ações.

Apesar do grande ganho de conscientização provocado pelo racionamento, ainda persistem perdas energéticas de cerca de 25 % da energia produzida. Com o objetivo de redução destas perdas, serão ampliados os programas de conservação de energia e eficiência energética, através da ação coordenada e conjunta com os programas Procel e Conpet, quando cabível. Gestão regional por universidades, entidades

representativas de indústrias e de consumidores dos recursos estabelecidos nos contratos de concessão para conservação e o combate ao desperdício de energia, bem como pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, normalmente 1% das receitas brutas, como forma de melhor utilização e retorno dos recursos aplicados. Disseminação das ações de educação, atuando através de entidades locais, prefeituras, organizações não governamentais, para formar a cultura do não desperdício, buscando agregar-se, sempre que possível, a programas e projetos que trabalhem a questão do desperdício, por exemplo, de alimentos, de recursos naturais, de materiais, e outros.

A geração de pequeno porte, mais próxima dos centros de carga, que reduz a necessidade de grandes investimentos em transmissão e que podem atrair pequenos investidores deve ser incentivada, através de políticas adequadas que ajudem a viabilizar a geração distribuída. Opções como cogeração nas usinas de cana de açúcar, cogeração com gás natural nas indústrias e em grandes centros comerciais, termelétricas utilizando resíduos industriais e agrícolas e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), devem ser estimuladas e promovidas.

A diretoria de Desenvolvimento Energético buscará viabilizar e colocar em prática os dispositivos previstos na Lei 15.438 de 26 de abril de 2.002 relativos ao PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia) tais como eólica, solar e biomassa e CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e medidas destinadas a universalizar os serviços de energia elétrica. Buscará, também, estudar formas aprimorar a implementação de Programas como o Luz do Campo, o Prodeem, o Proluz, o Reluz, com o objetivo de eletrificar uma quantidade enorme de propriedades que ainda não dispõem deste serviço essencial.

B) UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO E INCLUSÃO SOCIAL - CONTRIBUIÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO: SUBSÍDIOS OU RENDA DE CIDADANIA.

Estima-se que dentre os brasileiros, 53 milhões vivam abaixo da linha de pobreza, e destes, 22 milhões, em condições de miséria. Compondo este contingente de excluídos, há uma população sem acesso à energia elétrica, estimada em 13 milhões²⁶ (4 milhões de domicílios) (tabela 9). Dentre estes se encontram também aqueles que tiveram enormemente dificultada sua condição de vida pelo aumento dos preços da energia, especialmente do GLP (tabelas 10 e 11) e da eletricidade (figura 1), em decorrência do processo de liberalização dos mercados, preconizada pela reforma do Governo FHC.

²⁶ Estimativa do **total** de pessoas sem iluminação elétrica, levando em conta dados do Censo e da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, a fim de agregar parcelas não computadas nesta última, quais sejam: a população rural da região Norte e os domicílios que não se enquadram na categoria **particulares permanentes**. Fonte: MERCEDES, S.S.P. **Análise comparativa dos serviços públicos de eletricidade e saneamento básico no Brasil: ajustes liberais e desenvolvimento**. 2002. 500 f. Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, novembro de 2002.

Tabela 9 – Déficit de iluminação elétrica – Brasil – Domicílios – 2001

Domicílios particulares permanentes (D) e moradores (M)– Total e sem iluminação elétrica - Brasil por classe de rendimento mensal familiar médio em salários mínimos										
Total	Até 1	>1 a 2	>2 a 3	>3 a 5	>5 a 10	>10 a 20	>20	S/rend.	S/decl.	
Total										
D	45.507.196	5.425.378	8.588.245	6.857.555	8.897.021	8.432.893	4.177.341	2.299.136	810.337	1.019.250
M	168.438.539	17.223.794	29.823.684	25.147.733	33.778.223	32.235.487	15.589.014	8.217.244	2.574.794	3.848.566
Sem iluminação elétrica										
D	1.851.807	772.226	563.389	238.006	124.473	42.462	6.240	3.733	48.892	52.386
M	7.580.300	2.857.392	2.344.261	1.090.569	627.239	219.521	32.958	20.971	153.332	234.057

Fonte: IBGE/PNAD, 2001.

Tabela 10 – Preços do GLP - R\$/13 kg – janeiro de 1998

Cidade	R\$	Cidade	R\$
Belém – PA	6,49	São Paulo – SP	6,61
Fortaleza – CE	6,49	Curitiba – PR	6,81
Recife – PE	6,67	Porto Alegre – RS	6,89
Salvador – BA	6,90	Brasília – DF	8,01
Belo Horizonte – MG	6,93	Goiânia – GO	7,91
Rio de Janeiro – RJ	6,78		

Tabela 11 – Evolução dos preços médios do GLP no Brasil*

Ano	US\$/13kg	Ano	US\$/13kg
1973	2,66	1985	3,53
1974	3,38	1986	1,69
1975	4,22	1987	2,35
1976	4,29	1988	2,60
1977	4,35	1989	2,23
1978	4,34	1990	3,01
1979	2,91	1991	2,80
1980	3,83	1992	2,78
1981	3,83	1993	3,38
1982	3,83	1994	4,65
1983	3,48	1995	4,29
1984	3,51		

Fonte: Anuário estatístico – 1995. DNC/MME (adaptado). (*)

Preços atuais do GLP: R\$25 a 30 – botijão de 13 kg.

Para estes consumidores de pequeno porte, residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais e industriais, a liberalização integral do setor elétrico, como estava prevista, e, com ela, a “liberdade” para escolher os fornecedores redundaria, na prática, em maior dificuldade de acesso e maiores tarifas. A fim de tentar equilibrar os custos de aquisição de um cliente com a receita proveniente de seu consumo²⁷, as concessionárias poderiam vir a exercer estratégias agressivas de rentabilidade, baseadas em discriminação de clientes por renda (*electronic redlining* ou, “mineração” eletrônica de dados e clientes associada a preços discriminatórios), vendas casadas de múltiplos produtos, porém, apenas para clientes preferenciais (cartões de crédito, aparelhos, planos de descontos, e outros), resultando, com o tempo, em aumento da exclusão⁹ acima.

Aproximadamente, em 1995, em média mensal, por domicílio, o consumo de energia elétrica situava-se em cerca de 172 kWh e o consumo médio mensal de GLP era de um botijão de 13 Kg. Respectivamente, pelos preços vigentes à época, seus custos mensais representavam de R\$14,00,

²⁷ Custo de aquisição de cliente: R\$200; consumo médio residencial: 2MWh/ano = R\$400,00 margem de 1 a 2%: (8R\$/ano).

para eletricidade, e R\$6,00 para o botijão de gás, totalizando cerca de 20% do salário mínimo de R\$100,00, da época. No final de 2002, os mesmos 170 kWh custam cerca de R\$57,00, e o botijão de gás, R\$27,00, totalizando mais de 40% do salário mínimo de R\$200,00, em vigor.

Estes mesmos brasileiros, por isonomia, são partícipes da dívida pública de cerca de R\$850 bilhões, cerca de R\$5000,00 *per capita*. Outrossim, preconiza a Constituição Federal, que dentre os recursos pertencentes à Nação, portanto, à toda Sociedade, incluindo as camadas mais pobres, estão os potenciais hidro-energéticos e os recursos do subsolo, especialmente as jazidas de petróleo e gás natural. Também neste Setor, as reformas empreendidas pelo Governo FHC visavam facilitar o desenvolvimento destes recursos, e a transferência dos já desenvolvidos através do Sistema Elétrico e suas hidrelétricas, e da Petrobrás, com sua capacidade de explorar petróleo e gás e distribuir os seus derivados, aos agentes do Mercado, com hegemonia do Sistema Financeiro. O setor energético, dependendo da organização de sua gestão e regulação, é capaz de produzir enormes excedentes econômicos, as chamadas rendas petrolífera e hidráulica, proveniente da diferença entre o custo da produção e valorização, no mercado, de seus produtos, eletricidade, petróleo e seus derivados. Uma estimativa destes excedentes econômicos é apresentada nas tabelas 12 a 14. Além disto, a CIDE, criada para regularizar a flutuação dos preços dos derivados de petróleo e do álcool combustível, em torno de seu custo de oportunidade representado pelo seu valor no mercado internacional, e para permitir a geração de recursos para recuperação e implantação de infra-estrutura e proteção ambiental, pode representar uma fonte adicional de recursos para a inclusão social. A figura 16 apresenta uma estimativa dos recursos gerados pela CIDE.

Tabela 12 – Geração de Eletricidade e Simulação da Renda Hidráulica – Brasil*

	Geração bruta Ano 2000	Tarifas praticadas em 2001	Proposta tarifária (R\$/MWh)	Renda Hidráulica R\$/Bilhões
Grupo Eletrobrás				
Eletronorte	29.258	34,8	75,0	1,3
Chesf	49.763	49,7	75,0	1,2
Furnas	45.271	49,0	75,0	1,2
Eletronuclear	6.046	0	0	0
Total – federais	130.338	45,9	75,0	3,6
Total –Estatais	280.000	55,0 *	75,0	5,6

(*) Estimativa.

Tabela 13 – Dados globais do setor elétrico

Total Brasil	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Consumidores residenciais	36.675	33.932	35.311	36.939	38.574	40.275	42.056
Consumo por residência (kWh/mês)	162	170	175	179	176	173	146
Variação anual (%)		4,6	3,1	2,4	- 1,9	- 1,5	- 15,5
Tarifa média total (R\$/MWh)	59,58	74,47	82,17	86,59	95,95	108,53	122,79
Aumentos (%)							
Residências	-	35,9	15,6	5,3	10,3	14,1	13,2
Indústrias	-	15,7	8,2	3,5	11,6	12,7	15,6
Comércio	-	16,6	8,4	3,3	9,0	12,5	14,1
Taxa de inflação – IPC/FIPE	-	10,0	4,8	- 1,6	8,6	4,4	7,1

Fonte: FIPE; Eletrobrás/SIESE, vários anos.

Tabela 14 – Dados globais do setor elétrico (2)

Total Brasil	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Consumo total (TWh)	220	260	277	285	293	308	284
Varição anual (%)		4,4	6,5	2,8	2,8	5,1	- 7,7
Participação (%)							
o Indústria	47,2	45,7	45,1	42,9	42,5	42,7	43,2
o Comércio	13,0	13,4	13,8	14,6	14,9	15,5	15,7
o Residências	25,5	26,5	26,7	27,9	27,8	27,2	26,0
o Outros	14,3	14,3	14,3	14,7	14,8	14,6	15,1
Capacidade instalada (MW)	50.000	57.229	59.157	61.325	63.816	67.713	70.121
Parcela hidrelétrica	n.d.	91,6	90,9	91,1	91,0	88,4	87,3
Acréscimo anual (MW)	-	1.828	1.928	2.168	2.491	3.897	2.408
Empregados do setor (total)	209.387	156.917	138.226	123.000	113.948	103.595	92.396
o SP					26.608	23.051	16.258
o RJ					13.212	11.367	10.026
o MG					13.418	13.222	12.852
o PR					8.654	8.225	7.894
o NE					22.151	19.208	18.182
o N					7.921	7.840	7.850
o Outros					21.984	20.682	19.334

Fonte: FIPE; Eletrobrás/SIESE, vários anos.

	CIDE R\$/un.	Dedução R\$/un.		CIDE Líquida R\$/un	Consumo	Receita (R\$)	
		pis-pasep	cofins			líquida	bruta
gasolinas m ³	501,1	39,4	181,7	280	17.207.000	4.817.960.000	8.622.427.700
diesel m ³	157,8	15,6	72,2	70	34.117.000	2.388.190.000	5.383.662.600
q. aviação m ³	32	5,7	26,3	0	3.994.000	0	127.808.000
outros que m ³	25,9	4,6	21,3	0	109.000	0	2.823.100
óleos comb t	11,4	2	9,4	0	12.915.750	0	147.239.550
GLP t	136,7	24,3	112,4	0	7.165.500	0	979.523.850
álcool et. m ³	29,2	5,2	24	0	10.261.000	0	299.621.200
Total					91.143.000	7.206.150.000	15.563.106.000

Figura 16 – Arrecadação da CIDE - simulação.

Estimativa da renda petrolífera:

- Produção nacional – 1,5 milhão de barris diários = 500 milhões de barris anuais;
- Custo: US\$10
- Valor econômico: US\$20-30
- Renda US\$10-20/barril – US\$5-10 bilhões/ano, equivalente a R\$15 – 30 bilhões/ano

Dessa forma, o Setor energético, através da renda hidráulica e petrolífera e da CIDE, pode contribuir com a geração de recursos para os programas de inclusão social, produzindo dividendos sociais a serem distribuídos aos mais necessitados através de programas globais.

Dado o atual estágio da reformas setoriais já empreendidas, dificilmente seria viável o retorno ao esquema de preços subsidiados dos derivados de petróleo e o retorno das tarifas sociais embutindo transferências, como praticado antes da reforma liberal. O retorno dos subsídios criaria dificuldades com os acionistas e investidores e com o sistema de financiamento dos novos empreendimentos. Assim, a alternativa possível, mantendo a gestão do Setor Energético orientada por mecanismos de mercado, visando a eficiência produtiva e alocativa nas suas fases de

exploração, desenvolvimento, transporte e distribuição e comercialização, consiste em criar formas de apropriação de parte dos excedentes econômicos através dos processos de concessão dos novos blocos para exploração de petróleo e dos novos potenciais hidro-energéticos, bem como da operação e valoração no mercado da energia hidráulica produzida pelas usinas novas e das já existentes.

No setor de petróleo isto poderá ser feito através da adaptação das regras de concessão dos blocos de exploração, para: a) eliminar os pagamentos de bônus de assinatura da concessão do bloco e do aluguel por retenção de área; b) promover a adequação do pagamento dos royalties; c) disciplinar o pagamento de participação especial de forma a que o vencedor da licitação do bloco seja aquele que proponha o menu mais favorável de participação governamental na produção de petróleo ou gás natural, na proporção da produtividade do poço a ser descoberto, depois de abatidos os custos de exploração e desenvolvimento do bloco. Desta forma o excedente econômico, livremente proposto pelo licitante, passaria a ser destinado a programa compreensivo de inclusão social, sob a forma de dividendo destinado ao combate da pobreza e da fome e resgate da cidadania. Toda a capacidade tecnológica e gerencial de empresa, como a Petrobrás, pautada por mecanismos de mercado, estaria também, concomitantemente, a serviço da inclusão social, na medida que a natureza dos blocos a serem explorados o permitirem. Estima-se que este excedente econômico possa se situar entre R\$2 e 4 bilhões por ano.

A CIDE, com adaptação de sua regulamentação, poderia gerar também entre R\$2 e 4 bilhões por ano.

No Setor Elétrico, a constituição do *major buyer pool* permite que: a) os preços da energia gerada, que no modelo vigente tenderiam a atingir valores da ordem de U\$35,00 a US\$40,00/MWh (cerca de R\$120,00 a R\$140/MWh), sinalizado pela geração termoeletrica, tenham uma trajetória de muito menor crescimento, em razão da incorporação de uma base mais ampla de recursos (cogeração, conservação, PCHs, otimização da complementação térmica, etc.) e, acima de tudo, da remoção dos riscos hidrológicos e de comercialização dos agentes, estimando-se que o custo marginal de longo prazo da expansão situe-se em torno dos R\$80 a 90 por MWh; b) uma vez confirmada, através dos processos de licitação para aquisição de nova capacidade, a sinalização destes valores, toda a energia hidráulica antiga, poderá ser comercializada pelo pool, por um preço situado entre o custo médio e o custo marginal de longo prazo; c) parte do excedente econômico, estimado entre R\$6 e 9 bilhões anuais, poderá ser direcionado para capitalizar as empresas energéticas, para financiar a expansão e a conexão dos 13 milhões (cerca de 4 milhões de domicílios), e, também para compor o fundo de inclusão social.

Estima-se que a ligação elétrica dos 4 milhões de domicílios despenda cerca de R\$8-10 bilhões, tarefa factível, para um prazo de 4-6 anos.

Em síntese, a mudança da política do Setor Energético poderá, sem comprometer a eficiência, ao contrário, incentivando-a, permitir a geração anual de cerca de R\$10 bilhões que poderiam ser destinados aos programas compreensivos de inclusão social, em substituição aos subsídios nos preços

e tarifas praticados anteriormente à reforma liberal. Ao invés de vale-luz, de vale-gás, vale-transporte, bolsa-escola e outros mecanismos focalizados, todos os recursos seriam canalizados e orientados por programa integral de promoção da cidadania. Assim, o Setor Energético daria uma contribuição, inteiramente ao seu alcance, para a construção de um País mais justo e digno.

2.4. REGULAÇÃO E CONTROLE SOCIAL

As⁸ acima, ²⁸ características do setor elétrico e sua essencialidade para a vida, conferem conteúdo e densidade política à sua organização e gestão. A disputa política, em torno dos serviços públicos e da exploração dos recursos naturais de propriedade pública, pode ser resumida em duas concepções filosoficamente distintas: ênfase absoluta na hegemonia do mercado ou ênfase no controle social.

A concepção que propugna a hegemonia do mercado está subjacente à atual reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Subordinando-se à concepção do Estado mínimo, impõe a hegemonia absoluta do “Mercado” como instrumento alocador de recursos e distribuidor de benefícios. Esta concepção conduz à esfera privada para prover todos os serviços públicos, mantendo-se o Estado como mediador para, teoricamente, assegurar qualidade, disponibilidade e preços, via instrumentos regulatórios — no caso de monopólios — e como promotor da concorrência — nos segmentos competitivos. No limite, esta concepção:

- 1) transfere a exploração do espaço econômico a grupos privados externos ou internos, sempre com hegemonia da esfera financeira e especulativa, com graves conseqüências para tecnologia, níveis de emprego, e utilização de recursos nacionais;
- 2) pretende transformar usuários e cidadãos em consumidores e clientes, alterando, de forma profundamente excludente, o conceito e a natureza inerente aos serviços públicos como instrumento de afirmação da cidadania e dos direitos humanos — pois o acesso, tanto em termos de quantidade quanto de qualidade, fica restrito às camadas afluentes da população.

Uma alternativa voltada ao controle social não pode prescindir da rearticulação da política energética e da recuperação da função do planejamento, dentro de um quadro de revisão do papel do Estado e do aprofundamento da democracia. Em seguida, o Setor Elétrico deve ser repensado a partir de outra concepção. Esta nova concepção de organização do setor elétrico não exclui os instrumentos de mercado, mas reconhece as suas limitações intrínsecas no campo dos serviços públicos. A experiência no Brasil e em outros países demonstra que o controle social e regulação democrática têm sido os únicos instrumentos eficazes para buscar o controle da qualidade, a modicidade das tarifas e a universalização do acesso.

²⁸ De: SAUER, I.L. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas. In: BRANCO, A.M. **Crise de desenvolvimento e crise de energia: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

Considera-se que a organização social baseada na estrutura do mercado (monopolizador) como instrumento de valoração relativa, de organização da produção e da distribuição de bens e serviços, tem conduzido a uma sociedade injusta, desigual, excludente e a um mundo em crescente desequilíbrio ambiental. Propõe que direitos inerentes à pessoa humana — que podem assumir níveis concretos diferenciados em termos de acesso aos serviços de energia elétrica ou outros (gás natural, saneamento (água, esgotos, lixo) mobilidade, transportes coletivos, telecomunicações e infovias), combinados com saúde, educação e cultura, segurança, meio ambiente saudável — devem ser reconhecidos e assegurados a todos, como condição para o exercício da cidadania, independentemente de sua situação ou condição social ou econômica.

Segundo esta concepção, a provisão de infra-estrutura básica de serviços públicos assume também um caráter duplamente estratégico:

- 1) em razão da sua essencialidade para o adequado funcionamento do sistema produtivo (indústria, comércio, serviços, agricultura, etc.) e social, responsável pela produção das condições materiais objetivas em termos de bens e serviços, para que atinja níveis de atualização tecnológica, eficiência e competitividade, capaz de promover a incorporação produtiva e contribuir para o resgate da cidadania de todos;
- 2) em razão de sua significativa participação na economia, os serviços públicos, como demandantes de bens, serviços, matérias primas e da apropriação e desenvolvimento de recursos naturais, constituem um espaço econômico privilegiado para a materialização de políticas consistentes nas áreas econômica, científica, tecnológica, industrial, usos múltiplos das águas, proteção do meio ambiente e de geração de renda e emprego no País e em regiões específicas.

Ainda, segundo esta visão, a regulação e controle social democráticos sobre os serviços públicos e o acesso aos mananciais hidráulicos está impregnado de um caráter eminentemente político, transcendendo as esferas econômica, jurídica ou tecnológica, meramente técnicas e politicamente neutras, como pretende a concepção vigente. Independentemente da propriedade, ou do controle da gestão — de as empresas ou organizações responsáveis pela provisão dos serviços serem privadas ou estatais — transparência, pleno acesso e envolvimento dos usuários, organizações sociais, e de todos os interessados, são essenciais para viabilizar a universalização do acesso, controle de qualidade e de preços ou tarifas.

2.4.1. REGULAÇÃO

Em linhas gerais, a nova conduta regulatória que esta proposta preconiza está implícita na descrição do arcabouço institucional e dos procedimentos de planejamento, operacionais e comerciais que a constituem, bem como na exposição dos motivos que levaram à sua elaboração. A alteração mais sensível consiste na retomada da presença do Estado, de uma forma mais intensa, em relação ao modelo liberal, porém, de forma mais equilibrada, preconizando, antes de tudo, provocar,

promover e estimular permanentemente a participação pública, e a transparência, além de uma distribuição mais igualitária dos benefícios entre os vários segmentos da sociedade, e não apenas para o capital externo. Assim este tópico trata de reforçar, por sua importância dentro deste modelo, alguns conceitos, relativos à regulação participativa, pública, transparente.

O sistema de regulação deverá ser democratizado e fortalecido, suas funções integradas com as de planejamento, promovida a fusão, ou, minimamente, a coordenação entre ANA, ANEEL e ANP e descentralizadas, quando possível, suas ações para Estados e Municípios. A descentralização, por exemplo, da regulação da distribuição de energia elétrica, deve ser realizada em articulação com a construção de mecanismos de controle social e de transparência, mobilizando a sociedade em torno de uma concepção mais ampla, que inclua, além da energia, outros serviços públicos.

A regulação tarifária, como mencionado, adotará o regime do **custo do serviço** aferido nos planos de licitação, posto que introduz menos incertezas e riscos para os provedores e consumidores do que o regime de mercado, na geração, e de **preço-teto incentivado**, na distribuição, como comprovado pela prática. A licitação empreendimentos e de blocos de energia a serem cogenerados e/ou conservados, garantirá a recuperação dos custos pela vida útil do projeto, explicitando os critérios de transferência e/ou repartição dos custos de geração e transmissão entre as diversas concessionárias distribuidoras, através do *pool*. Na ausência do mercado de caráter especulativo ou de contratos bilaterais para a formação de preços, há que se transferir os custos de forma coerente com os princípios gerais. Parte do excedente econômico das usinas hidráulicas pode e deve financiar a expansão e as políticas de subsídio social e desenvolvimento regional.

A energia advinda dos projetos hidráulicos existentes (atualmente vinculados aos contratos iniciais sob a denominação "energia velha"), bem como dos aproveitamentos dos potenciais favoráveis de recursos naturais (hidráulicos, eólicos) será prioritariamente destinada ao serviço público, cooperativo ou comunitário. Respeitada essa prioridade, poderão ser desenvolvidos projetos específicos para autoprodução e utilização em empreendimentos vinculados por contrato aos respectivos projetos, podendo inclusive utilizar a rede de transmissão. Há que se definir política específica para os eletrointensivos desvinculados de projetos de desenvolvimento, para evitar a mobilização de capitais públicos e/ou de recursos naturais favoráveis em benefício desses setores, que participam com cerca de 8% do total da eletricidade consumida no país.

2.4.2. CONTROLE SOCIAL

A regulação e controle social devem constituir um processo político permanente. As ações e decisões de concessionários devem ser submetidas ao escrutínio público, *ex-ante* ou *ex-post*, através de organizações reguladoras - instrumentos do controle social - dotadas de mecanismos de representação participativa de todos os agentes envolvidos (poder público, usuários por classe, concessionários, organizações sociais).

Além da estrutura com capacidade técnica para fiscalizar e avaliar o desempenho dos prestadores de serviços, as instâncias de controle devem primar pelos procedimentos públicos e transparentes a todos os interessados, e, acima de tudo, ter capacidade para viabilizar, motivar e mobilizar a organização e participação, o que exige a descentralização das ações. Afinal, a concretização dos serviços públicos ocorre fisicamente onde se desenvolve a vida social e econômica dos cidadãos: o âmbito local. Recuperar-se-ia assim uma trajetória, interrompida ao longo das disputas e conflitos do século passado, quando a participação local era privilegiada, e foi transferida para a arena federal, distante da população, favorecendo as empresas, pela sua capacidade de influir, reivindicar e pressionar, tanto os órgãos reguladores quanto as esferas de Poder.

Em suma, o novo sistema de regulação buscará adicionar ao seu caráter técnico e econômico, vínculos institucionais com a sociedade organizada como forma de garantir transparência deste sistema e viabilizar a construção do controle social, empregando, numa perspectiva de aperfeiçoamento constante, os instrumentos que provaram sua eficácia, como os **conselhos municipais**, que vêm exercendo um relevante papel na área da saúde, e buscando formas de viabilizar aqueles que são interessantes em tese, porém não têm cumprido sua função como poderiam, tal como as **audiências públicas**. Também se buscará incrementar a capilaridade das ações de planejamento, execução e regulação, por uma publicização cada vez maior dos atos via *web* e outros meios de comunicação através dos quais se atinja a população.

2.5. A CRISE DE SOBRA DE ENERGIA E A IMPLANTAÇÃO DO MAJOR BUYER POOL: TRANSIÇÃO E ESTIMATIVA DE CUSTOS

Apresenta-se a seguir uma estimativa do custo inicial de implantação do "Pool", que absorveria, segundo hipóteses alternativas, todos os ônus das sobras de energia atualmente existentes em decorrência do racionamento.

O modelo vigente levou a uma série de desequilíbrios que resultaram em um impasse para a sociedade, incluindo investidores, empreendedores e operadores do sistema. O principal deles, além das questões regulatórias e da gestão dos riscos sistêmicos, é o excesso de oferta resultante dos equívocos cometidos no passado. Neste contexto é estimado o custo da transição do modelo atual para o modelo cooperativo, o "Pool", além de avaliar outras alternativas para a solução da crise de desconstrução. Este excesso de oferta, não contratada, está, celeremente, promovendo a descapitalização das empresas geradoras, especialmente as estatais. A Sociedade corre o risco de não contar, em breve, uma vez superada a fase de excesso de oferta, com os investimentos necessários para atender as necessidades de energia: as empresas estatais estarão descapitalizadas e os investidores privados sem confiança no modelo e no ambiente regulatório. A atual crise do Setor Elétrico constitui uma oportunidade de solução definitiva do problema, com a mudança do modelo e a implantação do "major buyer pool". A adesão ao pool representa uma saída para as empresas geradoras garantirem suas receitas e se livrarem dos riscos

hidrológicos e de comercialização. E, para a Sociedade a implantação do pool garante o abastecimento energético, de forma permanente e confiável, a custos menores.

2.5.1. ANTECEDENTES DA CRISE DE SOBRA DE ENERGIA

A promulgação da lei 10.438 de 26/04/2002 através do Art. 27 determinou, para as geradoras federais, a obrigatoriedade da venda, através de leilões públicos, de no mínimo 50% dos montantes comercializados de energia que viria a ser reduzida dos contratos iniciais a partir de 01/01/2003. O parágrafo 4º do mesmo artigo determinou para as geradoras estatais estaduais que dessem publicidade, transparência e igualdade a todos os interessados na comercialização de suas energias liberadas, conforme lei 9.648 de 27/12/1998. A lei 10.604 de 17/12/2002 aumentou o grau de liberdade para a comercialização destes agentes, mas de forma tardia. Além disso, o Art. 28 de ambas as leis impunha que a energia que não fosse comercializada daquela forma seria liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

O principal argumento utilizado para esta imposição foi o de evitar uma explosão nos preços de geração destas empresas, já que estas deteriam tal "poder de mercado" que o impacto sobre a tarifa dos consumidores finais seria bastante significativo.

Ao par disto, a lei 10.604 e Resolução 13 do CNPE de 22/11/2002 permitem que as distribuidoras firmem contratos bilaterais (85% da carga própria com duração acima de 24 meses e 10% da carga com prazos superiores a 6 meses) em até 95% de suas necessidades. Os 5% dos requisitos faltantes poderão ser adquiridos no MAE.

Por outro lado, a expectativa de recuperação do consumo de energia elétrica no período pós-acionamento não se concretizou, mantendo-se na média equivalente aos níveis de 1999.

O resultado que se seguiu foi um fracasso quase que total dos leilões, seja de estatais federais seja das estatais estaduais, resultando um montante expressivo de sobras de energia assegurada (vide ANEXO 11) e perda substancial de fluxo de caixa destas geradoras.

2.5.2. ALTERNATIVAS PROPOSTAS PARA ABSORÇÃO DAS SOBRAS

O crise de sobra de energia não tem resolução imediata, dado que o modelo atual é bastante inflexível devido ao conjunto de regras do MAE. Portanto, somente um conjunto de soluções pode ao menos minimizar o problema. São propostas como medidas mitigadoras:

- Contratação, pelo prazo mínimo de um ano, por parte das distribuidoras de 100% dos seus requisitos de energia: estima-se, para as distribuidoras desverticalizadas e com base no cenário de referência do CTEM para 2003, em uma diminuição das sobras de 1.658 MW médios;
- Revisão da energia assegurada de ITAIPU: As resoluções ANEEL nº 268 e 453 de 1998 homologaram novos valores de energia

assegurada, para serem considerados a partir do ano de 2003, de todas as demais usinas hidroelétricas participantes do Sistema Elétrico Brasileiro, à exceção de ITAIPU. Como ela participa do MRE, o novo valor serviria de lastro para a contratação das empresas distribuidoras. Para o cálculo desses novos valores de energia assegurada foi utilizada a representação completa do sistema brasileiro, incluindo ITAIPU, empregando a base de dados disponibilizada pelo ONS que foi utilizada no cálculo das Energias Asseguradas para o período após 2002 e que se encontram na Resolução 453/98, de 30 de dezembro de 1998. O valor obtido para essa usina foi de 7685 MW médios, bem abaixo dos 8.612 MW médios utilizados nos Contratos Iniciais. Isto representaria um acréscimo contratual, e respectiva diminuição de sobras, de 927 MW médios. Esta medida implica em reavaliar as tarifas que serão praticadas por ITAIPU ao longo de 2003;

- Outra proposta implicaria no estabelecimento de um patamar mínimo de preço a ser praticado no âmbito do MAE, dado que pelas regras as sobras de energia seriam liquidadas neste mercado: apesar da razoabilidade desta proposta ela trás uma série de implicações para todos os Agentes de Mercado. Como a energia alocada seria inferior à energia assegurada de cada empresa geradora, devido ao mercado reduzido, haveria uma realocação do montante financeiro circulante entre as empresas. Portanto esta redistribuição implicaria em ganhos e perdas para os diferentes agentes que varia em função do preço mínimo estabelecido. Estima-se que geradoras sem contratos obteriam ganhos expressivos, ao contrário daquelas contratadas no limite de sua assegurada. Como os efeitos são de difícil mensuração, sugere-se que o próprio MAE execute todas as simulações necessárias para que se possa avaliar o conjunto das empresas.

O conjunto destas medidas permitiria reduzir as sobras das estatais, federais e estaduais, de 5.707 MW médios (incluindo Tucuruí II) para 3.122 MW médios.

2.5.3. O POOL, AS SOBRAS DE ENERGIA ASSEGURADA E AS TERMOELÉTRICAS

Além dos problemas gerados pela energia assegurada excedente, há a questão das plantas termoeletricas, em sociedade ou integrais da PETROBRÁS, cuja expectativa de operação com retorno aos empreendedores é muito difícil no curto prazo. Os motivos deste problema são por demais conhecidos, e a abordagem neste item é demonstrar que a implantação do "pool" tal como está proposto, além de resolver o problema das sobras da energia assegurada, permite o retorno financeiro necessário dos investimentos já realizados ou a serem efetuados pela PETROBRÁS.

Foram realizadas várias simulações com as seguintes premissas de aquisição das sobras pelo "pool" objetivando o aumento da confiabilidade do sistema elétrico:

- hidroelétricas:

- três hipóteses para as sobras de energia assegurada: a) aquisição das sobras totais por empresa, b) contratação adicional de 5% por parte das distribuidoras desverticalizadas, implicando a contração de 100% da demanda, mediante contratos de longo prazo, e c) contratação adicional devido a redução da energia assegurada de ITAIPU;
 - remuneração das sobras pelo preço mínimo oferecido pelas empresas nos respectivos leilões corrigidos pelo IGP-M até dezembro/2002: estatais federais e COPEL para contratos de 2 anos, CESP/EMAE para contratos de 6 anos. Tucuruí II recebeu a mesma remuneração da energia assegurada ofertada pela ELETRONORTE nos leilões,
 - não foram consideradas as sobras dos PIE's pois as estimativas disponíveis não são confiáveis, dado que os montantes firmados através de contratos bilaterais podem se alterar a cada momento.
- Termoelétricas da PETROBRÁS:
 - foram consideradas somente as seguintes plantas e respectivas potências com potencial de operação em 2003: Termo Bahia (190 MW), Ibitité (240 MW), Fafen (137 MW), Araucária (497,3 MW), Norte Fluminense (507 MW), Três Lagoas (244 MW), Canoas (160 MW) e Piratininga (590 MW),
 - as plantas Macaé Merchant, Eletrobolt Merchant e Termo Ceará não foram consideradas nos cálculos por terem contratos específicos junto a PETROBRÁS, não disponíveis;
 - a remuneração por encargo de capacidade tomou como base os orçamentos previstos, os prazos de implantação e o custo estimado de O&M fixo de US\$ 8/kW-ano,
 - taxas de desconto para o encargo de capacidade para um período de 20 anos de 15% ao ano (outras foram objeto de análise de sensibilidade),
 - as plantas serão consideradas como prontas para entrar em operação no mês seguinte ao programado,
 - as plantas não entrarão em operação ao longo de 2003, conforme as simulações prévias efetuadas.
 - Gerais:
 - Taxa de câmbio: R\$ 3,50 por US\$ 1,00,
 - Sazonalidade mensal baseada no Mercado de Referência do CTEM 2003/2012 (vide anexo 9).

As tabelas seguintes sintetizam as simulações e mostram o custo inicial do *pool* para 2003 segundo as hipóteses formuladas.

A tabela 15 apresenta, a preços de janeiro de 2003, qual seria o custo inicial da transição (custo do *pool*), ou, visto pelo atual modelo, o prejuízo mensal incorrido pelas geradoras estatais federais e estaduais.

Tabela 15 – Sobras totais de energia elétrica assegurada – custo total do pool ou perda de receita das geradoras

SOBRAS TOTAIS DE ENERGIA ASSEGURADA - CUSTO TOTAL DO "POOL" OU PERDA DE RECEITA DAS GERADORAS													
	R\$ milhões												
	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
HIDROELÉTRICAS - H1	219,3	198,0	253,4	245,2	253,4	245,2	253,4	253,4	245,2	253,4	245,2	253,4	2.918,6
TERMOELÉTRICAS - 15%	31,0	29,2	45,6	44,0	60,6	58,1	58,9	65,5	68,4	84,4	83,1	88,1	716,8
total	250,2	227,2	299,0	289,2	314,0	303,3	312,3	318,9	313,6	337,8	328,3	341,5	3.635,4

A tabela 16 apresenta, a preços previstos para janeiro de 2003, quais seriam os custos incorridos pelo *pool*, na hipótese de que os agentes de distribuição adquirissem 5% adicionais dos atuais montantes contratados. Desta forma, a diferença aproximada de R\$ 900 milhões, em relação à tabela anterior, representa o montante adicional a ser despendido pelas distribuidoras na contratação adicional de energia junto a geradoras estatais federais e estaduais, que seriam repassados aos consumidores via tarifa vigente.

Tabela 16 – Sobras totais – contratação adicional de 5%

SOBRAS TOTAIS-CONTRATAÇÃO ADICIONAL DE 5%													
	R\$ milhões												
	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
HIDROELÉTRICAS - H2	141,6	127,9	175,7	170,1	175,7	170,1	175,7	175,7	170,1	175,7	170,1	175,7	2.004,3
TERMOELÉTRICAS - 15%	31,0	29,2	45,6	44,0	60,6	58,1	58,9	65,5	68,4	84,4	83,1	88,1	716,8
total	172,6	157,1	221,3	214,1	236,4	228,1	234,6	241,2	238,4	260,2	253,2	263,9	2.721,0

A tabela 17 apresenta, a preços previstos para janeiro de 2003, quais seriam os custos incorridos pelo *pool*, na hipótese de que os agentes de distribuição contratassem, além dos 5% adicionais em relação à legislação atual, os montantes adicionais que seriam necessários para a contratação de 100% de seus requisitos devido à reavaliação da energia assegurada de ITAIPU. Neste caso, a tarifa média a ser praticada pelos agentes de distribuição junto a consumidores finais, quando for o caso, seriam reavaliadas, pois o efeito câmbio de ITAIPU das cotas liberadas teria desaparecido e seria substituída pelas tarifas internas do sistema estatal. A diferença de aproximadamente R\$ 1,4 bilhões, em relação à primeira alternativa, seriam os custos de aquisição de energia pelas distribuidoras junto às geradoras estatais, ressarcidos pelos consumidores finais das respectivas distribuidoras. Esta alternativa, combinando o ajuste das cotas de Itaipu com contratação de 100% da energia demandada pelas distribuidoras, é a que tem melhores condições de ser atingida com a implementação do *pool*.

Portanto, em 2003, mantidas as demais condições, o *pool*, garantindo as receitas esperadas por todas as geradoras (admitindo sua adesão) sem acréscimos repassados às distribuidoras, exceto os decorrentes da contratação de 100% da energia requerida, teria um déficit de cerca de R\$2,2 bilhões. Estima-se que as sobras de energia sejam progressivamente absorvidas pelo crescimento do mercado, até 2006. Assim, em 2004, 2005 e 2006 o déficit pode ser estimado em $\frac{3}{4}$, $\frac{1}{2}$ e $\frac{1}{4}$ do previsto para 2003. Então, o déficit total, previsto para o *pool*, até a normalização do mercado, atingiria um montante nominal de aproximadamente R\$5,5 bilhões. Este valor poderia ser reduzido através de ações de venda de energia temporária, com tarifas favorecidas, para consumidores que tenham capacidade ociosa, podendo incrementar as exportações (ex. ferro-ligas), através de exportação para países vizinhos, entre outras. O saldo remanescente pode ser objeto de soluções

diferenciadas como: repasse aos consumidores ao longo de 5 a 10 anos, com financiamento do pool, por banco de desenvolvimento; aumento das tarifas aos consumidores finais, respectivamente de cerca de 6%, 4,5%, 3%, e 1,5%, entre 2003 e 2006; declaração de nulidade dos contratos de compra de energia emergencial, a ser buscada na Justiça, implicando dispêndio de R\$6 bilhões, até 2005, superior ao valor previsto para a implantação do pool, o que dispensaria qualquer ação adicional.

Tabela 17 – Sobras totais – contratação adicional de 5% - revisão assegurada de Itaipu

	SOBRAS TOTAIS-CONTRATAÇÃO ADICIONAL DE 5%-REVISÃO ASSEGURADA DE ITAIPU												
	R\$ milhões												
	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
HIDROELÉTRICAS - H3	98,2	88,7	132,3	128,1	132,3	128,1	132,3	132,3	128,1	132,3	128,1	132,3	1.493,0
TERMOELÉTRICAS - 15%	31,0	29,2	45,6	44,0	60,6	58,1	58,9	65,5	68,4	84,4	83,1	88,1	716,8
total	129,1	117,9	177,9	172,1	192,9	186,1	191,2	197,8	196,4	216,8	211,2	220,4	2.209,8

Os valores apresentados para as hidroelétricas refletiriam o equivalente à venda total da energia assegurada a preços equivalentes aos dos contratos iniciais. Na prática, com o mercado se realizando abaixo dos montantes da energia assegurada as quantidades a serem comercializadas pelas estatais através de contratos bilaterais seriam reduzidos de 10% a 15%, proporcionais à realização do mercado verificado, e com isso o custo da transição seria mais elevado. Além disso, poder-se-ia adotar no início do "pool" uma taxa de desconto menor que a apresentada para as termoeletricas, compensando o fluxo de receita em anos futuros.

2.5.4 – DETALHAMENTO PARA AS EMPRESAS

A seguir são apresentados os resultados destas simulações por empresa.

A tabela 18 apresenta a hipótese em que o "Pool" adquire todas as sobras de energia assegurada das geradoras estatais federais e estaduais. O equivalente disto são os montantes de recursos que estas empresas deixariam de arrecadar ao longo de 2003.

H1: SOBRAS TOTAIS - CUSTO TOTAL INICIAL DO POOL OU PERDA DE RECEITA DAS GERADORAS ESTATAIS															
R\$ milhões															
Geradoras Estatais Federais	MW médio	R\$/MWh	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
ELETRONORTE	sobras	580	44,75	19,3	17,4	19,3	18,7	19,3	18,7	19,3	18,7	19,3	18,7	19,3	227,2
	expansão	1.026	44,75	0,0	0,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	337,1
	total	1.605	19,3	17,4	53,4	51,7	53,4	51,7	53,4	53,4	51,7	53,4	51,7	53,4	564,3
CHESF	sobras	705	49,18	25,8	23,3	25,8	25,0	25,8	25,0	25,8	25,8	25,0	25,8	25,0	303,6
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	705	25,8	23,3	25,8	25,0	25,8	25,0	25,8	25,8	25,0	25,8	25,0	25,8	303,6
FURNAS	sobras	1.618	68,09	81,9	74,0	81,9	79,3	81,9	79,3	81,9	81,9	79,3	81,9	79,3	964,9
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	705	81,9	74,0	81,9	79,3	81,9	79,3	81,9	81,9	79,3	81,9	79,3	81,9	964,9
CGTEE	sobras	64	76,45	3,6	3,3	3,6	3,5	3,6	3,5	3,6	3,5	3,6	3,5	3,6	42,9
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	705	3,6	3,3	3,6	3,5	3,6	3,5	3,6	3,6	3,5	3,6	3,5	3,6	42,9
Geradoras Estatais Estaduais	MW médio	R\$/MWh	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
CESP	sobras	899	70,99	47,5	42,9	47,5	45,9	47,5	45,9	47,5	47,5	45,9	47,5	45,9	559,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	899	47,5	42,9	47,5	45,9	47,5	45,9	47,5	47,5	45,9	47,5	45,9	47,5	559,0
EMAE	sobras	76	68,11	3,9	3,5	3,9	3,7	3,9	3,7	3,9	3,9	3,7	3,9	3,7	45,3
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	76	3,9	3,5	3,9	3,7	3,9	3,7	3,9	3,9	3,7	3,9	3,7	3,9	45,3
COPEL	sobras	740	67,66	37,3	33,6	37,3	36,1	37,3	36,1	37,3	37,3	36,1	37,3	36,1	438,6
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	740	37,3	33,6	37,3	36,1	37,3	36,1	37,3	37,3	36,1	37,3	36,1	37,3	438,6
CEMIG	sobras	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	0	0,0												
total das estatais	sobras	4.681	62,96	219,3	198,0	219,3	212,2	219,3	212,2	219,3	219,3	212,2	219,3	212,2	2.581,5
	expansão	1.026	44,75	0,0	0,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	34,1	33,0	34,1	33,0	337,1
	total	5.707	58,38	219,3	198,0	253,4	245,2	253,4	245,2	253,4	253,4	245,2	253,4	245,2	2.918,6

Tabela 18 – Sobras totais – custo total inicial do pool ou perda de receita das geradoras estatais

A tabela 19 apresenta os resultados baseados na hipótese que as distribuidoras contratassem 5% adicionais através de contratos bilaterais com as empresas estatais.

Tabela 19 – Sobras totais – contratação de 100% da carga de referência R\$ milhões

H2: SOBTRAS TOTAIS-CONTRATAÇÃO DE 100% DA CARGA DE REFERÊNCIA
R\$ milhões

Geradoras Estatais Federais		MW médio	R\$/MWh	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
ELETRONORTE	sobras	374	44,75	12,5	11,3	12,5	12,1	12,5	12,1	12,5	12,5	12,1	12,5	12,1	12,5	146,7
	expansão	1.026	44,75	0,0	0,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	337,1
	total	1.400	12,5	11,3	46,6	45,1	46,6	483,8								
CHESF	sobras	455	49,18	16,7	15,0	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	196,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	705	16,7	15,0	16,7	16,1	16,7	196,0								
FURNAS	sobras	1.045	68,09	52,9	47,8	52,9	51,2	52,9	51,2	52,9	52,9	51,2	52,9	51,2	52,9	623,1
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	705	52,9	47,8	52,9	51,2	52,9	623,1								
CGTEE	sobras	41	76,45	2,4	2,1	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4	27,7
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	705	2,4	2,1	2,4	2,3	2,4	27,7								
Geradoras Estatais Estaduais		MW médio	R\$/MWh	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
CESP	sobras	581	70,99	30,7	27,7	30,7	29,7	30,7	29,7	30,7	30,7	29,7	30,7	29,7	30,7	361,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	581	30,7	27,7	30,7	29,7	30,7	361,0								
EMAE	sobras	49	68,11	2,5	2,2	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	29,3
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	49	2,5	2,2	2,5	2,4	2,5	29,3								
COPEL	sobras	478	67,66	24,1	21,7	24,1	23,3	24,1	23,3	24,1	24,1	23,3	24,1	23,3	24,1	283,3
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	478	24,1	21,7	24,1	23,3	24,1	23,3	24,1	24,1	23,3	24,1	23,3	24,1	23,3	283,3
CEMIG	sobras	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	0	0,0													
total das estatais	sobras	3.023	62,96	141,6	127,9	141,6	137,0	141,6	137,0	141,6	141,6	137,0	141,6	137,0	141,6	1.667,2
	expansão	1.026	44,75	0,0	0,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	337,1
	total	4.049	56,51	141,6	127,9	175,7	170,1	175,7	170,1	175,7	175,7	170,1	175,7	170,1	175,7	2.004,3

A tabela 20 apresenta os resultados se além da hipótese anterior a energia assegurada de ITAIPU fosse revista como o foram todas as demais usinas do sistema.

Tabela 20 – Sobras totais – contratação de 100% da carga de referência – diminuição da assegurada de Itaipu – R\$ milhões

H3: SOBTRAS TOTAIS-CONTRATAÇÃO DE 100% DA CARGA DE REFERÊNCIA-DIMINUIÇÃO DA ASSEGURADA DE ITAIPU
R\$ milhões

Geradoras Estatais Federais		MW médio	R\$/MWh	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
ELETRONORTE	sobras	260	44,75	8,6	7,8	8,6	8,4	8,6	8,4	8,6	8,6	8,4	8,6	8,4	8,6	101,7
	expansão	1.026	44,75	0,0	0,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	337,1
	total	1.285	8,6	7,8	42,8	41,4	42,8	41,4	42,8	42,8	41,4	42,8	41,4	42,8	41,4	438,8
CHESF	sobras	316	49,18	11,5	10,4	11,5	11,2	11,5	11,2	11,5	11,5	11,2	11,5	11,2	11,5	135,9
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	316	11,5	10,4	11,5	11,2	11,5	11,2	11,5	11,2	11,5	11,2	11,5	11,2	11,5	135,9
FURNAS	sobras	724	68,09	36,7	33,1	36,7	35,5	36,7	35,5	36,7	36,7	35,5	36,7	35,5	36,7	432,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	724	36,7	33,1	36,7	35,5	36,7	35,5	36,7	36,7	35,5	36,7	35,5	36,7	35,5	432,0
CGTEE	sobras	29	76,45	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	19,2
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	29	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	19,2
Geradoras Estatais Estaduais		MW médio	R\$/MWh	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
CESP	sobras	403	70,99	21,3	19,2	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	250,3
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	403	21,3	19,2	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	250,3
EMAE	sobras	34	68,11	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	20,3
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	34	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	20,3
COPEL	sobras	331	67,66	16,7	15,1	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	196,4
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	331	16,7	15,1	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	16,1	16,7	196,4
CEMIG	sobras	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	expansão	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total das estatais	sobras	2.096	62,96	98,2	88,7	98,2	95,0	98,2	95,0	98,2	98,2	95,0	98,2	95,0	98,2	1.155,9
	expansão	1.026	44,75	0,0	0,0	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	34,1	33,0	34,1	33,0	34,1	337,1
	total	3.122	54,60	98,2	88,7	132,3	128,1	132,3	128,1	132,3	132,3	128,1	132,3	128,1	132,3	1.493,0

A tabela 21 apresenta os custos iniciais do "Pool" de remuneração das plantas termelétricas as quais a PETROBRÁS tem participação acionária ou detém 100% do controle.

Tabela 21 – Plantas termelétricas – R\$ milhões – remuneração de todos os sócios

PLANTAS TERMOELÉTRICAS														
R\$ milhões - remuneração total de todos os sócios														
plantas	taxa de desconto	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro	ano
Termo Bahia	12%			8,1	7,8	8,0	7,7	7,8	8,0	7,7	8,3	7,9	8,1	79,5
	15%			9,6	9,2	9,5	9,1	9,2	9,5	9,2	9,8	9,4	9,6	94,1
	18%			11,1	10,7	11,0	10,6	10,7	11,0	10,6	11,4	10,9	11,2	109,2
Ibirité	12%	3,1	2,9	3,2	3,0	3,1	3,0	3,0	3,1	3,0	8,0	7,6	7,8	50,9
	15%	3,6	3,4	3,7	3,6	3,7	3,5	3,6	3,7	3,5	9,4	9,0	9,2	59,8
	18%	4,1	3,9	4,3	4,1	4,2	4,1	4,1	4,2	4,1	10,9	10,4	10,7	69,1
Fafen	12%	2,5	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4	2,4	2,5	2,4	2,6	4,6	4,8	34,0
	15%	2,9	2,7	3,0	2,9	3,0	2,8	2,9	3,0	2,9	3,1	5,5	5,6	40,2
	18%	3,4	3,2	3,5	3,4	3,5	3,3	3,4	3,4	3,3	3,6	6,3	6,5	46,7
Araucária	12%	15,4	14,6	15,9	15,3	15,8	15,1	15,4	15,7	15,2	16,3	15,6	16,0	186,4
	15%	18,2	17,2	18,7	18,1	18,6	17,8	18,1	18,5	17,9	19,3	18,4	18,9	219,7
	18%	21,1	19,9	21,7	20,9	21,6	20,7	21,0	21,5	20,8	22,3	21,3	21,8	254,5
Norte Fluminense	12%								4,4	8,5	13,8	13,1	13,5	53,3
	15%								5,2	10,0	16,2	15,4	15,8	62,7
	18%								6,0	11,6	18,7	17,8	18,3	72,5
Três Lagoas	12%					7,5	7,2	7,3	7,5	7,2	7,8	7,4	7,6	59,4
	15%					8,8	8,5	8,6	8,8	8,5	9,1	8,7	8,9	70,0
	18%					10,2	9,8	10,0	10,2	9,9	10,6	10,1	10,4	81,1
Canoas	12%			3,6	3,5	3,6	3,4	3,5	3,5	3,4	3,7	3,5	3,6	35,2
	15%			4,2	4,0	4,2	4,0	4,1	4,2	4,0	4,3	4,1	4,2	41,3
	18%			4,8	4,7	4,8	4,6	4,7	4,8	4,6	5,0	4,8	4,9	47,6
Piratinga	12%	5,3	5,0	5,5	5,3	10,9	10,4	10,6	10,8	10,5	11,2	10,7	13,5	109,7
	15%	6,3	5,9	6,4	6,2	12,8	12,3	12,4	12,7	12,3	13,2	12,6	15,8	129,0
	18%	7,2	6,8	7,4	7,2	14,8	14,2	14,4	14,7	14,3	15,3	14,6	18,2	149,2
total	12%	26,3	24,8	38,7	37,3	51,4	49,3	50,0	55,6	58,0	71,7	70,5	74,8	608,4
	15%	31,0	29,2	45,6	44,0	60,6	58,1	58,9	65,5	68,4	84,4	83,1	88,1	716,8
	18%	35,9	33,8	52,8	51,0	70,2	67,2	68,2	75,8	79,2	97,8	96,2	102,0	830,0

3. BASE JURÍDICA PARA A MUDANÇA DO MODELO

3.1. INTRODUÇÃO

A formulação de um novo modelo, necessariamente deverá restabelecer a condição da eletricidade como um serviço público, em sua plenitude. Dificuldade muito maior seria manter o atual modelo e pretender regularizá-lo, dadas as inconstitucionalidades presentes em sua concepção, não superadas pela legislação implantada para consolidá-lo. Com pequenas modificações na legislação infraconstitucional, acomodando a existência dos diversos agentes presentes, haverá possibilidade de se dispor de um marco regulatório sólido e coerente, ao contrário do atual, e que poderá trazer, em face de sua clareza de propósitos, muito mais segurança e modicidade tarifária aos consumidores de energia e regras duradouras e atrativas para os investidores.

Independentemente de que jurista faça a conceituação do que seja um Serviço Público, nenhum dos outros serviços que oferece utilidade ou comodidade à população se enquadra a todas as definições e requisitos, com tanta precisão, como o serviço de energia elétrica. De fato, a determinação constitucional do art. 21, inciso X, caracteriza os serviços e instalações de energia elétrica como de alçada do Poder Público Federal. Por isso, para diversos autores que se aprofundaram em questões do Direito Administrativo e, em especial, em relação às Concessões de Serviços Públicos, é tormentoso enfrentar as modificações do setor elétrico possibilitadas pela Lei 9.074/95 e 9.648/98.

O atual modelo, concebido e implementado sob as prescrições contidas nos documentos do RESEB²⁹ (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), ao promover a desintegração vertical dos serviços de energia elétrica, com a separação de atividades competitivas (geração) e não competitivas (transmissão e distribuição), o fez sem qualquer respaldo constitucional, pois caracterizou a produção de energia como uma atividade econômica, dissociada do serviço público. A fim de viabilizar a implantação deste modelo recomendou-se, no próprio RESEB, a formulação de emendas constitucionais, conforme consta no relatório parcial WP B1, que, contudo, não chegaram a ser implementadas.

A criação da figura do Produtor Independente de Energia que, segundo a Lei 9.074/95, é sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, podendo assumir as mesmas atribuições do concessionário público de geração de energia, torna confusa a coexistência de dois regimes de exploração para um mesmo serviço público, quebrando a isonomia que deveria existir.

Outra fragilidade da atual legislação é a caracterização do consumidor livre. O Relatório de Progresso 2 do Comitê de Revitalização³⁰ chegou a propor que o consumidor livre passasse a ser na prática, consumidor

²⁹ Estudos desenvolvidos em associação por consultores internacionais e órgãos governamentais, para detalhamento do modelo que promoveu a liberalização do setor elétrico. Sofreu várias alterações até o começo de sua implementação, em 1999.

³⁰ Criado em 2001 a partir da crise vivida pelo setor.

compulsoriamente livre, pois caso não migrasse para a livre negociação de seus preços de compra de energia, seria penalizado com tarifas que poderiam ficar entre o Valor Normativo e PMAE (Preço do mercado atacadista de energia). A partir do Relatório de Progresso 3, o então Comitê recuou em suas propostas, já que seria descabido obrigar a consumidores a se retirar do serviço regulado. Encontra-se em vigor atualmente a seguinte classificação:

- Consumidor Cativo;
- Consumidor Livre (carga maior que 3.000 kW, atendido por tensão igual ou maior que 69 kV): que não é, necessariamente, atendido pela Distribuidora que detém o monopólio da área à qual está circunscrito, sendo "livre" para optar;
- Consumidor Potencialmente Livre: preenche os requisitos do Livre, mas não exerce o direito.

Um planejamento de natureza indicativa, como passou a ser oferecido pelo governo ao setor privado, seria aplicável a atividades fora do alcance da atuação do Poder Público. Este certamente não poderia ser, sob hipótese alguma, o caso da prestação de um serviço público de natureza essencial como a energia elétrica. A opção do Estado em abdicar do poder de decisão sobre o planejamento e, conseqüentemente, sobre o atendimento das necessidades de crescimento da oferta de energia, ainda que mitigada pelos incentivos às empresas privadas, acabou levando ao racionamento de energia, ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

Conforme afirma Marçal Justen Filho em seu livro **Concessões de Serviços Públicos**:

"A concessão não produz modificação do regime jurídico que preside a prestação do serviço público. Não acarreta transformação do serviço público em privado. A outorga da concessão não representa modalidade de desafetação do serviço, retirando-o da órbita pública e inserindo no campo de direito privado." (p. 66 – 1ª Ed.- Dialética)

A construção de uma base jurídica para o novo modelo, a partir da coexistência dos diversos agentes criados e ainda em vigor, necessita considerar os tópicos:

- **Pressuposto básico:** deve ser tácito o entendimento de que o serviço de energia é um serviço público e como tal, deverá ter um planejamento determinativo, ou seja, que as metas para expansão de oferta voltem a ser estabelecidas por órgão competente do poder público, através de procedimentos transparentes e participativos, e dotadas de caráter prioritário.
- Partindo do princípio de que não pode haver privação do serviço público regulado a nenhum segmento, sendo um dever do Estado, ou de quem lhe faça as vezes, prestar o serviço, obrigatoriamente, sempre que requerido, o consumidor poderá deixar sua condição de cativo se quiser. Em outras palavras, o usuário, não está, a princípio, obrigado a usar o serviço público.

- Produtor independente de energia e consumidores livres devem ser considerados em um escopo distinto daquele do serviço público, pois não atendem a alguns dos seus pressupostos, tais como igualdade (uniformidade) e generalidade (universalidade). Dessa forma, a prestação de um serviço público deve ser igual para aqueles que se encontrem em situações comparáveis, respeitadas as distinções de suas condições e o serviço deva ser exigido e usado por todos os que dele necessitem, indistintamente. É evidente que a relação entre Produtores Independentes e Consumidores Livres que se pauta pela oportunidade do negócio e a livre negociação nada tem a ver com os citados princípios do serviço público.

São possíveis, então, três situações para os consumidores de energia:

- Consumidor Cativo (compulsório);
- Consumidor Cativo com opção para deixar de sê-lo;
- Consumidor Livre (não atendido pela distribuidora de sua área).

A produção independente adapta-se melhor aos grandes consumidores individuais. Nesta situação, reduz-se a necessidade de interferência do Estado, considerando que existe equilíbrio de poder econômico entre o fornecedor de energia e o grande consumidor. Neste caso, por opção do próprio consumidor, este deixa de ser servido pelo serviço público de geração de energia, permanecendo o serviço público de transmissão, dada a necessidade de integração ao sistema e o incentivo do Estado à atividade econômica supletiva de energia elétrica, desafogando o serviço público.

O modelo setorial que se tentou implantar no País, transformando a energia elétrica num produto a ser comercializado, de *utility* para *commodity*, como será abordado adiante, afrontou toda a base constitucional do país, e conceitos fundamentais que necessitarão ser resgatados, por um novo marco regulatório. Ainda que se quisesse preservar o máximo possível do atual modelo implantado, no sentido de criar menores choques de confiança entre os agentes envolvidos, não é possível manter o seu maior equívoco, em essência, que consiste em tentar suprimir do atendimento com energia elétrica, artificialmente, sua condição de serviço público.

Questiona-se até que ponto uma legislação ordinária, reunida através das leis 9.074/95 (Lei Setorial), 9.427/96 (Lei que instituiu a Aneel), 9.428/98 (Lei que reestrutura o Setor Elétrico) poderia revogar preceitos constitucionais que definem a Energia Elétrica como um Serviço Público. Não se pode retirar de um cidadão o direito constitucional do atendimento de suas necessidades, quer seja em sua residência, estabelecimento comercial ou industrial, com um Serviço Público de energia elétrica! Abrir mão de um Serviço Público deve ser uma opção do cidadão, do consumidor, e não uma imposição oriunda de legislação ordinária e regulamentações que partam de um órgão regulador.

Torna-se, então, falacioso conceder ao consumidor a opção de comprar energia de várias distribuidoras ou comercializadoras, quando ele permanece vulnerável ao poder de mercado por pressões tarifárias, ou até mesmo sujeito a ser privado da energia, se esta for a consequência de estratégias, equivocadas ou intencionais, dos agentes do Poder Econômico.

O que é um Serviço Público? O que caracteriza um Serviço Público? Qual a razão conceitual pela qual um "Consumidor Cativo", ou, assim também chamado "Consumidor Potencialmente Livre", em se transformando efetivamente em um "Consumidor Livre" estará deixando de ser atendido pelo Serviço Público?

3.2. CONCEITO DE SERVIÇO PÚBLICO

É importante lembrar o que prevêm os artigos 173 e 175 da Constituição Federal:

Art. 173. Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei.

§ 1.º A empresa pública, a sociedade de economia mista e outras entidades que explorem atividade econômica sujeitam-se ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto às obrigações trabalhistas e tributárias.

§ 2.º As empresas públicas e as sociedades de economia mista não poderão gozar de privilégios fiscais não extensivos às do setor privado.

...

Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

Existem dois diferentes tipos de situações no cenário econômico brasileiro: uma delas consiste na exploração de atividades de conteúdo mercantil, abrangendo, inclusive, os serviços. Outra consiste na prestação de serviços públicos de interesse da população. Na primeira situação, prevaleceriam as normas de direito privado, com a presença indireta dos ramos de direito público relacionados e, na segunda, as regras de direito público seriam mais relevantes, principalmente de direito administrativo, embora também com influência indireta do direito privado.

Em nenhum momento, o art. 173 comporta a **exploração** de serviços públicos, apenas a exploração de atividades econômicas – daí a prevalência do direito privado. Desta forma, a Constituição determinou que as leis de mercado regeriam os serviços não públicos, segundo o disposto do artigo 173 e, de outro lado, as leis que amparam o interesse público regeriam a exploração dos Serviços Públicos, no regime do artigo 175. Em outras palavras, a livre concorrência e o livre mercado determinam o regime jurídico do artigo 173 e, por sua vez, o interesse público determina a disciplina legal do artigo 175. Assim, as regras de mercado não podem prevalecer sob o regime jurídico da prestação de serviços públicos.

Celso Antônio Bandeira de Mello, em seu livro **Curso de Direito Administrativo**, assim se refere aos serviços públicos:

...

"a) serviços públicos, vale dizer, atividades materiais que o Estado, inadmitindo que possam simplesmente relegadas à livre iniciativa, assume como próprias, por considerar seu dever prestá-las ou patrocinar-lhes a prestação, a fim de satisfazer necessidades ou comodidades do todo social, reputadas como fundamentais em dado tempo e lugar. Por esta mesma razão as submete a uma disciplina jurídica específica, preordenada a garantir proteção aos interesses coletivos nelas encarnados, de sorte a facilitar-lhes a viabilização, assim como defendê-las não apenas contra terceiros ou contra as pessoas que ele próprio haja habilitado a prestá-los, mas também contra omissões ou desvirtuamentos em que o próprio Estado possa incorrer ao propósito delas.

Nos termos da Constituição brasileira, em relação à grande maioria dos serviços públicos, não há obrigação estatal de prestá-los diretamente ou por criatura sua, podendo simplesmente patrocinar-lhes a prestação pela outorga de seu exercício a terceiros, mediante concessão ou permissão (a Lei Maior fala ainda em autorização). Cumpre, pois conhecer as características do serviço público, as exigências constitucionais a respeito, assim como o regime jurídico que preside as concessões e permissões do serviço público." (p. 595-14ª Ed. - Malheiros)

...

"Conceito de serviço público

Sabe-se que certas atividades (consistentes na prestação de utilidade ou comodidade material) destinadas a satisfazer a coletividade em geral são qualificadas como serviços públicos quando, em dado tempo e lugar, o Estado reputa que não convém relegá-las simplesmente à livre iniciativa; ou seja, que não é socialmente desejável fiquem tão só assujeitadas à fiscalização e controles que exerce sobre a generalidade das atividades privadas (fiscalização e controles estes que se constituem no chamado "poder de polícia").

Justamente pelo relevo que lhes atribui, o Estado considera de seu dever assumi-las como pertinentes a si próprio (mesmo que sem exclusividade) e, em conseqüência, exatamente por isto, as coloca sob uma disciplina peculiar instaurada para resguardo dos interesses

nelas encarnados: aquela disciplina que naturalmente corresponde ao próprio Estado, isto é, uma disciplina de Direito Público.

Pode-se conceituar esta espécie de atividade estatal da seguinte maneira:

Serviço público é toda atividade de oferecimento de utilidade ou comodidade material destinada à satisfação da coletividade em geral, mas fruível singularmente pelos administrados, que o Estado assume como pertinente a seus deveres e presta por si mesmo ou por quem lhe faça as vezes, sob um regime de Direito Público — portanto, consagrador de prerrogativas de supremacia e de restrições especiais —, instituído em favor dos interesses definidos como públicos no sistema normativo.

Por meio de tal regime o que se intenta é instrumentar quem tenha a seu cargo garantir-lhes a prestação com os meios jurídicos necessários para assegurar a boa satisfação dos interesses públicos encarnados no serviço público. Pretende-se proteger do modo mais eficiente possível as conveniências da coletividade e, igualmente, defender a boa prestação do serviço não apenas (a) em relação a terceiros que pudessem obstá-la; mas também — e com o mesmo empenho — (b) em relação ao próprio Estado e (c) ao sujeito que as esteja desempenhando (concessionário ou permissionário). Com efeito, ao erigir-se algo em serviço público, bem relevantíssimo da coletividade, quer-se também impedir, de um lado, que terceiros os obstaculem e; de outro; que o titular deles; ou quem haja sido credenciado a prestá-los; procedam, por ação ou omissão, de modo abusivo, quer por desrespeitar direitos dos administrados em geral, quer por sacrificar direitos ou conveniências dos usuários do serviço.

2. Como toda e qualquer noção jurídica, esta — serviço público — só tem préstimo e utilidade se corresponder a um dado sistema de princípios e regras; isto é, a um regime, a uma disciplina peculiar. Daí que só merece ser designado como serviço público aquele concernente à prestação de atividade e comodidade material fruível singularmente pelo administrado, desde que tal prestação se conforme a um determinado e específico regime: o regime de Direito Público, o regime jurídico-administrativo.

Com efeito, o único objeto que o juiz, o advogado, o intérprete do sistema em geral procuram é o conjunto de regras que regula determinada situação ou hipótese. Segue daí que de nada lhes adianta qualquer conceito, categoria ou noção, por mais aliciante que seja, se não lhes fornecer a indicação dos princípios e regras pertinentes à solução de questões jurídicas. Eis, pois, que um conceito jurídico é necessariamente um ponto terminal de regras, um termo relacionador de princípios e normas.

Não é difícil, então, compreender por que Jèze tão oportuna e corretamente afirmou que o serviço público é um "processo técnico — e não o único — através do qual se satisfazem necessidades de interesse geral".

3. Conclui-se, pois, espontaneamente, que a noção de serviço público há de se compor necessariamente de dois elementos: (a) um deles, que é seu substrato material, consistente na prestação de utilidade

ou comodidade fruível singularmente pelos administrados; o outro, (b) traço formal indispensável, que lhe dá justamente caráter de noção jurídica, consistente em um específico regime de Direito Público, isto é, numa "unidade normativa".

Esta unidade normativa é formada por princípios e regras caracterizados pela supremacia do interesse público sobre o interesse privado e por restrições especiais, firmados uns e outros em função da defesa de valores especialmente qualificados no sistema normativo."

(p. 599 a 602- 14ª Ed. - Malheiros)

"b) Elemento formal caracterizador do serviço público: seu regime jurídico

5. O segundo elemento, formal, isto é, a submissão a um regime de Direito Público, o regime jurídico-administrativo, é que confere caráter jurídico à noção de serviço público. Sua importância, pois, é decisiva.

Convém, então, enumerar princípios que inexoravelmente terão de comparecer quando se esteja perante uma atividade qualificável como serviço público.

1) dever inescusável do Estado de promover-lhe a prestação, seja diretamente, nos casos em que é prevista a prestação direta, seja indiretamente mediante autorização, concessão ou permissão, nos casos em que permitida tal modalidade, que, de resto, é a regra geral. Segue-se que, se o Estado omitir-se, cabe, dependendo da hipótese, ação judicial, para compeli-lo agir ou responsabilidade por danos que tal omissão haja causado.

2) princípio da supremacia do interesse público, em razão do que, tanto no concernente à sua organização quanto no relativo ao seu funcionamento, o norte obrigatório de quaisquer decisões atinentes ao serviço serão as conveniências da coletividade; jamais os interesses secundários do Estado ou os dos que hajam sido investidos no direito de prestá-los, daí advindo, conseqüentemente, o

3) princípio da adaptabilidade, ou seja sua atualização e modernização, conquanto, como é lógico, dentro das possibilidades econômicas do Poder Público;

4) princípio da universalidade, por força do qual o serviço é indistintamente aberto à generalidade do público;

5) princípio da impessoalidade, do que decorre a inadmissibilidade de discriminações entre os usuários;

6) princípio da continuidade, significando isto a impossibilidade de sua interrupção e o pleno direito dos administrados a que não seja suspenso ou interrompido, do que decorre a impossibilidade do direito de greve em tais serviços;

7) princípio da transparência, impositivo da liberação a mais ampla possível ao público em geral do conhecimento de tudo o que concerne ao serviço e à sua prestação, aí estando implicado o

8) *princípio da motivação, isto é, o dever de fundamentar com largueza todas as decisões atinentes ao serviço;*

9) *princípio da modicidade das tarifas; deveras, se o Estado atribui tão assinalado relevo à atividade a que conferiu tal qualificação, por considerá-lo importante para o conjunto de membros do corpo social, seria rematado dislate que os integrantes desta coletividade a que se destinam devessem, para desfrutá-lo, pagar importâncias que os onerassem excessivamente e, pior que isto, que os marginalizassem.*

Dessarte, em um país como o Brasil, no qual a esmagadora maioria do povo vive em estado de pobreza ou miserabilidade, é óbvio que o serviço público, para cumprir sua função jurídica natural, terá de ser remunerado por valores baixos, muitas vezes subsidiados. Tal circunstância — que não ocorre em países desenvolvidos —, dificulta ou impossibilita a obtenção de resultados bem sucedidos com o impropriamente chamado movimento das "privatizações", isto é, da concessão de tais serviços a terceiros para que os explorem com evidentes e naturais objetivos de lucro.

10) *princípio do controle (interno e externo) sobre as condições de sua prestação."*

(p. 604 e 605- 14ª Ed. - Malheiros)

Os chamados consumidores livres, ao exercerem o que lhes estabelece o art. 15 e 16 da Lei 9.074/95, ou seja, de poderem comprar, no todo ou em parte, sua energia de um Produtor Independente, sendo de livre escolha seu fornecedor, e podendo livremente negociar os preços a serem praticados, estará deixando de ser atendido pelo Serviço Público, pois ao Produtor Independente não estará se aplicando o princípio da universalidade, impessoalidade e transparência. Tanto o fornecedor, como o consumidor livre estão praticando aquilo que à livre iniciativa prevê o art. 173 da Constituição Federal, pois o valor de compra e venda da energia decorrerá da oferta e da procura do produto e da disposição e vontade que as partes terão em fechar tal negócio.

Em que pese estar expressamente estabelecido na Constituição que os serviços e instalações de energia elétrica integram os Serviços Públicos, o atual modelo tem colocado em xeque tal determinação. Segundo o art. 20 e 21 da CF:

Art. 20. São bens da União:

III - os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais;

VIII - os potenciais de energia hidráulica;

Art.21 - Compete à União:

...

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

...

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

Diz, a respeito, Celso Antônio Bandeira de Mello:

"IV Serviços públicos por determinação constitucional

17. A Carta Magna do País já indica, expressamente, alguns serviços antecipadamente propostos como da alçada do Poder Público federal. Serão, pois, obrigatoriamente serviços públicos (obviamente quando volvidos à satisfação da coletividade em geral) os arrolados como de competência das entidades públicas.

No que concerne à esfera federal, é o que se passa com o serviço postal e o Correio Aéreo Nacional (art. 21, X, da Constituição), com os serviços de telecomunicações, serviços de radiodifusão sonora — isto, é, radio - e de sons e imagens — ou seja, televisão, serviços e instalações de energia elétrica e aproveitamento energético dos cursos d'água, navegação aérea, aeroespacial, infra-estrutura aeroportuária, transporte ferroviário e aquaviário entre portos brasileiros e fronteiras nacionais, ou que transponham os limites de mais de um Estado ou Território, transporte rodoviário interestadual e internacional de passageiros, exploração dos portos marítimos, fluviais e lacustres (art. 21, XII, letras "a" a "f"), seguridade social (art. 194), serviços de saúde (art. 196), assistência social (art. 204) e educação (arts. 205 e 208)." (p. 612- 14ª Ed. - Malheiros)

3.3. FRAGILIDADES JURÍDICAS DO ATUAL MODELO

A concepção do atual modelo foi efetuada no âmbito do RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, contando com a participação da consultoria inglesa Coopers & Lybrand. No relatório em que se desenhou a base jurídica do atual modelo (Estágio 2 e 3), denominado WP B1 ou *Working Paper B1* – Implicações jurídicas das opções de modelos estruturais/mercantis, consta que seriam necessárias emendas constitucionais e leis para implantá-lo. Este relatório apresenta considerações entre as quais destacam-se:

"2.5 Além destes, os seguintes princípios e regras devem também ser mantidos em mente:

...

(d) além disso, no que se refere a concessões e permissões de serviços públicos, a Constituição Federal determina que:

(i) a exploração de serviços públicos deve ser outorgada através de contratos de concessão ou permissão, após concorrência pública, cabendo a um instrumento legal fixar o sistema para empresas públicas de prestação de serviços; a natureza especial e extensão de seu contrato; as condições para revogação, controle e encerramento da concessão ou permissão; os direitos dos usuários; a política tarifária; e a obrigação de manutenção de serviços adequados; e

...

3.8 Estruturas e opções para geração:

...

(c) **tratamento da geração como atividade industrial**, sujeita a sistema de licenciamento ou autorização (mantendo-se a exigência de concessões para a exploração de recursos hídricos) - **Se um instrumento legal estabelecer que a geração não é um serviço público** (o mesmo se aplicando à transmissão e distribuição contratada com grandes consumidores não cativos), as atuais provisões atinentes a concessões e permissões (ver 2.5, (d), (i), acima) não seriam aplicáveis à geração de eletricidade. O mesmo instrumento legal poderia definir esta atividade como sendo uma atividade industrial como qualquer outra. O uso e/ou exploração de cursos d'água continuaria a exigir processo de concorrência, a menos que a Constituição Federal seja emendada. **Na medida em que tais atividades forem definidas como serviços privados (ou não públicos), a possibilidade de interferência regulamentar se reduzirá, como se pode ver acima.**

(d) eliminação da distinção entre serviço público e concessões a Produtores Independentes, ficando todos os geradores sujeitos ao regime aplicável a aqueles.

...

(f) (...) Contudo, deve-se manter em mente o fato de que **se os Produtores Independentes, por exemplo, forem submetidos a um regime de serviços privados** (ao invés de públicos), através de autorização (ao invés de concessões ou permissões), **a capacidade do órgão regulamentador será drasticamente reduzida.**

Independentemente do acima descrito, pode ser aceitável a hipótese de se ter instrumento legal que regulamente tal competência (apesar de parte da doutrina jurídica contestar este ponto de vista)."

Para que o atual modelo viesse a ter consistência, a legislação, necessariamente uma emenda constitucional, deveria, expressamente, ter convertido a geração em um **serviço não público**, o que, de fato que não ocorreu.

No ano de 2000, o Ministério de Minas e Energia, promoveu o chamado RESEB-COM, destinado a avaliar e complementar a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Entre as recomendações aprovadas constavam:

"2.a.2 Caracterização jurídica das atividades setoriais e atendimento de mercado.

Sugestão 2. Que a legislação defina claramente como "serviços públicos" as atividades de transmissão, distribuição e comercialização no mercado cativo, prestados sob regime de Direito Público a todos os interessados, indistintamente. (GI - GER).

Sugestão 3. Que a **legislação defina claramente as atividades de geração de energia elétrica** e a sua comercialização no mercado livre como atividades competitivas, **não caracterizadas como serviços públicos** (3) e não sujeitas a tarifas aprovadas pela União, submetidas à regulamentação específica." (GI - GER).

(p. 9)

Como se vê, o RESEB-COM também “pedia socorro” para o modelo setorial para que a legislação definisse claramente as atividades de geração de energia elétrica e a sua comercialização no mercado livre como atividades competitivas, não caracterizadas como serviços públicos. Fica patente que a implantação do atual modelo se deu de forma tímida, vacilante e incompleta, por afrontar a Constituição, que, a rigor, somente poderia ser alterada por emendas, a fim de acolher sua concepção mercantil, o que não aconteceu, provavelmente pelo temor de seus idealizadores de uma possível rejeição do projeto pelo Congresso Nacional.

A economista e advogada Maria João C. Pereira Rolim, em sua obra **Direito Econômico da Energia Elétrica**, afirma que:

“... A nosso ver, a hipótese de, no caso da energia elétrica, considerando sua essencialidade, tratar determinadas fases de sua configuração como atividades privadas desintegradas da finalidade coletiva desse serviço é que estaria afastada.

A noção de segmentação da atividade, ainda que possível e até desejável em alguns aspectos, sob o ponto de vista societário e estrutural do mercado, por si só não a descaracteriza, segundo o conceito de energia por nós sustentado de fenômeno físico, com repercussão econômica, realizado através da função elétrica, em um organismo elétrico.

A título de exemplo focalizemos a impossibilidade de que se cumpra o fornecimento ao consumidor cativo (distribuição), serviço público essencial, sem a correspondente geração. Em outras palavras, entendemos que as etapas essenciais da produção (aqui em sentido amplo, envolvendo todo o ciclo econômico da atividade: gerar, transmitir, distribuir e comercializar) não podem ser vistas de forma isolada.

A obrigação do Estado, conforme competência constitucional, se dá sobre a atividade globalmente concebida. Adicionalmente, considerando que o acesso à energia é condição para se concretizarem os demais objetivos expressos em nossa Constituição econômica, o cumprimento desta obrigação por parte do Estado representa instrumento de realização de seus próprios fins que não pode ser alijado de sua competência.

O que nos parece perigoso é enveredarmos pelo caminho de considerar etapas indispensáveis da atividade fora do poder de controle do Estado, o que pode ocorrer se a noção de serviço público, ainda que com atualizações, for substituída, em segmentos indispensáveis do processo de fornecimento de energia elétrica, pelas idéias de atividade econômica em sentido restrito, figura de indubitável redução da ingerência estatal.” (p. 161 – 1ª Ed. – Forense)

Por sua vez, o engenheiro e advogado Geraldo Pereira Caldas em sua obra **Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica** afirma:

"Sob o ponto de vista comercial, a energia pode ser entendida como coisa móvel, produzida nas usinas e consumidas pelos usuários. Esta basicamente a idéia que está na desverticalização do setor elétrico, segundo a qual a energia elétrica é vista como uma "commodity", oferecida num mercado competitivo, enquanto que a transmissão e distribuição são serviços públicos com características de monopólio natural. Entretanto, isto deve ser visto com cautela, pois, em essência, a energia elétrica não pode ser separada, ou melhor, não existiria, sem estes meios físicos que lhe dão sustentação e que constituem um sistema integrado. Para que haja energia elétrica deve haver circuitos e corrente elétrica. É situação diversa da produção de um bem material qualquer em relação a ser transporte pela rede rodoviária até seus consumidores. Esta é a idéia, com fundamento físico, que leva a ver a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, como uma verdadeira prestação de serviços integrada.

Sob o ponto de vista legal, vai no mesmo sentido o art. 21, XII, b da Constituição Federal. Desta forma, o tratamento comercial da energia elétrica como coisa móvel pode ser aplicado, mas é necessário ver todo o conjunto, e não apenas a transmissão e a distribuição, como prestação de um serviço. É o que também se infere da Lei de Greve (Lei 7.783/89), que em seu art. 10, I, arrola a produção e distribuição de energia elétrica entre os serviços e atividades essenciais, bem como o art. 22 do Código de Defesa do Consumidor (Lei 8.078/90), ao determinar que "os órgãos públicos, por si ou por suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigadas a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quanto aos essenciais [como é o caso da energia elétrica], contínuos.

Assim, o fornecimento de energia elétrica é prestação de serviço, antes de ser entrega de um produto. É serviço público, submetido às regras de direito público, pelo mandamento constitucional, devendo, portanto, em todas suas etapas, atender os cinco princípios sintetizados por Hely Lopes MIEIRELLES: "o princípio da permanência impõe a continuidade do serviço; o da generalidade impõe serviço igual para todos; o da eficiência exige atualização do serviço; o da modicidade exige tarifas razoáveis; e o da cortesia traduz-se em bom tratamento para com o público". (p. 35 – 1ª Ed. – Juruá).

Querer vislumbrar a produção de energia elétrica como atividade industrial dissociada do Serviço Público é descumprir os preceitos constitucionais que não deixam quaisquer margens de dúvidas quanto à sua inclusão.

Aceitar que os preços de compra e venda de energia de geração podem ser livres, variando seu valor pelas leis da oferta e procura, enquanto que as tarifas de distribuição são reguladas, embute um paradoxo. Existe uma contradição no atual modelo, de permitir a liberdade de aquisição a preços livres, dando às concessionárias de distribuição a capacidade de gerenciar sua energia, enquanto que a fórmula de reajuste de preços considera a compra de energia como "custos não gerenciáveis", isto é, custos cujo montante e variação escapam à vontade e influência da

concessionária. Assim todo o aumento de custo de compra de energia de geração, acaba sendo repassado ao consumidor final, mostrando, mais uma vez, a inseparabilidade da energia em segmentos que viessem a justificar que a geração pudesse ser um serviço não público.

3.4. CONSUMIDORES LIVRES (CLS)

No modelo atual do setor elétrico não existe clareza sobre até onde vai a atividade regulada, cujos serviços são prestados pelos Concessionários de Serviços Públicos, e as atividades da livre iniciativa, cujos serviços são prestados pelos Produtores Independentes de Energia. Esta falta de clareza prejudica os investidores e deixa os consumidores cativos totalmente inseguros e vulneráveis quanto ao futuro do setor elétrico.

Não se pode retirar o direito constitucional dos cidadãos, seja do ponto de vista do atendimento de suas necessidades em sua residência, estabelecimentos comerciais e industriais, de contarem com um Serviço Público de energia elétrica. Portanto pode se configurar como falaciosa a opção/liberdade de opção de mudança de fornecedor de energia, posto que o consumidor pode ficar vulnerável, ao poder de mercado das grandes empresas monopolistas do setor.

Os chamados Consumidores Livres (CLs) são aqueles que optam por exercer o que lhes estabelece o art. 15 e 16 da Lei 9.074/95, ou seja, que optam pela livre escolha do fornecedor de quem vai adquirir suas necessidades energéticas. Estas poderão provir, no todo ou em parte, de um Produtor Independente de Energia, sendo assim livremente negociados os preços a serem praticados. Este consumidor estará deixando de ser atendido pelo Serviço Público, pois ao Produtor Independente (seu novo fornecedor) não se estará aplicando o princípio da universalidade, impessoalidade e transparência.

Tanto o fornecedor como o CL poderão exercer a livre iniciativa prevista no art. 173 da Constituição Federal, pois o valor de compra e venda da energia decorrerá da oferta e da procura do produto e da disposição e vontade que as partes terão em fechar tal negócio.

Existe hoje uma total insegurança das Concessionárias Distribuidoras quanto ao que será seu mercado no futuro tendo em vista que a legislação em vigor admite que todos os atuais Consumidores Cativos possam passar, num tempo não definido, para a condição de Consumidores Livres. Com esta insegurança, as Distribuidoras estão deixando de investir e efetuar aquisição de energia em contratos de longa duração, indispensáveis para estimular investimentos em geração.

Para um Serviço Público, seja ele executado pelo Poder Público, ou por entidade que deste receba delegação, ou através de um concessionário cujo controlador seja privado, não cabe a prática de tarifas diferenciadas para a mesma classe de consumo, e sim a igualdade dos usuários, decorrente do *caput* do art. 5º da Constituição Federal:

Art.5º - Todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza, garantindo-se aos brasileiros e aos estrangeiros residentes

no País a inviolabilidade do direito à vida, à liberdade, à igualdade, à segurança e a propriedade, nos termos seguintes:

Segundo a Lei de Concessões (Lei 8.987/95 de 13/02/1995):

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

A generalidade ao tratar dos usuários do serviço público evidentemente nada tem a ver com a possibilidade de o chamado Consumidor Livre buscar o contrato de compra de energia que melhor lhe interesse, quando vier a optar por não mais fazer uso do Serviço Público.

Ainda a Lei de Concessões:

Art. 13. As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

O autor Luiz Alberto Branchet, em sua obra **Concessão de Serviços Públicos**, discorre a respeito deste artigo:

Embora a análise preliminar menos criteriosa possa parecer que este tratamento diferenciado estaria comprometendo a observância do princípio da igualdade entre os usuários, em verdade ele é instituído exatamente para preservar esta igualdade.

Se há classe de usuários cujo atendimento exige a assunção de custos que seriam desnecessários para o atendimento dos demais, é justo e juridicamente necessário que o preço público a ser deles cobrado seja proporcional ao custo envolvido. (p. 74 - 2ª Ed. - Juruá).

Os contratos de concessão convergem num mesmo sentido. Tomando por base o contrato de concessão 162/98 firmando com a Eletropaulo Metropolitana:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica objeto das concessões de que é titular a CONCESSIONÁRIA, discriminadas e reagrupadas no Anexo I, em conformidade com a Resolução ANEEL nº 72 de 25 de março de 1998, publicada no Diário Oficial da União de 27 de março de 1998 e outorgadas pelo Decreto de 27 de maio de 1998, publicado no Diário Oficial da União de 28 de maio de 1998.

...

Terceira Subcláusula - Ressalvados os contratos de fornecimento vigentes, as concessões reguladas neste Contrato não conferem à

CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da lei, são livres para adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

...

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Na prestação dos serviços referidos neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia e observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

...

Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento diferenciado, inclusive tarifário, aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento, exceto nos casos previstos na legislação.

...

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Pela prestação dos serviços que lhe são concedidos por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento, homologadas pelo PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - É facultada à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo II, desde que não implique em pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda.

Assim, não resta dúvida que o consumidor, ainda que “potencialmente livre” enquanto servido por sua Concessionária, ou seja, por aquela empresa que detém a área geográfica territorial onde se localiza a unidade atendida, estará recebendo um serviço público. A esta Concessionária não é dado o direito de negociar seus preços de venda de energia, por exemplo, para evitar perder tal consumidor e cobrir oferta que eventualmente um Produtor Independente esteja lhe oferecendo. O consumidor, por sua vez, em deixando de ser atendido por sua Concessionária e passando a ser atendido por um Produtor Independente ou Comercializador, estará automaticamente abdicando do Serviço Público.

Hoje, todas as empresas Distribuidoras — Concessionárias de Serviços Públicos — já dispõem, geridas pelo mesmos controladores, empresas Comercializadoras de energia que atuam de forma paralela à própria Distribuidora. Assim, o mesmo funcionário da Distribuidora que encerra o atendimento pelo Serviço Público, formaliza o contrato de atendimento pela Comercializadora, quando passa a praticar tarifa diferenciada. O Consumidor, na verdade, não consegue vislumbrar diferença alguma entre estar ou não sendo atendido pelo Serviço Público. A fragilidade está na definição de onde provém a geração de energia, ou

melhor, a confusão foi causada pela Lei 9.074/95 que, ao introduzir a figura do Produtor Independente de Energia, não delimitou nem separou devidamente suas atribuições das do Concessionário Público de Geração.

Quando não existe caráter coletivo, deixa de ser serviço público. É o que diz Marçal Justen Filho, em seu livro **Concessões de Serviços Públicos**:

Deve ter-se em mente, antes de tudo, que o art. 21 disciplina hipóteses de serviço público. Logo, somente se submetem a ele as atividades que produzam utilidades ofertáveis à comunidade em seu conjunto. Quando as atividades não envolverem necessidades homogêneas dos particulares nem a possibilidade de transcendência dos interesses individuais envolvidos, não há serviço público. Logo quem adquire uma bateria descartável (pilha) obtém uma fonte de energia elétrica, mas isso não caracteriza um serviço público. Aquele que mantém um pequeno aparato de geração de energia elétrica, movido a óleo diesel, para uso doméstico ou comercial, não está prestando um serviço público. O mesmo se diga do agricultor que capta energia eólica para produzir energia elétrica e dela valer-se para atividades econômicas. p. 395– 1ª Ed. – Dialética)

Somando esta visão com a da autora Maria João C. Pereira Rolim, em seu livro **Direito Econômico da Energia Elétrica**, chega-se à conclusão de que há possibilidade da existência do Consumidor Livre, mesmo que fora do serviço público:

Ressalvado sempre o caráter predominantemente público do regime aplicável à atividade de exploração de energia elétrica em todos os seus segmentos, soluções diversas que mesclam mecanismos privados de mercado e mecanismos públicos, com maior ou menor grau de intensidade, parecem-nos desejáveis. Estas soluções mistas podem atuar como meio de revitalizar o setor com o objetivo imediato de alavancar um crescimento de sua base de geração com a ampliação da base populacional atendida, objetivo mediato de promover o desenvolvimento. p. 162.

É possível a convivência pacífica e complementar entre o serviço público – destinado aos consumidores cativos – e o serviço não público – destinado àqueles que de alguma forma ajudam a equacionar e viabilizar sua própria energia, sem depender do serviço público de geração: **a solução é separar e consolidar firmemente seus papéis.**

3.5. PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA (PIES)

Os Produtores Independentes de Energia surgiram através da Lei 9.074/95 e sua atuação foi regulamentada pelo Decreto 2.003/96. Sua definição é dada pelo art. 11 da referida lei:

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

Acredita-se que a atuação de Produtores Independentes pode ser positiva, uma vez que não estão sujeitos às amarras do Serviço Público, desde que, como uma alternativa para aqueles consumidores que, pelo seu porte, podem viabilizar sua própria energia, apesar de não chegarem a ser autoprodutores.

O autor Luiz Alberto Blanchet, em seu livro **Concessão de Serviços Públicos**, assim comenta:

INCONSTITUCIONALIDADE

... A execução de serviço público, por imposição, principalmente, do princípio constitucional da isonomia, deve ser outorgada exclusivamente a concessionário ou permissionário, mediante prévia licitação, ressalvadas unicamente as situações de dispensa e de inexigibilidade.

2 - OFENSA AO PRINCÍPIO DA ISONOMIA

O parágrafo único torna explícito o tratamento diferenciado reservado pela lei ao produtor independente, ao estabelecer que este subordinar-se-á a regras operacionais e comerciais próprias. Todo tratamento diferenciado, para ser constitucional e não arrostar o princípio da isonomia, deve fundar-se em motivo suficientemente relevante para justificar, com base no interesse público, e jamais no particular, a disparidade de tratamento. (p. 213 – 2ª Ed. – Juruá).

O problema decorre de misturar a atuação do Produtor Independente com o Concessionário de Serviço Público de geração:

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

I - concessionário de serviço público de energia elétrica;

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

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

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

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

Parágrafo único. A venda de energia elétrica na forma prevista nos incisos I, IV e V deverá ser exercida a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.

A contradição fica assim instalada no seio do modelo. Como um agente econômico que tem preços liberados pode vender energia para quem tem preços, ou melhor, tarifas reguladas e módicas?

Basta verificar a fórmula de reajuste de todos os Contratos de Concessão da ANEEL junto às Distribuidoras para concluir que os preços, ao variar ao sabor do mercado pelos Produtores Independentes, resultará em tarifas que irão variar quase que a mesma proporção para os consumidores finais. Isto ocorre em razão da Parcela "A" do cálculo do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), conhecida por "custos não gerenciáveis", ser na prática um repasse integral dos custos incorridos pelas Distribuidoras na compra de energia junto às Geradoras. Permitir que um Produtor Independente de Energia venda energia para uma Distribuidora – Concessionária de Serviço Público – como o que estabelece o inciso I do artigo 12 da Lei 9.074/95 é afrontar toda a conceituação de Serviço Público.

O autor Luiz Alberto Blanchet, em seu livro **Concessão de Serviços Públicos**, assim se manifesta:

A já exaustivamente comentada inconstitucionalidade do produtor independente atinge seu ápice neste art. 12, no que concerne aos casos em que a atividade exercida pelo produtor independente não seja objeto de concessão precedida de licitação, salvo nas situações de dispensa ou inexigibilidade, pois a este produtor a lei permite concorrer, desigualmente, com aquele que se submeteu a todas as exigências relativas a uma licitação e se subordina às imposições contratuais, regulamentares e legais pertinentes à atividade a ele delegada, atividade esta que, embora idêntica à executada pelo produtor independente, é denominada serviço público! (p. 214 – 2ª Ed. – Juruá).

Para o Produtor Independente de Energia, a ANEEL adota um Contrato de Concessão de Uso de Bem Público em lugar de Concessão de Serviço Público. Concessão de Uso de Bem Público, segundo ensina Hely Lopes Meirelles, é aquela outorgada para fins de interesse particular do concessionário, como seria o caso da concessão de uso de um hotel de propriedade do Poder Público, por exemplo.

Que razão, sustentável, poderia justificar a denominação de "Concessão de Uso de Bem Público" para designar situação idêntica (quando a finalidade imediata ou mediata é a prestação de serviço público) à da Concessão de Serviço Público, se a única diferença é o nome (atribuído pela lei) aos envolvidos: respectivamente, "produtor independente" e "concessionário de serviço público"?

A execução de serviço público, por imposição, principalmente, do princípio constitucional da isonomia, deve ser outorgada exclusivamente a concessionário ou permissionário, mediante prévia licitação, ressalvadas unicamente as situações de dispensa e inexigibilidade.

A conclusão evidente é a correção e consolidação da figura do Produtor Independente passa pela restrição que impossibilita a venda de sua energia produzida para o Serviço Público, nada obstando para que

efetue venda diretamente aos Consumidores Livres ou aos Comercializadores de energia.

Entretanto, existe uma outra séria restrição quanto à sua atuação e que também indiretamente resolve o problema citado do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público. A questão é a seguinte: podem os aproveitamentos hidráulicos ser usados para exploração de energia pelos Produtores Independentes ou Autoprodutores, ou em outras palavras, os aproveitamentos hidráulicos são restritos ao Serviço Público?

A Constituição reservou o aproveitamento hidráulico ao Serviço Público. Estas verdadeiras dádivas da natureza que são os aproveitamentos hidrelétricos devem necessariamente ser utilizadas no Serviço Público, não cabendo o seu usufruto econômico nem pelos Produtores Independentes de Energia e nem pelos Autoprodutores. Nunca é demais repetir o que diz a Constituição:

Art. 20. São bens da União:

III - os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais;

VIII - os potenciais de energia hidráulica;

Art.21 - Compete à União:

...

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

...

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

Potenciais de energia hidráulica ou referidos como aproveitamento energético dos cursos de água devem ser colocados à disposição única e exclusivamente ao Serviço Público.

Reza o artigo 176 da Constituição:

Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§ 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa brasileira de capital nacional, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.

§ 2º É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei.

§ 3º A autorização de pesquisa será sempre por prazo determinado, e as autorizações e concessões previstas neste artigo não poderão ser cedidas ou transferidas, total ou parcialmente, sem prévia anuência do Poder concedente.

§ 4º Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.

Reafirma-se que os potenciais de energia hidráulica pertencem à União. E ainda que não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento de energia renovável de capacidade reduzida. Aqui existe uma abertura para que os aproveitamentos de energia, mesmo os de origem hidráulica, de capacidade reduzida, sejam utilizados por Produtores Independentes de Energia ou Autoprodutores.

3.6. COMERCIALIZADORES

Estranha-se que a ANEEL esteja permitindo a intermediação entre o concessionário da produção e o concessionário de distribuição, por empresas Comercializadoras, independente de que seja ou não do mesmo grupo controlador da distribuidora, pois poderá conduzir a aumentos tarifários provenientes de repasses de acréscimos de custos de ganhos de intermediação além de propiciar situações absurdas do comercializador receber uma margem de lucro pela energia vendida superior ao valor de venda de quem a está produzindo.

O Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957 não deixa dúvidas a este respeito, pois estipula no § 1º do art. 76:

§ 1º - Não serão permitidos intermediários entre o concessionário da produção e o concessionário de distribuição.

Ao que se sabe, este decreto encontra-se em vigor, pois é citado em resoluções atuais da ANEEL, como a própria Resolução nº 456 de 29 de novembro de 2000 (Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica).

O art. 26 da Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996 estabeleceu o seguinte:

Art. 26. Depende de autorização da ANEEL:

...

II - a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador; (Redação dada pela Lei n.º 9.648, de 27.05.98)

III - a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados; (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica. (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

...

§ 3º A comercialização da energia elétrica resultante da atividade referida nos incisos II, III e IV, far-se-á nos termos dos arts. 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995. (Parágrafo acrescentado pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

Segundo o art.10 do Decreto 2.335/88, as concessões para geração e distribuição compreendem a comercialização correspondente. A comercialização pode ser feita tanto pelo concessionário de serviço público de geração, como pelo produtor independente de energia (concessionário de uso de bem público), ambos podendo ser enquadrados como concessionários de produção. Ao agente comercia-lizador autorizado pela ANEEL, em vista das restrições do Decreto 41.091/57, **competem apenas e sem exclusividade a comercialização de energia junto aos consumidores livres**, definidos cf. art.15 e 16/Lei nº 9.074/95.

3.7. PLANEJAMENTO DETERMINATIVO PARA O SERVIÇO PÚBLICO

Dentro dos equívocos do RESEB, o maior deles foi o de ter adotado o Planejamento Indicativo para expansão do setor elétrico. A Constituição Federal é bastante explícita a este respeito pois em seu art. 174 assim conceitua:

Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

Para as atividades econômicas, conforme previsto no artigo 173 da Constituição, se prevê planejamento indicativo, para os serviços públicos previstos no artigo 175, diz a Constituição que o planejamento deva ser determinante.

O atual modelo descumpra abertamente os termos constitucionais! O racionamento descomunal que interferiu fortemente na vida da maioria da população, causando danos de toda ordem nas atividades econômicas, ficou cabalmente demonstrado que as forças de mercado e seu planejamento indicativo não se traduziram na necessária expansão da oferta.

Discorrendo sobre o planejamento do setor elétrico, a autora Maria João C.P. Rolim, em seu livro **Direito Econômico da Energia Elétrica**, assim se posiciona:

"Esta visão sumária da questão financeira serve para retornarmos à análise da natureza indicativa do planejamento para o setor privado, nos termos do já estudado art. 174 da Constituição da República de 1988.

Considerando a essencialidade da prestação de serviço de energia elétrica, a atribuição constitucional de seu desempenho ao Poder Público, seja de forma direta ou indireta, e a sua forma de financiamento, nossa opinião é que as metas e as diretrizes decorrentes do planejamento do setor não possuem caráter meramente indicativo para o setor privado que atue em segmentos daquela atividade.

Nossa opinião aproxima-se mais da posição sustentada pela Prof. Isabel Vaz, já abordada neste trabalho, sobre a natureza indicativa do planejamento e os limites da iniciativa privada. Estendendo essa posição para o exame das políticas econômicas do setor elétrico, temos que cabe ao setor privado optar, dentro do exercício da livre iniciativa, pelo ingresso na atividade, mas, uma vez feita essa opção, a atuação desses agentes deve seguir as diretrizes do planejamento do setor. Sustentar a natureza meramente indicativa do plano para o setor privado que se beneficia de financiamentos públicos e outras condições especiais contraria, a nosso ver, as opções constitucionais, posto que a prestação do serviço de energia elétrica, independentemente da reforma que se opera, é atribuição do Poder Público, nos termos do art. 175 da Constituição Federal.

Para realizar a tarefa, o Estado optou por atrair a iniciativa privada, e para isso poderá estabelecer medidas que viabilizem a inserção de novos agentes privados. Contudo, deverá fortalecer sua função de agente regulador e disciplinar as regras específicas para o setor, de forma a atrelar a atuação privada às finalidades sociais, indissociáveis da noção de serviço público, e à política econômica global do País. Este condicionamento, no âmbito da regulação dos serviços públicos, em especial, deve ser imperativo e não meramente indicativo, uma vez que não se trata de atividade econômica em sentido restrito, em nenhum de seus segmentos: geração, transmissão ou distribuição.”

(p. 186– 1ª Ed. - Forense)

Constitui-se, portanto, em obrigação para o Estado a realização de planejamento determinante (determinativo) para definir quando, quanto e em local se dará a expansão da oferta de energia, destinada a atender o conjunto dos consumidores cativos. O modelo proposto permite resgatar o compromisso constitucional de realizar o planejamento determinante (ou determinativo) para o provimento de serviço público de energia elétrica.

Anexos

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

A.1.1. RESUMO

Após a decretação do racionamento de energia elétrica, de 01 de junho de 2001 a 01 de março de 2002, o Governo Federal, a partir de "Acordo Geral" de dezembro de 2001, instituiu um conjunto de medidas com o objetivo anunciado de gerenciar a crise e promover sua superação. Este trabalho procura analisar as medidas sancionadas através da Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e da ANEEL, que promovem sua implementação.

O "Acordo Geral", que premiou as concessionárias de eletricidade com os aumentos de 21/12/2001 — 2,9% residências e 7,9% indústria e comércio — teve seqüência com o anúncio das "compras emergenciais de energia". As duas medidas representam um ônus, imposto à Sociedade, que pode totalizar de R\$23 bilhões, dos quais R\$7,3 bilhões para ressarcir supostas perdas de faturamento, e os restantes R\$16 bilhões para compra de energia emergencial, que as autoridades tem apresentado sob a denominação de "seguro anti-apagão". Constatam-se fortes indícios de irregularidades nos dois processos, que serão custeados pelos consumidores, além do fato de que as medidas tomadas não são as mais adequadas, posto que havia alternativas mais eficientes, com resultados mais favoráveis para a sociedade.

A.1.2. UMA PROPOSTA DE GERAÇÃO EMERGENCIAL

Os dados oficiais que documentavam a gradativa deterioração das condições operativas do setor elétrico eram evidentes, além de disponíveis nos diversos órgãos técnicos, tais como o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia), o ONS (Operador Nacional do Sistema), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras), dentre outros. O PDE - Plano Decenal de Expansão 2000/2009, que consolida informações de todas as concessionárias do país e foi elaborado com dados até novembro /99 (publicado no início do ano 2000) já registrava claramente o problema:

"Observa-se, no período 2000/2003, que os custos marginais anuais de operação superam o critério de planejamento... Esta situação se deve ao fato de que não há mais tempo para expandir a oferta de energia elétrica de tal forma que sejam atendidos os critérios de planejamento e também os níveis iniciais dos reservatórios." (PDE, pág. 100).

Em junho de 2000 a Câmara dos Deputados (Comissões de Minas e Energia e de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias) realizou o seminário com o título "O Colapso Energético e As Alternativas Futuras" no qual foram amplamente debatidos com autoridades e com técnicos do ONS os problemas já identificados quanto à deterioração da qualidade e da confiabilidade do sistema elétrico (basta referir o título do seminário). Suas propostas foram enviadas ao Presidente da República, solicitando a urgente intervenção governamental para evitar a crise iminente. O seminário foi reproduzido, com o mesmo título, em outras oportunidades, da qual pode-se destacar o evento realizado em novembro de 2000 na Assembléia Legislativa do Estado de São Paulo. Uma das propostas, apresentada nessas ocasiões, lançava a idéia da compra de equipamentos para geração emergencial de energia, todavia sob uma concepção de implementação e operação totalmente diferenciada conforme será abordado a seguir³¹. Tal proposta foi

³¹ SAUER. I.L. O Túnel no Fim da Luz: A Crise do Setor Elétrico, Conseqüências e Alternativas. In **Colapso Energético no Brasil e Alternativas Futuras**. Seminário na Câmara dos Deputados em 14/06/2000. Comissão de Minas e Energia. Comissão de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias. Brasília: CEDI/CODEP, 2001.

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

também publicada sinteticamente pela Folha de São Paulo e pela Revista Carta Capital³².

A formulação da proposta parte do pressuposto de que a atual crise é consequência do modelo de liberalização do setor elétrico, que segue as diretrizes de agências internacionais como o BIRD e o FMI. Os investimentos das estatais em novas usinas não foram realizados por decisão do governo, que lhes negou financiamentos do BNDES, disponibilizados, porém, para que grupos — principalmente estrangeiros — comprassem usinas já existentes. Assim, a iniciativa privada foi direcionada à aquisição de capacidade instalada já existente, vendida a preços inferiores ao custo de novas usinas, que se afigurava um negócio muito melhor do que investir em projetos de maior risco.

Por outro lado, considera-se que os incentivos e garantias institucionais oferecidos para viabilizar o Programa Termelétrico³³ foram o reconhecimento governamental do fracasso da reforma elétrica, posto que o pressuposto básico da reforma era que os agentes privados trariam investimentos dentro do livre jogo das forças do mercado. Essa forte intervenção governamental constituía uma evidência do fracasso do modelo em implantação no setor elétrico. Se, como propugnado, o modelo de mercado funcionasse, não seria necessária nenhuma intervenção deste porte por parte do governo. Desconsiderando totalmente aspectos técnicos e o papel complementar das termelétricas em um sistema de base hidrelétrica, o plano fracassaria totalmente, não fosse a atuação proativa da PETROBRÁS, estatal. Das 49 usinas inicialmente previstas apenas 15 tiveram efetivo andamento, das quais 13 por iniciativa da Petrobrás.

Portanto,

"chegou-se a uma situação em que qualquer acréscimo de geração era premente além de bem-vindo, não obstante haver outras opções de maior mérito. Embora o foco seja, para o curto prazo, a busca de alternativas de geração de energia elétrica em caráter emergencial, não se pode desconhecer que o país dispõe de um conjunto de alternativas para o curtíssimo, curto, médio e longo prazos que ainda podem ser exploradas:

- 1) Aprofundamento de programas de racionalização de energia, incluindo a gestão da demanda;*
- 2) Geração distribuída (energia gerada no próprio local de consumo), que poderá se dar sob a forma de cogeração (geração simultânea de eletricidade e calor de processo ou frio, no âmbito da indústria e do setor de serviços);*
- 3) Energia eólica e biomassa, hidrelétricas e PCHs (pequenas centrais hidrelétricas), fontes de energia menosprezadas nos últimos anos e ainda carentes do estabelecimento adequado de normas e, em alguns casos, fomento.*

No curtíssimo prazo, devem merecer particular atenção os programas de conservação de energia no setor voltados para a iluminação residencial e pública, que poderão, por meio de uma ação coordenada, permitir uma redução de até 2% no consumo total de eletricidade do país." (Sauer, 2001, op. cit.)

"Também é possível implementar um programa de geração de emergência, por meio de grupos geradores de pequeno e médio porte. Um programa emergencial deveria articular os esforços governamentais e privados para empreender uma ação coordenada, contando com a participação de todos os recursos institucionais, financeiros e logísticos das concessionárias de geração e de distribuição de

³² Baseado em SAUER, I.L. País Pode Parar Antes do Fim do Ano. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 29 de Maio de 2001, Dinheiro, Especial Energia/Debate.

³³ O Programa Prioritário das Termelétricas – PPT foi lançado pelo Decreto nº 3371 de 24/02/2000 e Portaria MME nº 43 de 25/02/2000.

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

eletricidade e de gás natural, da Petrobras, do BNDES, do governo. Esse programa objetivaria mobilizar, no país e no exterior, a compra ou aluguel dos equipamentos necessários e sua instalação e operação nas concessionárias ou estabelecimentos industriais e de serviços, para gerar energia em caráter de emergência, usando como combustível gás natural ou diesel. Posteriormente, podem ser transformados em sistemas de cogeração em estabelecimentos industriais ou de serviços, mediante a agregação dos sistemas de recuperação de calor. Os custos deste programa podem ser estimados em até R\$ 6 bilhões. Esse investimento é pequeno se comparado com a perda irre recuperável do PIB, nos próximos três anos, da ordem de US\$ 25 bilhões, decorrente da falta de energia.” (Sauer, 2001 op. cit.).

Essas ações de curtíssimo prazo, combinadas com as reduções de consumo já em curso, poderiam minimizar as perdas e o sofrimento do povo brasileiro, reduzindo o período do racionamento. Mais relevante, ultrapassada a crise, os equipamentos assim disponibilizados seriam incorporados ao sistema elétrico existente, permitindo um acréscimo permanente na capacidade geradora, priorizando a maneira mais eficiente, qual seja a cogeração principalmente na indústria e no comércio, o que viria a viabilizar ganhos de capacidade competitiva de nossa economia. Equacionada esta crise decorrente da concepção do modelo setorial, a prioridade seguinte deve ser a alteração desse modelo, contando a participação privada na expansão, novos critérios de gestão estatal e mecanismos de controle social dos serviços públicos. As opções para a energia não estão presas nem aos erros do passado nem ao fracasso do presente.

A.1.3. AS MEDIDAS GOVERNAMENTAIS: O ACORDO GERAL

Após a decretação do racionamento de energia elétrica (de 01.06.2001 a 01.03.2002), o Governo Federal instituiu um conjunto de medidas com o objetivo anunciado de gerenciar a crise e promover sua superação, na forma da Medida Provisória nº 14 de 21.12.2002, e as Resoluções da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e da ANEEL, que promovem sua implementação. Os consumidores de energia elétrica (exceto os caracterizados como Residencial “baixa renda”) ficam sujeitos a cinco acréscimos em suas tarifas:

- Recomposição tarifária extraordinária (devida ao período do racionamento);
- Encargo de capacidade emergencial;
- Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial;
- Encargo de energia livre adquirida no MAE;
- Ressarcimento de acréscimos de custos “não gerenciáveis”, período 01/01/2001 à 25/10/2001;

O Acordo “Geral” para compensação do racionamento (que na realidade não é geral porque deixa de fora toda a população e os setores econômicos usuários dos serviços) converte as vítimas (consumidores) em culpadas e premia acintosamente as concessionárias de energia elétrica, principalmente as distribuidoras, que por omissão e ação, foram as principais responsáveis pelo racionamento. As empresas Distribuidoras estão recebendo um adiantamento de 90 % do negociado como “perdas” na forma de empréstimo do BNDES, a ser pago com os aumentos tarifários de 21.12.2001 (2,9% residencial e 7,9% industrial e comercial).

Os valores que atingem esta recomposição foram divulgados pelo Governo como R\$ 7,3 bilhões, todavia as informações de recursos do tesouro disponibilizados pelo BNDES já atingem R\$ 9 bilhões, o que para 100% das perdas

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

poderá corresponder a cerca de R\$ 10 bilhões a título de recomposição tarifária extraordinária. Note-se que as informações oficiais dão conta de que o racionamento significou uma economia de 26 bilhões de kWh o que, pelos preços da eletricidade praticados no Brasil de R\$122,79/kWh (média de 2001, cf. tabela abaixo), representariam R\$3,2 bilhões, montante significativamente inferior ao que o governo negociou com as concessionárias.

**Tarifas Médias por Classe de Consumo
Regional e Brasil (R\$/MWh)
Tarifas referentes ao ano 2001**

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	BRASIL
Residencial	164,22	166,84	184,17	182,27	177,52	179,79
Industrial	49,36	64	87,3	92,56	93,27	82,18
Comercial	143,28	141,07	160,92	153,95	159,93	156,15
Rural	112,42	87,39	106,4	90,48	102,77	97,26
Poder Público	147,43	144,28	155,53	157,77	164,96	153,9
Iluminação Pública	93,28	88,07	100,65	93,35	90,96	95,55
Serviço Público	93,49	84,06	89,56	98,43	92	90,01
Consumo Próprio	150,96	154,86	60,79	98,14	173,13	81,66
TARIFA MÉDIA TOTAL BRASIL	99,94	105,59	127,11	126,12	140,48	122,79

FONTE: ANNEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. www.aneel.gov.br

Ainda que pudesse ser aceito o argumento dessa injustificável recomposição, deveriam ser considerados os CUSTOS e não pretensas perdas de faturamento — que incluem a margem de remuneração, tributos, encargos e custos que NÃO foram arcados pelas companhias posto que deixaram de fornecer parte de seu produto/serviço.

Enquanto toda a população, indústria e comércio, sofreram as conseqüências do racionamento, com perda de produção, perda de mercado e perda do emprego de muitos trabalhadores, estranhamente assiste-se à evolução, em nossa economia, de um setor privilegiado e totalmente protegido de riscos e prejuízos, o das concessionárias de eletricidade.

Eventuais impasses entre concessionárias geradoras e distribuidoras poderiam e deveriam ser resolvidas por via de negociação ou através da Justiça. O Governo Federal, ao invés de arbitrar e encaminhar uma solução, preferiu atender às pressões — inclusive das embaixadas dos EUA, Espanha e França, países sede de algumas das empresas envolvidas — e optou por transferir todo o ônus aos consumidores e usuários de energia elétrica, num flagrante desrespeito às normas legais, contratuais e ao Estado de Direito.

Tais privilégios não estavam previstos nos contratos de concessão ou na lei 8666/93: não ocorreram fatos que viessem a ensejar a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro às condições iniciais do contrato de concessão, que dentro da Teoria Jurídica da Imprevisão, são conhecidos por "Caso Fortuito", "Força Maior", "Fato do Príncipe" ou "Fato da Administração". O racionamento era previsível e evitável, conforme demonstram os fatos e os inúmeros documentos e análises oficiais e de instituições de pesquisa e anais de eventos, entre outros. Todos eram de pleno conhecimento das concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, ou deveriam sê-lo. A hidrologia se comportou dentro do que se podia esperar. Não ocorreu nenhum caso fortuito, nem houve motivo de força maior, nem

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

tampouco houve o “fato do príncipe”. Ademais, a concessão para a prestação de serviço público é delegada a quem “demonstre capacidade para o seu desempenho, **por sua conta e risco**” (art. 2, inciso II da Lei 8987/1995).

A.1.4. AS MEDIDAS GOVERNAMENTAIS: O “SEGURO APAGÃO”

O “seguro anti-apagão”, transfere às tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica o ônus pela contratação de energia emergencial, a partir do fim do racionamento, em 01.03.2002, até 31.12.2005. Parte desse ônus já está incidindo nas “contas de luz” desde 01/3/2002 (R\$ 0,0049 / kWh sob o título de “encargo de capacidade emergencial”). As operações foram conduzidas através de empresa estatal criada especialmente para este fim, a COMERCIALIZADORA BRASILEIRA DE ENERGIA EMERGENCIAL (CBEE). As compras já contratadas R\$15,9 bilhões, para disponibilizar uma capacidade de 2.153,6 MW (equivalente a cerca de 3 turbinas de Itaipu). A contratação foi realizada com dispensa de licitação, sob a justificativa do seu caráter emergencial. Como contrapartida esperava-se a absoluta transparência e ampla divulgação dos contratos.

Dois graves problemas afetam a compra de energia emergencial e o repasse de seu ônus aos consumidores: (1) cabe às concessionárias, em razão da lei e do contrato de concessão, a prestação do serviço público, POR SUA CONTA E RISCO, e as tarifas pagas já incluem a remuneração pela qualidade, continuidade e confiabilidade dos serviços. Ademais, ainda que fosse aceitável, o encargo adicional não constitui “seguro anti-apagão”, pois para eventualidade de novo racionamento, não há previsão das indenizações a serem pagas. Trata-se de propaganda enganosa para transferir mais uma responsabilidade das concessionárias aos consumidores e contribuintes, a exemplo do que já foi descrito para as compensações para ressarcimento de pretensas perdas decorrentes da redução do faturamento em razão do racionamento; (2) os termos de contratação contêm graves irregularidades: cláusula de confidencialidade; opção pela arbitragem, ao invés do sistema judiciário para solução de controvérsias; reajustes mensais e com parcela atrelada ao dólar americano; penalidade de eventual rescisão é o pagamento do saldo do contrato; entre outras.

As estimativas dos montantes dos pagamentos pela capacidade contratada (espécie de aluguel pela disponibilização dos equipamentos de geração) previstos para o período de 30 a 45 meses de vigência, superam em várias vezes o valor dos custos totais de investimento para compra, instalação e comissionamento de usinas de geração termelétricas novas, com vida útil de 20 a 30 anos, nas condições atuais do mercado brasileiro e internacional. Os custos totais para a compra, instalação e comissionamento dos 2.153 MW contratados para geração de energia emergencial são estimados em cerca de R\$2,5 bilhões, contra R\$6,7 bilhões apenas pelo aluguel do equipamento.

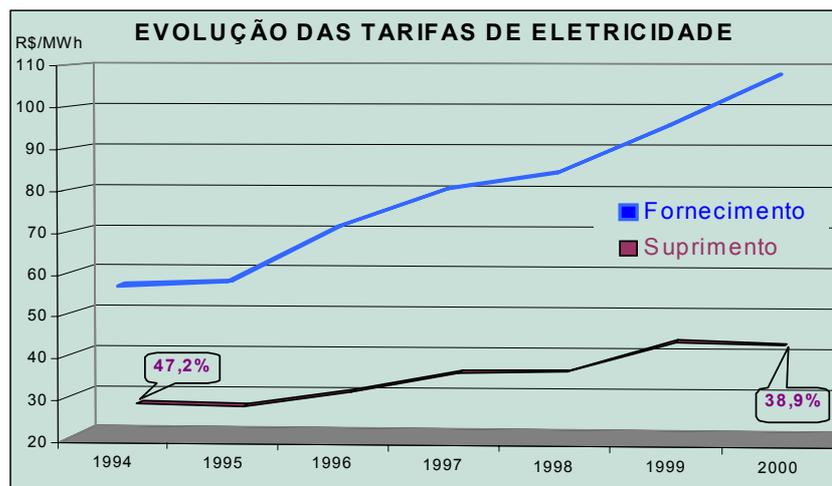
Estas contratações (publicadas no Diário Oficial da União de fevereiro/2002) se deram à revelia do quadro hidrológico, com o enchimento dos principais reservatórios brasileiros, evidenciando reduzidíssimas probabilidades de que no ano 2002 seja necessária essa energia “emergencial”. As próprias informações oficiais afirmam “Risco de racionamento até 2003 é zero, mostra estudo do ONS”, publicado dia 2/02/2002 no site da GCE (www.energiabrasil.gov.br). Porém, isto não impediu as autoridades de emitir “mais um sinal econômico para estimular os investidores”.

A.1.5. CONCLUSÕES

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

Observe-se, que os custos das concessionárias, mormente as de distribuição de eletricidade (cerca de 80% privatizadas), foram substancialmente reduzidos no período, bastando referir a redução média de 50% do quadro de pessoal. As únicas exceções relevantes são as despesas com a compra de energia de Itaipu, cuja evolução acompanha a taxa de câmbio e que representam cerca de 20% do total da eletricidade vendida no país. O preço médio de geração do ano 2000 do país, foi de R\$42,0/MWh, composto pelo preço médio de R\$42,9/MWh no Sistema ELETROBRÁS (que inclui o repasse de Itaipu) e de R\$40,0/MWh nas demais geradoras (estaduais e privatizadas) e, portanto, o efeito "tarifas Itaipu" não pode ser avocado para justificar o aumento das tarifas de eletricidade .



Fonte: CCPE/CTEM/2001- Relatório Tarifas Médias do Mercado de Energia Elétrica

O que efetivamente se constata é um aumento maior para as concessionárias Distribuidoras relativamente às Geradoras, pois a participação da tarifa de suprimento (venda pelas concessionárias geradoras mais transporte) no valor da tarifa de fornecimento (venda aos consumidores finais) reduziu-se de 47% para 39% no período 1994 a 2000, conforme demonstra a Figura acima. Portanto se coubesse um processo de revisão das tarifas, este deveria considerar um período mais amplo, desde o início do Contrato de Concessão (ou da última revisão), o que resultaria num processo de "compensações" mais efetivo, posto que englobaria também prováveis ganhos das concessionárias no período.

As duas medidas mais graves viabilizadas pela iniciativa, poderão implicar um montante superior a R\$23 bilhões: a compra de energia emergencial, entre R\$6,7 e 16 bilhões, e as compensações às concessionárias de energia elétrica estimadas em torno de R\$7,3 bilhões. De acordo com a legislação vigente no País sobre as concessões de serviços públicos, que estabelece sua prestação "por conta e risco" do concessionário, com qualidade, continuidade, cortesia, e modicidade das tarifas, nenhuma destas ações seria sequer passível de cogitação. Porém, dada a decisão do Governo de implementá-las, espera-se que obedeçam minimamente aos princípios inerentes à administração pública, que impõem a legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência, com fortes indícios de violação neste caso.

A revisão de tal medida seria favorável ao interesse da Sociedade, do poder aquisitivo das famílias, já oneradas por aumentos tarifários 100% superiores à inflação e da competitividade do setor produtivo, também onerado por aumentos 50% acima da inflação, desde 1995, agravados profundamente pelo racionamento que resultou dos equívocos na condução da política energética. A contratação de

Anexo 1

As medidas do governo FHC para superar a crise no setor elétrico: O Acordo geral e as compras emergenciais de energia

energia emergencial, consumada em fevereiro de 2002, ocasião em que o contexto já não mais indicava sua necessidade, face às avaliações de segurança do abastecimento divulgadas pelo próprio Governo Federal, está sendo feita a preços insustentáveis e injustificados: não é aceitável fazer a Sociedade pagar pelo aluguel de equipamentos, com capacidade de 2.153,6 MW, por um período médio de três anos, um montante superior de R\$6,7 bilhões, quando a sua compra, instalação e comissionamento, com vida útil de 20 a 30 anos, pode ser feita por cerca de R\$2,5 bilhões, nas condições vigentes do mercado brasileiro e internacional. Ainda que a contribuição da energia emergencial se torne necessária para a garantia do abastecimento da demanda de eletricidade, há tempo suficiente, mecanismos e instrumentos institucionais e empresariais capazes de fazê-lo a custos compatíveis com a probidade requerida no trato das tarifas dos serviços públicos.

As compensações às concessionárias, anunciadas inicialmente no valor de R\$7,3 bilhões, terão seu montante, provavelmente significativamente superior, definido a partir aplicação da regra contida na MP 14, imprecisa, dependendo de regulamentação posterior. Trata-se portanto de um cheque, ainda em branco, a ser sacado contra a Sociedade. O BNDES, mesmo antes da manifestação do Congresso Nacional, concedeu empréstimo de R\$7,5 bilhões de antecipação, a ser custeado pelas tarifas ao longo de período ainda indefinido, porém superior a três anos. Estes montantes obviamente exorbitam o bom senso: segundo informações oficiais, o racionamento provocou uma redução no consumo de eletricidade de 26 milhões de MWh, que, vendidos pela tarifa média de fornecimento, da ordem de R\$120/MWh, teriam resultado numa receita adicional de cerca de R\$3,1 bilhões, substancialmente inferior ao benefício concedido. Ademais, receita evitada não significa perdas, pois também custos foram evitados. Portanto, se concebíveis, as compensações deveriam ser, no mínimo, substancialmente inferiores. Não é admissível conceder compensações que eliminam a escassez e, ao mesmo tempo, utilizar preços de escassez no seu cálculo, ainda mais quando estes foram oriundos do Mercado Atacadista de Energia, que jamais funcionou e teve sua intervenção e posterior fechamento decretados pelo Governo.

Segundo os estudos realizados, muito mais do que onerar sucessivamente os preços de energia elétrica, o Governo está transferindo à população todos os riscos do negócio, criando uma situação excepcional e de privilégio, sem justificativa técnica, econômica ou legal, para as concessionárias de serviços públicos que, segundo a legislação, deveriam prestar o serviço adequado (com continuidade, qualidade e modicidade tarifária) por sua "conta e risco".

* Sumarizado do artigo: SAUER, I.L., VIEIRA, J.P., GONÇALVES Jr., D., KIRCHNER, C.A.R. As medidas governamentais para superação da crise do setor elétrico brasileiro: o acordo geral e as compras emergenciais de energia. *In*: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, IV SEMINÁRIO LATINO-AMERICANO DE ENERGIA: **Soluções para a energia no Brasil**. 20 a 22 de maio de 2002. Rio de Janeiro. **Anais**. Rio de Janeiro: SBPE/COPPE/UFRJ, 2002, pp. 878 - 892.

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

A.12.1. INTRODUÇÃO

O Grupo de Pesquisa em Análise de Sistemas Aplicada a Recursos Hídricos da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em conjunto com a UCLA – University of California Los Angeles, tem trabalhado com pesquisas voltadas ao Sistema Hidrelétrico Brasileiro. A opção pelo uso de modelos de otimização utilizando rotinas de programação não linear tem apresentado bons resultados.

- Modelos a usinas individualizadas com programação não linear
SisOpt (todo sistema brasileiro)
SolverSys
- Modelos a usinas agregadas com programação não linear
SolverSIN

Outro destaque é o uso de funções objetivo variadas. Pode-se citar:

- Minimizar a complementação quadrática;
- Maximizar a produção de energia;
- Maximizar o lucro com energia secundária;
- Minimizar o vertimento;
- Minimizar a perda de energia potencial;
- Minimizar os desvios em relação a níveis guia;
- Minimizar o custo de operação.

Outras técnicas têm sido utilizadas por outros grupos de pesquisa:

- Programação Dinâmica Estocástica – PDE - com sistemas agregados (CEPEL), ou com usinas individualizadas (PSR).
- Modelos de Rede de Fluxo Não Lineares (UNICAMP).

A dimensão do problema a ser resolvido é muito grande: Cerca de 180 usinas estão cadastradas no arquivo de dados do Newave, sendo 104 usinas Hidrelétricas para o horizonte 2006. Porém o sistema é composto de usinas com porte muito variado. Das 104 usinas, 44 englobam 90% da capacidade total. Apenas 27 usinas totalizam 80% da capacidade. Dessa forma a exclusão de usinas fio d'água de pequeno porte não causam impacto na solução do problema e reduzem sua dimensão. Usinas de regularização podem ou não ser excluídas, dependendo da sua capacidade e do intervalo de tempo considerado. A figura A.12.1, a seguir, apresenta o percentual da capacidade acumulado em função do número de usinas considerado.

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

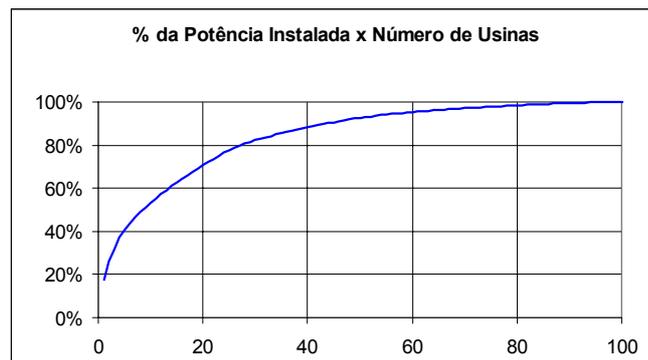


Figura A.12.1 – Percentual acumulado de capacidade e número de usinas

Para evitar que a dimensão do problema constitua impedimento a aplicação de alguma técnica, a escolha das usinas que irão compor o sistema pode ser uma alternativa mais adequada do que a agregação em usinas equivalentes do sistema completo.

A diferença entre as várias aplicações existentes não se resume apenas nas diversas técnicas de solução dos problemas, mas também no nível de simplificação requerido na representação física das usinas para viabilizar a aplicação. Estas simplificações podem comprometer a representatividade das usinas prejudicando a qualidade da solução.

O uso de Modelos Alternativos por vários agentes, que podem utilizar diferentes técnicas, aumenta a robustez do processo. A pluralidade de análises enriquece o processo de planejamento e programação da operação. A comparação dos resultados de vários modelos com metodologias diferentes permite ter mais segurança e confiabilidade. A utilização sistemática como alternativa ao Newave/Decomp, tem-se mostrado um trabalho inédito mesmo na área acadêmica.

A experiência adquirida no desenvolvimento e uso dos modelos de otimização e simulação permitiu o conhecimento dos aspectos mais relevantes da modelagem do sistema hidrelétrico brasileiro. A seguir enumera-se uma série deles.

A.12.2. ERROS DA AGREGAÇÃO DE SISTEMAS EQUIVALENTES

Temos duas formas de estimar a energia natural afluente (ENA) a um sistema hidrelétrico. A primeira consiste em calcular a ENA através da soma das vazões naturais multiplicadas pela produtividade das usinas. Chamamos esse valor de ENA bruta. Pode-se ainda estimar a ENA líquida como sendo uma parcela da ENA bruta quando se limita a energia armazenável nos reservatórios e a capacidade das usinas fio d'água. A diferença entre a bruta e líquida será a energia vertida. A segunda em fazer um balanço energético, calculando a variação da energia armazenada somada a energia gerada.

A figura A.12.2 mostra os dois cálculos efetuados para o sistema Nordeste (agregado). Poderiam ocorrer vertimentos nos períodos úmidos mas no período seco esses valores deveriam ser iguais. Desde abril/2001 notamos diferenças da ordem de 100% nos períodos secos. Esse erro pode levar a uma superestimação da disponibilidade energética, já que o modelo Newave utiliza séries sintéticas geradas a partir da ENA calculada pelas vazões.

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

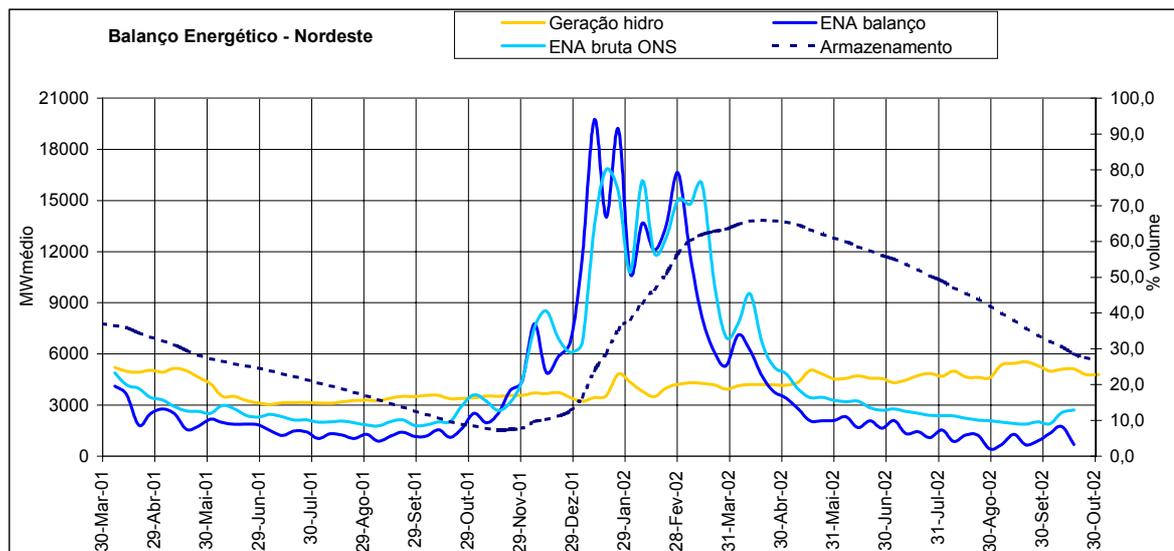


Figura A.12.2 – Balanço Energético x Cálculo da ENA pelas Vazões Naturais

No caso do cálculo da ENA líquida as dificuldades são maiores. A distribuição irregular da chuva numa grande bacia, somada a diferenças na capacidade de regularização dos reservatórios, em função de sua distribuição espacial, causa distorções no cálculo de sistemas agregados. Como exemplo, podemos citar um evento ocorrido recentemente onde os resultados dos modelos Newave/Decomp causaram inconsistências.

Em janeiro de 2002 foi programado um recebimento de 1300 MWmédios pelo sistema Nordeste, que apresentava apenas 38% de armazenamento, mas as altas aflúências à jusante de Sobradinho causaram o aumento de geração no Complexo Paulo Afonso e Xingó que somados já atendiam a demanda do sistema. Como consequência o intercâmbio recebido foi próximo de zero durante algumas semanas. O sistema Norte que apresentava vertimento não pode transferir energia para ser armazenada no Nordeste que apresentava baixo armazenamento pois ocorreria vertimento no baixo São Francisco.

A.12.3. DETALHAMENTO E QUALIDADE DOS DADOS

O maior detalhamento possível e a melhoria da qualidade dos dados físicos das usinas leva a um desempenho superior na modelagem dos sistemas hidrelétricos. A falta de uma base de dados única e coerente para o setor é permanente fonte de erros. Iniciativas passadas de elaboração de um banco de dados único do setor fracassaram. Tem-se utilizado como referência os arquivos de entrada do Newave e Decomp, mas estes são arquivos de formato binário que estão sujeitos a alterações periódicas dos dados e sem transparência da validade dessas alterações.

É comum encontrar no cadastro dados estimados à época do projeto de usinas, construídas há muitos anos, sem que os dados históricos tenham sido usados na sua aferição. A seguir apresentam-se os principais dados que interferem significativamente nos resultados dos modelos.

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

A.12.3.1. CURVA COTA X VAZÃO DO CANAL DE FUGA DAS USINAS:

O setor tem negligenciado no acompanhamento de leituras de nível do canal de fuga nas usinas. Usualmente esse dado não é coletado juntamente com as demais leituras ou com a periodicidade horária.

A figura A.12.3 apresenta a aferição da curva de projeto (azul claro) com leituras do nível do canal de fuga para ampla faixa de vazões defluentes, com polinômio ajustado (vermelho). Os erros chegam a superar dois metros que corresponde a erros na potência gerada acima de 10%.

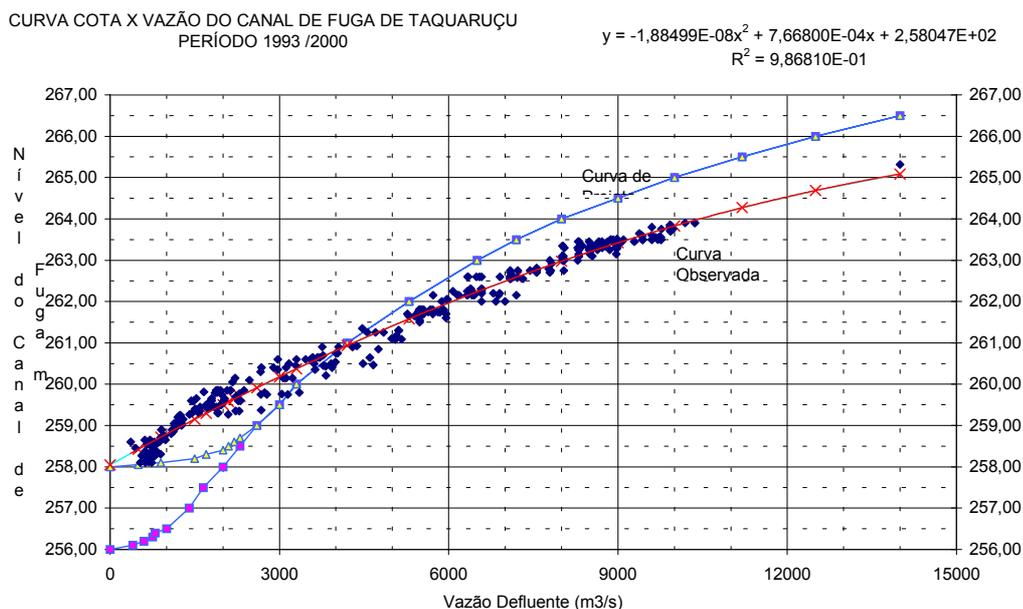


Figura A.12.3 – Curva cota x vazão do canal de Taquaruçu

A consideração de um nível médio do canal de fuga em substituição ao nível variável com a defluência causa sérios prejuízos aos resultados dos modelos. Essa simplificação na representação das usinas é severa no caso das usinas fio d'água, onde a perda de queda deve-se ao afogamento do canal de fuga com as altas defluências do período úmido.

A.12.3.2. CURVA DE ENGOLIMENTO MÁXIMO EM FUNÇÃO DA QUEDA BRUTA

O circuito hidráulico de uma usina funciona como um tubo curto, com a vazão turbinada controlada pela abertura do distribuidor. A figura A.12.4 mostra as curvas de vazão e potência máximas em função da queda bruta. Observando-se as curvas da esquerda para a direita, com o distribuidor totalmente aberto a vazão máxima que passa pela turbina é crescente com a queda bruta (curva azul) acarretando uma potência crescente com a queda bruta (curva vermelha). Quando essa potência da turbina atinge o limite do gerador e demais componentes elétricos é necessário fechar parcialmente o distribuidor para impedir danos ao gerador. Dessa forma, a partir de uma certa queda, usualmente chamada de queda efetiva, mantém-se a potência constante com o fechamento progressivo do distribuidor, acarretando a redução acentuada na vazão turbinada.

Alguns modelos utilizam o engolimento máximo constante (curva azul tracejada) acarretando erros sensíveis com a variação da queda. As setas indicam esses erros que podem superar 10% para variação extrema da queda.

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

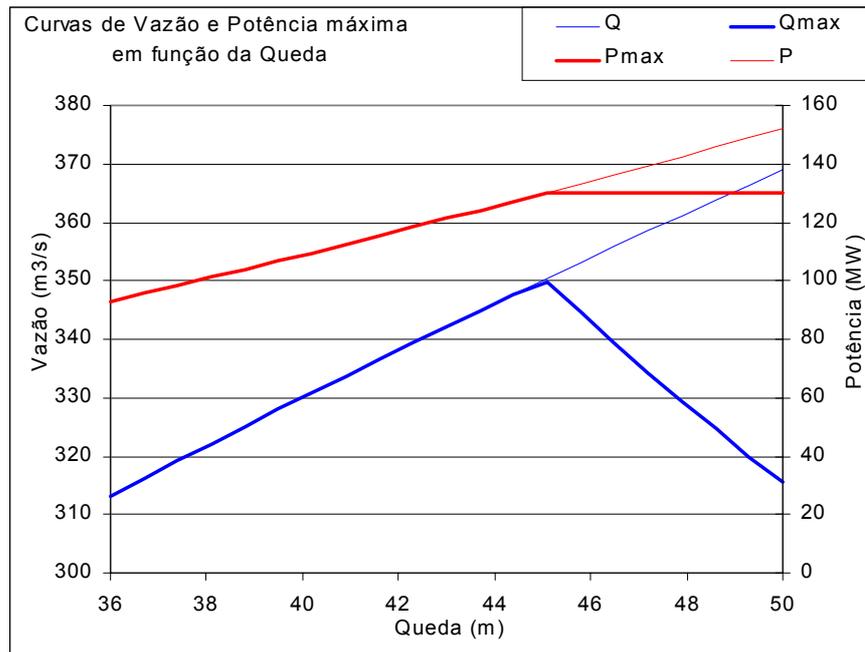


Figura A.12.4 – Curva vazão e potência máxima em função da queda

A.12.3.3. RENDIMENTO DOS CONJUNTOS TURBINA/GERADOR:

Usualmente é utilizado o rendimento máximo (pico da colina) como rendimento médio para intervalos até mensais. Sabe-se que as máquinas trabalham com grande variação diária na potência e na queda devido a operação em ponta ou carga baixa. Esse erro pode superar 5% mesmo quando se efetua a otimização do despacho por máquina. A energia gerada será sempre superestimada pelos modelos. A figura A.12.5 apresenta a curva colina de uma usina mostrando o rendimento em função da potência e da queda bruta. Nota-se claramente a redução do rendimento quando se afasta do pico da colina.

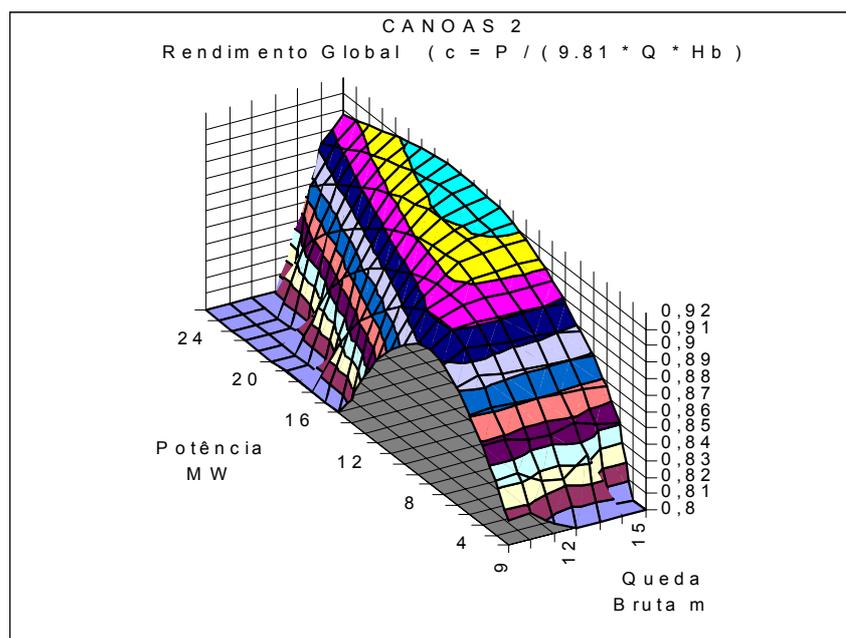


Figura A.12.5 – Curva colina da usina Canoas II

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

A.12.4. CRITÉRIO PARA DEFINIÇÃO DA CAPACIDADE DOS RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO

Algumas usinas a fio d'água têm sido atribuídas erradamente como de regularização, como se fosse possível escolher essa qualificação de acordo com alguma preferência operativa. A tabela a seguir apresenta uma classificação baseada em cálculo efetivo da capacidade de regularização, dividindo-se o volume útil pela vazão média de longo termo. O índice "duração" indica o tempo de esvaziamento em meses liberando uma vazão média de um terço da MLT. Pressupõe-se que essa liberação somada as vazões de estiagem dos rios atendam uma regularização média de cerca de 70% da MLT, considerada como vazão regularizada economicamente viável em dimensionamento de reservatórios. Quando este índice supera oito meses o reservatório pode ser considerado plurianual, pois resiste a mais de um período de estiagem.

A tabela A.12.1 apresenta, para os principais reservatórios de acumulação, as capacidades de regularização e de armazenamento. Capacidade de regularização é o volume útil dividido por 1/3 da MLT. Capacidade de armazenamento é o volume útil valorizado pela produtividade média acumulada à jusante. Os reservatórios considerados nesta tabela superam 90% da capacidade de armazenamento de cada subsistema.

Tabela A.12.1 - Principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional ordenados pela capacidade de armazenamento

Usina	empresa	sistema	Capacidade de regularização (meses)	Classificação	Capacidade de armazenamento (MW mês)	% do armazenamento do subsistema
Furnas	Furnas	SE	21	plurianual	36246	21,0%
Emborcação	Cemig	SE	31	plurianual	22741	13,2%
Nova Ponte	Cemig	SE	41	plurianual	20069	11,7%
Serra da Mesa	Furnas	SE	61	plurianual	16979	9,9%
Itumbiara	Furnas	SE	9,5	plurianual	16414	9,5%
I.Solteira + Três Irmãos	CESP	SE	1,7	intraanual	6344	3,7%
Marimbondo	Furnas	SE	3,2	intraanual	5377	3,1%
São Simão	Cemig	SE	2,7	intraanual	5259	3,1%
Paraibuna	CESP	SE	44	plurianual	4637	2,7%
A. Vermelha	AES	SE	2,9	intraanual	4588	2,7%
M. Moraes	Furnas	SE	2,8	intraanual	4519	2,6%
Capivara	DUKE	SE	6,2	intraanual	4090	2,4%
Jurumirim	DUKE	SE	17	plurianual	3913	2,3%
Chavantes	DUKE	SE	11	plurianual	3412	2,0%
Barra Bonita	AES	SE	7,2	intraanual	2841	1,7%
Foz do Areia	Copel	S	6,9	intraanual	6325	41,0%
Salto Santiago	Eletrosul	S	5,0	intraanual	3372	21,8%
Passo Real	CEEE	S	19	plurianual	3152	20,4%
Passo Fundo	Eletrosul	S	30	plurianual	1217	7,9%
Sobradinho	Chesf	NE	12	plurianual	30290	60,4%
Três Marias (fic)	Cemig	NE	25	plurianual	16142	32,2%
Itaparica	Chesf	NE	1,4	intraanual	3416	6,8%
Serra da Mesa (fic)	Furnas	N	61	plurianual	8888	57,4%
Tucuruí	Eletronorte	N	3,3	intraanual	6579	42,5%

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

Considerando-se que o sistema de reservatórios está sendo explorado acima de sua capacidade de regularização é necessário ampliar a base termelétrica para não exaurir o sistema hidrelétrico.

Um reservatório plurianual não perde essa característica para se tornar intraanual por exploração acima da sua capacidade de regularização. A afirmação de que o sistema está deixando de ser plurianual é um contra-senso em relação às técnicas de dimensionamento. Mesmo um reservatório infinito tende ao esgotamento se explorado acima da afluência média.

Essa questão deve levar a uma reflexão sobre as políticas de complementação termelétrica, pois se a capacidade de regularização for superada, parte das termelétricas devem operar na base para impedir o esgotamento do sistema hidrelétrico.

Outro problema de representatividade é o fato de algumas grandes bacias hidrográficas possuírem reservatórios em cascata que estão eletricamente interligados em subsistemas diferentes. Pode-se citar as usinas de Três Marias no rio São Francisco e Serra da Mesa no Tocantins. Para tentar contornar esse problema são criadas usinas fictícias com e sem reservatório de forma a considerar a casa de máquinas num subsistema e o reservatório em outro.

A.12.4.1. DADOS DE EVAPORAÇÃO LÍQUIDA DOS RESERVATÓRIOS

O relatório ONS RE 3/159/2001, "Evaporações Líquidas nas Usinas Hidrelétricas" de 1 de agosto de 2001, apresenta os estudos para cálculo da evaporação a ser utilizada no planejamento energético. A evaporação líquida é obtida pela diferença entre a evaporação real do reservatório e a evapotranspiração real da bacia hidrográfica no local do reservatório antes da sua implantação. A figura A.12.6 permite visualizar as diferenças entre os dados de evaporação obtidos em estudo recente e os em uso para as usinas do rio São Francisco.

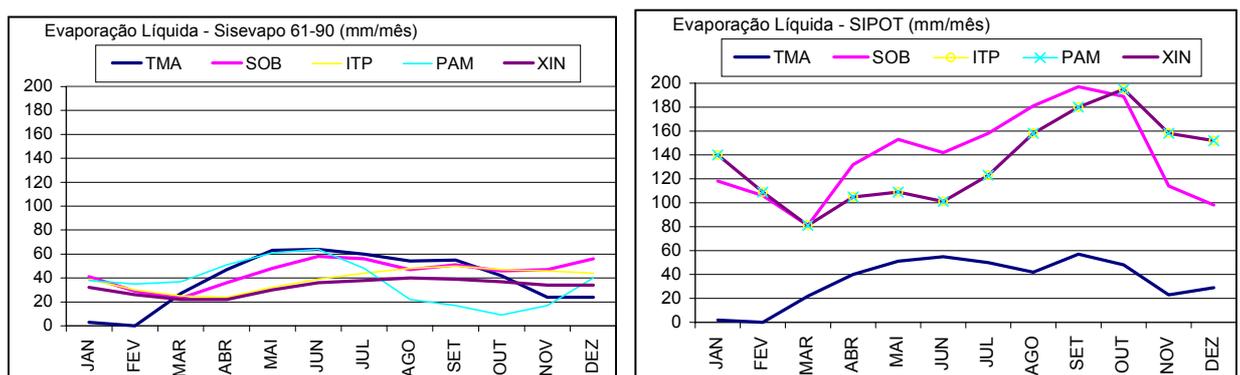


Figura A.12.6 – Dados de evaporação no Rio São Francisco

Somente a troca desses dados acarreta diferenças de aproximadamente 350 MW médios na geração médio do subsistema Nordeste. Será fundamental dirimir as dúvidas sobre as séries de vazões e evaporações líquidas para a qualidade dos resultados deste trabalho. Ressalta-se que as series de vazão natural são reconstituídas com a consideração da evaporação líquida sobre a área inundada dos reservatórios.

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

A.12.4.2. USO CONSUNTIVO

Recentemente a ANA, em atendimento às solicitações do Setor Elétrico, quanto aos valores de demandas atuais e futuras para irrigação na bacia do rio São Francisco, emitiu a Resolução 145 de 22 de julho de 2002. As estimativas de áreas irrigadas e as respectivas demandas publicadas nessa resolução estão reproduzidas na tabela A.12.2 a seguir.

Tabela A.12.2 – Estimativa de vazão média anual retirada para irrigação na bacia do Rio São Francisco (m³/s)

Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Montante de Sobradinho	94,2	96,5	98,7	101,0	103,2	105,5	107,8	110,0	112,3
Entre Sobradinho e Itaparica	86,8	88,9	90,9	93,0	95,1	97,2	99,3	101,4	103,4
Entre Itaparica e Xingo	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
Jusante de Xingo	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,6	9,8	10,0
TOTAL	193,3	198,0	202,6	207,2	211,9	216,5	221,2	225,8	230,4

O uso consuntivo atual representa uma perda de aproximadamente 400 MWmédios no Subsistema Nordeste.

A.12.5. SÉRIES DE VAZÕES NATURAIS

Existem inconsistências enormes em algumas séries incrementais calculadas por diferença das séries naturais. O relatório ONS RE 3/199/2001, "Vazões Médias Mensais nos Aproveitamentos Hidrelétricos – Períodos 1931 a 1998" de outubro de 2001, apresenta as séries de vazões naturais utilizadas no planejamento energético. As séries incrementais representam a contribuição da área de drenagem intermediária entre uma usina e a usina localizada imediatamente a montante.

Como exemplo podemos observar as séries da bacia do rio São Francisco. Destacam-se algumas incoerências nas séries: As vazões incrementais entre o complexo Paulo Afonso/Moxotó e Itaparica são nulas em todo o período, apesar de possuir uma área de drenagem de 12200 km². As vazões incrementais de Xingó são constantes em todo o período, com valor igual 10 m³/s para uma área de drenagem de 9500 km². Na série incremental de Itaparica (tabela A.12.3), alguns anos aparecem com vazões repetidas ao longo de todos os meses, apesar da afluência incremental ser intermitente, com contribuição nula nesse trecho da bacia no período seco.

Tabela A.12.3 – Série incremental de Itaparica – continua...

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1984	0	0	50	571	67	0	0	0	0	0	0	0
1985	192	479	785	2169	510	117	0	0	0	0	0	185
1986	0	396	454	215	61	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	281	91	50	0	0	0	0	0	0	0
1988	265	0	507	844	268	99	107	62	28	26	74	0
1989	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42	940
1990	201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	5	5	125	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1992	334	366	3	3	1	3	3	3	3	3	3	3
1993	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
1994	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1995	0	121	128	101	0	22	9	0	20	6	50	128

Anexo 2

A relevância dos modelos de otimização e simulação do sistema hidrelétrico brasileiro*

Tabela A.12.3 – Série incremental de Itaparica - continuação

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
1996		0	0	56	258	0	58	23	2	0	21	84	78
1997		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Período do Histórico de Vazões Naturais: Existe grande dificuldade em se obter séries de vazões naturais em diversas regiões do Brasil, principalmente séries observadas desde os anos trinta. Mesmo nas regiões com maior disponibilidade de dados, em muitas usinas as séries se reportam a uma única estação fluviométrica, muitas vezes localizada a grande distância. Séries hidrológicas não representativas geram grandes distorções no planejamento na operação do sistema elétrico.

Estacionariedade das Séries Hidrológicas: O NEWAVE utiliza séries sintéticas de vazões geradas a partir das séries históricas que, por hipótese, são consideradas estacionárias. Dependendo do ano inicial do histórico, esta hipótese pode não ser verificada em alguns casos. Esta distorção pode comprometer totalmente o planejamento da operação do sistema. Essas não estacionariedades têm sido verificadas principalmente nas bacias hidrográficas localizadas no Sul do Brasil. É fundamental rever essa questão, com uma análise estocástica profunda das séries hidrológicas empregadas pelo setor elétrico.

A.12.6. CONCLUSÕES

Tanto quanto discutir alternativas de modelagem, é urgente consolidar os dados utilizados para melhorar a representatividade das usinas:

- 1- O conjunto de problemas discutido anteriormente leva a crer numa superestimativa da disponibilidade energética do sistema brasileiro.
- 2- O emprego de diferentes modelos aumenta a robustez do processo. A pluralidade de análises enriquece o processo de planejamento e programação da operação.
- 3- O detalhamento dos dados físicos das usinas leva a desempenhos superiores na modelagem dos sistemas hidrelétricos.
- 4- A melhoria da qualidade dos dados físicos das usinas deve ser baseada na aferição com medições, testes efetuados nas usinas ou dados históricos

* Elaboração de **João Eduardo Gonçalves Lopes**

Doutorando da Escola Politécnica da USP

Consultor de energia na área de Planejamento da Operação.

Anexo 3

Planejamento energético – questões e alternativas*

A.3.1. A ESTRUTURAÇÃO NECESSÁRIA DO SISTEMA DE PLANEJAMENTO

As profundas reformas experimentadas pelo sistema energético evidenciavam a necessidade de reestruturação das atividades de planejamento, enquanto função acessória das atividades de regulação e de elaboração de políticas governamentais. Todavia, o posicionamento (ou a ausência de posicionamento) governamental quanto a essa necessidade, durante a execução das reformas setoriais, resultou em uma inicial desestruturação desta atividade.

Diversamente das novas instâncias originadas a partir da reforma setorial, criadas por lei (a exemplo da ANEEL e do ONS), a organização do planejamento setorial resultou de uma **Portaria** do Ministério das Minas e Energia (nº 150, de 10.05.99) que criou o CCPE – Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, estabelecendo as diretrizes e princípios básicos de sua estruturação.

O primeiro aspecto a ser anotado refere-se à demora na formalização do órgão de planejamento, tendo em vista que a privatização no setor elétrico iniciou-se em julho de 1995. A falta de interesse em se implantar efetivamente o CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, seguiu-se um período de quase três anos, após sua criação, no qual esse Conselho não se reuniu.

A própria forma de estruturação do órgão responsável pela coordenação do planejamento pode ser considerada pouco sólida, pois enquanto comitê constituiu-se na forma de um grupo de assessoria, com reuniões que podem ser muito ou pouco episódicas condição que, normalmente, não apresenta a estabilidade de uma autarquia ou órgão governamental. Destarte, a estrutura conferida ao CCPE não atende a um requisito fundamental das atividades de planejamento, qual seja a da continuidade - do processo seqüencial e ininterrupto. Ao contrário, a forma de estruturação em comitês, com participação não obrigatória das concessionárias, tende a situar a atuação do CCPE muito mais próxima à de produção 'por lotes'.

Os fatos verificados permitem questionar que, subjacente à aparente condição de "falta de prioridade" ou "desinteresse governamental" o que houve foi, ao contrário, o forte interesse em se manter uma condição, — cômoda, pouco transparente e nada neutra —, da possibilidade de pequenos grupos de pessoas tomarem decisões envolvendo vultosos investimentos (Programa Prioritário da Termelétricas, Programa de 3 mil km de Linhas de Transmissão, Recomposição Tarifária, Seguro Apagão, entre outros).

Mesmo a parte da estrutura que deveria dar essa condição de continuidade e constituir assim seu 'braço técnico', que é sua secretaria executiva, dependerá da ELETROBRÁS e de seu corpo técnico. Neste aspecto há que se destacar o desmantelamento da área de planejamento da ELETROBRÁS além do fato de que, no novo modelo setorial seus trabalhos de coordenação estão sendo questionados pelos novos agentes do setor, sob o argumento de que, na nova dinâmica concorrencial do setor elétrico, ela representa também um competidor com interesses no mercado.

Ainda não se dispõe de informações sobre como será o processo de escolha do representante do Conselho de Consumidores. Outro aspecto que dificulta a análise deste novo elemento é o fato de que será escolhido como representante único de todos os segmentos sociais e econômicos que irão consumir a energia gerada pelo sistema.

Anexo 3

Planejamento energético – questões e alternativas*

O que a dinâmica concreta permite questionar é que o que houve não foi um desinteresse governamental, mas, ao contrário, o interesse em se manter uma condição, — cômoda, pouco transparente e nada neutra —, da possibilidade de pequenos grupos de pessoas tomarem decisões envolvendo vultosos investimentos (Programa Prioritário de Termelétricas, Programa de 3 mil km de Linhas de Transmissão, Recomposição Tarifária, Seguro Apagão, entre outros).

A.3.2. A RECAPACITAÇÃO E O ENFOQUE DO PLANEJAMENTO

O que se pratica hoje no Brasil, em termos de planejamento, limita-se aos aspectos quantitativos (oferta, demanda, demanda de ponta, custos, e outros), desconsiderando aspectos qualitativos relevantes, entre outros o ambiental, o social, a Conservação de Energia, e o GLD (Gerenciamento pelo Lado da Demanda) com pouca consideração da necessidade ou eficiência do uso energético. Porém, apesar da má gestão dos recursos hídricos para geração de energia, ocorrida nos últimos anos, a produção hidrelétrica deverá manter relevância em nossa geração, considerando-se a excepcional reserva de recursos hídricos, além do domínio tecnológico e industrial da hidreletricidade.

Caberia enfatizar como papel adequado para a produção de energia elétrica de fonte térmica no Brasil a complementação de oferta com ganhos de confiabilidade e eficiência, propiciando o fomento de pólos de desenvolvimento sem restrições decorrentes dos estrangulamentos de transmissão. Por outro lado, deverão ganhar espaço, por meio de programas específicos, a cogeração de energia como forma eficiente de produção e conservação de energia. O crescimento mais esperado na oferta de energia refere-se às fontes alternativas, destacando-se o bagaço de cana e biomassa florestal, energia eólica e energia solar. Não obstante a manutenção do programa de produção termonuclear.

Critérios de Planejamento para Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica:

- Definição de prioridades e forma de financiamento para a expansão do sistema de transmissão e sua inserção na atual conjuntura do setor. Alguns pontos a serem abordados: perdas, mudanças propostas para a metodologia de tarifação do uso da transmissão (perda do sinal locacional);
- Atendimento às premissas seguintes, para Dimensionamento Econômico-Energético das Interligações: (i) controlabilidade do processo, (ii) garantia de livre acesso e competição; e (iii), indicadores de expansão eficientes e coerência no processo.

É neste contexto que se inserem os trabalhos voltados ao planejamento energético no país, de modo a atender as necessidades da população sem implicar na deterioração do meio ambiente, vislumbrando um arco mais amplo de alternativas do que o histórico setorial normalmente se teve, aliado à ênfase na adoção de tecnologias mais eficientes e não poluentes.

A.3.3. DIRETRIZES GERAIS

- Introduzir um modelo integrado de planejamento industrial/energético, visando a modular e otimizar a curva de consumo industrial de eletricidade, mediante a atribuição de prioridades aos diversos segmentos industriais, em função de parâmetros importantes, que indiquem a criação de empregos e o valor da produção, por unidade de energia consumida. Modulando-se desta forma a curva de consumo,

Anexo 3

Planejamento energético – questões e alternativas*

poder-se-ia aproveitar com máxima eficiência, no setor industrial, as vantagens relativas de que o país dispõe no setor energético, que são, entre outras, as abundantes fontes de energia renovável, a diversidade hidrológica e a possibilidade de se utilizarem na indústria certas matérias primas de origem vegetal, cujos subprodutos são fontes renováveis de energia para o próprio processo produtivo (indústrias madeireiras, agro-alimentares, polpa e celulose, moveleiras, materiais de construção, têxteis, etc.).

- Dinamizar e fortalecer os órgãos federais e estaduais responsáveis pelos programas de conservação de energia, dotando-os de recursos humanos e materiais adequados. Estabelecer mecanismos de interação entre esses órgãos e as distribuidoras de eletricidade que, com facilidade, podem desempenhar a função de fornecedoras de assistência técnica para programas e projetos de conservação de eletricidade em estabelecimentos industriais e comerciais e até em condomínios e edifícios residenciais.
- Estimular o emprego de fontes primárias renováveis para a geração elétrica. Resíduos e subprodutos como o bagaço de cana, a casca de arroz e os rejeitos da indústria madeireira, podem constituir-se em excelentes combustíveis para pequenas termelétricas, importantes no contexto de algumas regiões. Da mesma forma, os pequenos aproveitamentos hidráulicos oferecem um campo muito promissor para investimentos privados em geração elétrica, criando riquezas e distribuindo renda em regiões não atendidas pelos sistemas convencionais. Em alguns municípios já existem iniciativas de cooperativas agrícolas, associadas ou não às prefeituras, voltadas para a construção de mini e pequenas hidrelétricas. Estas iniciativas devem ser estimuladas e efetivamente apoiadas com assistência técnica e financeira. Há ainda outras fontes renováveis, cujo aproveitamento deve ser estimulado e apoiado, como, entre outras, a energia eólica, e a energia solar (sistemas termosolares e instalações fotovoltaicas).
- No planejamento de longo prazo do parque gerador, deve-se atribuir prioridade às fontes primárias renováveis, abundantes em todas as regiões do país, tais como o potencial hidrelétrico, as biomassas, a energia solar e a energia eólica.
- Institucionalizar mecanismos a fim de que o planejamento do sistema obedeça rigorosamente aos requisitos estabelecidos pela Agência Nacional de Águas. Especial atenção será dedicada ao uso múltiplo da águas na Região Nordeste.
- Todo projeto de aproveitamento hidrelétrico deverá ser acompanhado de um programa de reassentamento das populações eventualmente atingidas, com indicação detalhada da solução das respectivas questões fundiárias e especificação das fontes de recursos a serem investidos no reassentamento. Será também exigido um programa de transferência e readaptação da biota potencialmente atingida pela inundação, em microrregiões situadas no ecossistema regional mais amplo, não inundável.
- Institucionalizar programas de acompanhamento e avaliação rotineira das interações ambientais das diversas unidades geradoras. Implantar programas de mitigação e correção de impactos ambientais provocados pelas unidades geradoras, que ultrapassem os padrões estabelecidos pelo Ministério do Meio Ambiente.

Anexo 3

Planejamento energético – questões e alternativas*

- Promover uma reforma administrativa no Ministério de Minas e Energia e órgãos vinculados, revitalizando a Eletrobrás e restituindo-lhe as funções de planejamento, operação e controle do sistema elétrico.

Para restituir ao sistema elétrico sua função de serviço público essencial para a sociedade, propõe-se a criação de um grupo inicial de planejamento participativo (a ser posteriormente aperfeiçoado e institucionalizado sob a forma de sistema nacional de planejamento participativo) que garanta à sociedade uma ação direta no processo decisório do setor elétrico. Tal sistema englobaria os setores elétrico e industrial e seria integrado por representantes judiciosamente eleitos pelos segmentos de consumo industrial, comercial e residencial.

1. O sistema seria composto por núcleos de planejamento participativo, constituídos nos diversos municípios, articulados em câmaras estaduais, que, por sua vez, seriam articuladas a um sistema nacional de planejamento participativo do setor elétrico, de tal forma que as decisões atendessem aos anseios de toda a cidadania, e não apenas aos interesses de grupos específicos.

2. Os planos resultantes dos trabalhos do sistema teriam caráter impositivo ou determinante, para o que seriam estabelecidos em lei os respectivos mecanismos aplicáveis em âmbito municipal, estadual e federal.

3. Para assegurar a indispensável competência e agilidade operacional ao sistema, os representantes dos diversos segmentos de consumidores (residencial, comercial e industrial) seriam judiciosamente selecionados e eleitos em função de sua idoneidade, sensatez e conhecimentos específicos sobre as questões elétricas, ambientais, sociais e industriais. O processo de seleção e eleição seria padronizado e válido para todos os municípios.

* Com a colaboração de **Joaquim Francisco de Carvalho**

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

A.4.1. PARA A ELABORAÇÃO DE UMA POLÍTICA ENERGÉTICA

Para a consecução de uma Política Energética Nacional com horizonte de longo prazo, e sob uma perspectiva voltada ao interesse público, propõe-se a realização de diversas fases de estudos de planejamento (tabela A.4.1) e estabelece procedimentos de harmonização dos resultados, visando subsidiar a elaboração de uma política energética nacional de longo prazo. Estas etapas pretendem fornecer bases para uma política energética futura, mais do que especificações detalhadas de programas de conservação ou oferta de energia. As evoluções de outros componentes que não sejam os energéticos, tais como o econômico e social, devem ser considerados com exógenos e se exprimem, seja sob a forma de objetivos fixados pelo poder público, seja na forma de hipóteses de trabalho ou mesmo como consequência das forças de mercado.

Tabela A.4.1 – Fases de um estudo de planejamento e procedimentos

<p>A) Definição das grandes orientações econômicas, sociais e energéticas.</p> <p>Estas orientações gerais podem ser objetivos já definidos ou podem ser alternativas cujo interesse e factibilidade devem ser estudadas antes de ser tomada uma decisão. Todos estes elementos constituem as grandes linhas ou cenários (2 ou 3 variantes) a partir dos quais serão estabelecidas as previsões energéticas. Neste estágio, é necessária uma especial atenção na coerência destes elementos.</p> <ul style="list-style-type: none">• Mudanças econômicas e sociais: evoluções previsíveis dos principais setores econômicos, mudanças esperadas nos fenômenos sociais, objetivos pretendidos pelos poderes públicos, agências reguladoras e pelas forças econômicas nacionais, regionais e locais.• Principais orientações e estratégias para a demanda ou sobre o uso final dos energéticos: objetivos perseguidos ou procurados ligados ao nível e a estrutura da demanda da energia (políticas eficazes de conservação de energia, substituição entre fontes de energias, satisfação de necessidades sociais prioritárias, etc.).• Principais orientações ou estratégias em matéria de oferta de energia: penetração maior de novos energéticos, criação de redes nacionais de transporte (transmissão ou dutos), contratos de importação, grandes projetos energéticos, etc.
<p>B) As primeiras previsões da demanda de energia.</p> <ul style="list-style-type: none">• Previsões da demanda até 2017 ou 2022 com modelos técnicos econômicos tais como, MEDEE, MIPE, LEAP.• Análise dos resultados do ponto de vista interno do sistema energético.• Nível e estrutura da demanda.• Comparação com a situação atual (2002) e entre os diversos cenários.• Comparação com outras previsões, em particular aquelas dos produtores de energia (eletricidade, petróleo, gás, álcool...)• Verificar eventuais rupturas de tendências, contradições, impossibilidades e etc.• Verificar se os determinantes e hipóteses mais importantes não necessitam de uma análise de sensibilidade.• Influência das estratégias dos principais atores e grau de incerteza das previsões.• Análise dos resultados do ponto de vista externo ao setor energético.• Consequências e impactos possíveis das previsões energéticas sobre o sistema sócio-econômico (nível de vida, distribuição de renda, desenvolvimento regional, investimentos, balança de pagamentos, meio ambiente...)• Primeiro inventário de medidas de política energética ou de política geral que tornam possível as previsões feitas (medidas de conservação de energia, orientações para as agências de reguladoras setoriais, regulamentação nos transportes, etc.).
<p>C) Identificação e análise das decisões relevantes.</p> <p>Uma análise aprimorada destas questões pode trazer novas possibilidades de estruturação da demanda e a necessidade de inventariar outras medidas de política energética ou de outros setores. Os resultados obtidos até esta fase para cada cenário devem ser apresentados em relatórios sintéticos que mostram, em especial, quais são as decisões relevantes de cada alternativa, e são instrumentos básicos para a fase seguinte.</p> <p>No conjunto de previsões obtidas (por fonte de energia, por uso, por setor...) convém uma especial atenção para aquelas cujas opções e decisões são essenciais para a política energética futura. São pontos-chaves que podem ser de dois tipos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Mercados onde ocorrem disputas entre produtores de energia: glp/gás natural na cocção residencial; óleo combustível/gás natural para o calor industrial e cogeração; álcool/gasolina para o

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

transporte de passageiros; gás natural/ (hidráulica na produção de eletricidade).

<ul style="list-style-type: none">• As partes do sistema energético nas quais as evoluções das previsões ou as mudanças a introduzir são decisivas e necessitam de medidas específicas de política energética (índices de desempenho mínimo para equipamentos de uso final, universalização do uso da eletricidade, utilização de energias renováveis, modificação no modo de transporte de mercadorias ou pessoas...)
<p>D) Discussão com os principais atores e harmonização dos resultados.</p> <ul style="list-style-type: none">• Discussões e debates sobre os resultados (grupo de experts, técnicos da administração federal e agências reguladoras, empresas de energia, representantes de forças econômicas e sociais, grupos de consumidores...)• Negociações e acerto de eventuais dúvidas e conflitos em relação à demanda e sobre as medidas necessárias para torna-la factível.• Modificações nos níveis de demanda, revisão das medidas necessárias, mudança de orientações ou estratégias iniciais, definição de novos objetivos, nova versão dos cenários...• Nova previsão da demanda e, se necessário, nova fase de harmonização.• Apresentação e debate dos resultados iniciais com membros do CNPE e, se necessário, nova harmonização até uma aprovação preliminar.
<p>E) Programação de oferta pelo setor energético.</p> <ul style="list-style-type: none">• Divulgação para os agentes/empresas do setor energético das necessidades da oferta a médio e longo prazo, tendo em conta as orientações gerais econômicas e energéticas, as previsões da demanda, os equipamentos de produção em construção (usinas, refinarias, linhas...) ou aqueles já decididos com reais garantias de sua execução.• Aplicação de modelos ligados à oferta e outros métodos específicos dos agentes/empresas do setor para obter parâmetros técnicos da produção, transporte e distribuição da energia.• Programas de investimentos, previsões de importação/exportação, política de preços e regras tarifárias.• Planos de financiamento e previsões de receitas/despesas.
<p>F) Análise da coerência dos programas de oferta das empresas energéticas.</p> <ul style="list-style-type: none">• Coerência interna em relação às orientações gerais, as previsões da demanda e as possibilidades da oferta.• Coerência externa do setor energético em seu todo em relação aos grandes agregados econômicos e financeiros nacionais.• Harmonização das políticas de preço e tarifas e adequação aos objetivos sociais e econômicos.• Revisão das etapas D e E se incoerências ou impossibilidades aparecem (questões técnicas, parcela de investimentos muito grande em relação aos investimentos em outros setores, dificuldades de financiamento...)• Apresentação e debate dos resultados com membros do CNPE e, se necessário, nova revisão das etapas D e E, até a aprovação final.

A.4.2. ENERGIA E REGIÕES

Como na maior parte dos países do mundo, as prefeituras tiveram um papel importante, no fim do século XIX e começo do século XX, na criação e desenvolvimento das redes de gás e eletricidade. Pouco a pouco este papel foi perdendo sua importância e hoje são raros os municípios que continuaram dirigindo diretamente seu suprimento de energia.

No entanto, porque voltamos a discutir a questão das energias descentralizadas e regionais? Independentemente de algumas modificações institucionais da nova constituição certos fatores aparecem:

- Fatores sociais ligados ao forte desenvolvimento de aspirações novas do movimento ecológico, obrigaram as grandes empresas energéticas a procurar o apoio ou ao menos a neutralidade, das prefeituras e regiões atingidas pela implantação dos grandes equipamentos energéticos. Em contrapartida, o movimento ecológico começa a manifestar seu interesse pelos problemas energéticos, notadamente apontando para certas alternativas menores e regionais de pequeno impacto no meio ambiente

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

e colocando esta via como contrapartida ao grande sistema centralizado de energia.

- Fatores técnicos e econômicos. Mesmo se a conservação de energia não é, até o presente, objetivo prioritário da atual política Federal, certos escalões ou técnicos começam a compreender o papel que poderia ser cumprido por certas ações de nível municipal ou regional, lembrando que prefeituras e regiões são consumidores de energia que poderiam economizar através de medidas apropriadas.
- Enfim, as prefeituras e as regiões, são vetores mais apropriados que as grandes companhias energéticas ou o Estado para valorizar os recursos energéticos difusos e não concentrados na medida que esta valorização exige uma melhor adequação entre recursos e usos. Neste contexto, é conveniente considerar as possíveis complementaridades existentes entre as energias de rede dos sistemas convencionais e as energias de valorização local. Esta complementaridade aparece, por exemplo, nos projetos de co-geração através do bagaço de cana que é restrito a um certo número de meses por ano, ou na utilização de aquecedores solares.

No entanto, o problema de valorização das fontes local, municipal, regional não é simples. Inicialmente é necessário um exame completo sobre a questão que implica avaliar o potencial destas energias existentes a nível regional que poderiam ser integradas na matriz energética estadual e nacional para o futuro. Depois é importante conseguir os canais institucionais para que as iniciativas de caráter local ou regional possam ser integradas de uma maneira coerente com a política energética Estadual/Federal.

A.4.3. Avaliação de Perspectivas Regionais de Oferta e Demanda de Energia para o futuro

A.4.3.1. ABORDAGEM E CENÁRIOS

A avaliação da energia a nível regional leva a necessidade de conhecer a situação atual e estabelecer as perspectivas futuras. Assim é necessário, inicialmente, exprimir a realidade atual em balanços energéticos e, posteriormente, elaborar matrizes futuras baseadas em cenários.

A própria divisão setorial deve ser objeto de um compromisso entre um nível de detalhe suficiente para ser pertinente numa visão que se diz regional. e um nível de agregação mínimo considerando as dificuldades de acesso às informações e seu tratamento. Na prática, a divisão setorial a ser escolhida deve ser aquela ligada ou as grandes regiões (Sul, Nordeste...), Estados, ou mesmo divisões de regiões homogêneas do IBGE (Vale do Jequitinhonha...).

São necessários cenários econômicos contemplando duas ou, no máximo, três alternativas, como, por exemplo, sintetizado na tabela A.4.2.

Tabela A.4.2 – Cenários e alternativas

Cenário	Nome	Comércio exterior	Setores motrizes	Setor público	Política regional
1	Novo liberalismo	Abertura total	Setores exportadores	Ampla privatização	Aumento das disparidades regionais
2	Crescimento nacional	Integração internacional controlada	Salvaguarda de setores estratégicos de indústria de base/equipamentos	Participação relevante de serviços	Manutenção ou diminuição das disparidades

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

públicos
estatais

regionais

Os cenários energéticos estão associados aos cenários econômicos e têm as seguintes características:

Cenário 1:

- A política energética tende, como no resto da economia, a deixar o mercado internacional comandar, a curto prazo, o sistema energético (por exemplo, os preços internos da energia são um reflexo dos preços internacionais).

Cenário 2:

- O setor energético faz parte dos setores estratégicos cujas orientações são projetadas e decididas pelo Estado (por exemplo, os preços internos da energia são determinados pela política econômica e social nacional).

A.4.3.2. A COMPATIBILIZAÇÃO OFERTA E DEMANDA E MÉTODO DE PREVISÃO

A) A ADEQUAÇÃO OFERTA-DEMANDA

Por definição, a construção de um balanço energético visa assegurar um equilíbrio de oferta e demanda num espaço geográfico e horizonte temporal dado. Este equilíbrio pode se dar de diversas maneiras:

- Segundo o nível e a estrutura da demanda cujas determinantes são fixadas pelas condições sócio-econômicas.
- Segundo o sistema de oferta caracterizado por:
 - uma estrutura de recursos disponíveis;
 - condições específicas de adequação de cada uma destas fontes com as diversas categorias de demanda.

Embora na prática as coisas não ocorram exatamente como levantado acima e o equilíbrio oferta-demanda é obtido seja globalmente, seja por alguns grandes setores de demanda, para estudos a nível regional, o método exige que se analise e verifique as condições de adequação oferta e demanda a níveis geográficos relativamente desagregados para progredir, passo a passo, até ao escalão das regiões e do país inteiro.

A adequação oferta e demanda deve ser realizada segundo alguns critérios de aproveitamento, tais como: (1) modulação temporal; (2) localização espacial; (3) nível de utilização termodinâmico.

No caso do primeiro critério, os balanços oferta e demanda devem seguir as normas usuais, ou seja, um sistema de contabilização com base anual e sem levar em conta restrições especiais ligadas ao estoque de energia.

Em relação ao segundo critério, o nível de desagregação pode ser a das regiões homogêneas ou, na pior das hipóteses, os estados. Com efeito, os ajustes mais detalhados e finos são realizados por "casamentos" oferta-demanda concernentes a energias com restrições para transporte como o próprio bagaço de cana, ou, certas formas de energia tão difusas, como por exemplo, micro-usinas hidrelétricas, que necessitam de ajustamentos a um nível muito detalhado.

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

É, porém no terceiro critério que o esforço de desagregação deve ser mais importante. Com efeito, um dos objetivos do estudo é determinar a melhor contribuição possível das formas locais de energia. Estas são freqüentemente de pior qualidade termodinâmica e, portanto menos polivalentes que as formas clássicas de energia, sendo, portanto necessário estimar seu potencial de penetração nos usos de qualidade correspondente. As etapas metodológicas de construção de balanços, inicialmente a nível regional e depois estadual, são para permitir este ajustamento. Elas consistem, num primeiro momento, em projetar a demanda de energia dividida segundo as formas de energia, os setores econômicos e os usos, e em seguida analisar e verificar quais das categorias de oferta são viáveis em função dos critérios procedentes e considerando prioritariamente a ligação de certas formas de energia a certos usos.

b) AS CATEGORIAS DE DEMANDA

A demanda é avaliada segundo cinco grandes setores: residencial, terciário, indústria, transporte, agricultura. Em relação à indústria é importante uma subdivisão maior que permita, no mínimo, distinguir o setor Alimentos e Bebidas (Agroindústria) e talvez grandes consumidores de energia. Distinguirá-se três tipos de usos, eventualmente sub-divididos, que são: calor, força motriz e usos específicos de eletricidade.

A demanda de energia pode em certos setores ser avaliada em energia útil para alguns dos usos. Esta distinção energia útil-energia final permite, de um lado, distinguir melhor a posição das energias não convencionais cujas condições de adequação são mais restritivas e cuja contribuição se define mais facilmente em energia útil, equivalente a certa quantidade de energia final de acordo com certas convenções, por outro lado, coloca em evidência a importância dos rendimentos de utilização no consumo de energia.

Estes rendimentos de utilização variam, para um uso dado, segundo as formas de energia utilizadas. Na medida que estas formas de energia podem ser substituíveis em certos usos a demanda de energia é condicionada pela estrutura da oferta.

A tabela A.4.3, a seguir resume as principais categorias de uso pelos principais setores em função das grandes categorias físicas de oferta: combustíveis, carburantes, eletricidade e energia "novas".

Tabela A.4.3 - Categorias de uso da energia por setor

	Combustíveis	Carburantes	Eletricidade	Energia "novas"
Residencial Terciário	Uso do calor: cocção; água quente		Uso do calor: cocção; água quente; Eletricidade específica	Uso do calor: cocção; água quente
Setores industriais Transporte		Força motriz	Uso do calor; eletricidade específica Força motriz	Uso do calor Força motriz

c) AS CATEGORIAS DE OFERTA

As categorias físicas de oferta reagrupam as formas de energia segundo suas características termodinâmicas e suas restrições de utilização face os diferentes tipos de uso: Estas distinções permitem verificar as condições de adequação termodinâmica entre a oferta e a demanda.

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

A oferta de energia poderia ser separada em três níveis geográficos de maneira a explicitar a contribuição das energias locais/regionais e inversamente a dependência externa. Assim são consideradas como (tabela A.4.4):

- ✓ Locais:
Todas as formas de energia cuja origem primária é local e se presta mal a transportes mais longos.
- ✓ Nacionais:
Formas de energia cuja transformação não está ligada a restrições de localização estrita ou que se prestem à distribuição e transporte por redes, sistemas interligados ou transporte de massa.
- ✓ Importadas:
Energias de origem exterior
Este agrupamento supõe as seguintes convenções:
 1. Entre as energias "novas", o álcool será caracterizado como energia nacional.
 2. A produção de eletricidade em grande escala tem um caráter nacional devido à existência do sistema interligado. Entretanto a mini hidráulica, e a co-geração serão classificadas entre as energias locais devido às características de avaliação de sua economicidade no primeiro caso e modalidades práticas de implantação no segundo caso. Nesta categoria inclui-se, também, a Eólica e a Fotovoltaica, esta última direcionada somente para usos específicos de pequena escala.

Tabela A.4.4 – Classificação da energia segundo âmbito regional

Energias	Locais	Nacionais	Importadas
Combustíveis e carburantes		Carvão, petróleo, gás natural	Carvão, petróleo, gás natural
Eletricidade	Mini hidráulica, eólica, cogeração	Hidráulicas, Térmicas clássicas e nucleares	
Energias "novas"	Solar, biomassa (menos álcool), lixo urbano	Álcool	

d) AS PROJEÇÕES DE OFERTA E FECHAMENTO DOS BALANÇOS

As distinções criadas tanto do lado de oferta como de demanda permite verificar as condições de adequação entre dois componentes, tanto do ponto de vista espacial (graças aos desmembramentos regionais ou sub-regionais) como termodinâmico (graças as classificações feitas nos usos e nas formas de energia).

A determinação completa da oferta em seu volume e na sua estrutura depende de prioridades entre as energias locais, nacionais e importadas, além de considerações técnico-econômicos. Pela construção e conforme a lógica maior dos dois cenários, deve-se optar por uma penetração maior das energias locais no cenário 2.

Obtida a penetração das energias locais o saldo entre oferta e demanda é equilibrado pelas energias nacionais e importadas.

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

Poderia se mencionar aqui algumas sugestões de hipóteses e regras destinadas a avaliar as contribuições potencialmente admissíveis das energias "novas" locais no caso do cenário 2.

✓ Solar

A energia solar se desenvolve basicamente no setor residencial, nas novas residências e cobre grande parte do consumo de água quente.

✓ Biomassa

O potencial de biomassa está ligado principalmente a sobra de bagaço nas usinas anexas e autônomas de álcool. Como insumo na indústria substituindo óleo combustível exige usos de baixa e média temperatura e tamanho mínimo econômico da caldeira .

O potencial da lenha e resíduos agrícolas deve ser mais bem mensurado. Os óleos vegetais podem no futuro assumir uma importância local importante.

✓ Rejeitos Urbanos (Lixo)

Possível de considerar somente em aglomerações urbanas de mais de 200.000 habitantes.

✓ Mini Centrais Hidráulicas

Seu potencial de utilização é dado pelo crescimento local/regional da distribuição da eletricidade em baixa tensão .

A estimativa dos níveis de penetração destas formas de energia deve levar em conta numerosos fatores, tais como, avaliação de potenciais regionais, maturidade técnico-econômica das tecnologias propostas, influência de condições sociais e institucionais, evolução de custos de produção, etc.

Na prática, as atuais incertezas sobre estes fatores vão conduzir a certos posicionamentos privilegiando uma ou outra forma de energia por falta de informações mais concretas de potencial ou possibilidade tecnológicas. Desta forma, a taxa de penetração das formas de energia pode ter um caráter claramente voluntarista.

A.4.4. A Região e Sistemas Energéticos Convencionais

Os sistemas energéticos convencionais baseados em petróleo, gás, carvão ou grandes barragens, continuarão a assegurar o essencial de produção de energia em um horizonte razoavelmente previsível. Trata-se de sistemas energéticos que necessitam de grandes investimentos (barragens, "linhões", refinarias, etc.) e que são executadas pelas "grandes empresas" públicas ou privadas como ELETROBRAS, LIGHT, PETROBRAS, etc. Num primeiro momento, este sistema parece sem relação com as questões regionais, pois as grandes empresas e os principais níveis de decisão estão em escala estadual ou federal.

A ação regional das "grandes empresas" é importante por diversos motivos: efeitos diretos sobre os empregos do setor de energia, efeitos sobre a atividade econômica e impactos na região, efeitos sobre as condições ecológicas e humanas (sociais). Assim sendo, deve-se assegurar que nas grandes decisões energéticas sejam consideradas as condições econômicas, humanas e ecológicas das regiões.

Anexo 4

Uma Política Energética Nacional*

Para os interesses locais, municipais ou regionais sejam reconhecidos deve-se fazer pressão sobre os que decidem e garantir que estes interesses sejam defendidos realmente por representantes diretos de região, visando:

- interpelações a entidades competentes, notadamente por um acesso sem reserva a todas as informações pertinentes,
- criação de comissões de avaliação independente, para reunir e analisar informações, formular reivindicações e eventuais contrapropostas.
- facilitar mecanismos de auscultar a população mais diretamente envolvida,
- eventual ajuda para preservar os interesses locais ou regionais e orientar as decisões no sentido desejado.

Para organizar estas questões é importante ter uma entidade que possa organizar um acompanhamento dos diferentes sistemas energéticos de grande porte em seus reflexos na região, visando:

- detectar regularmente as decisões e evoluções susceptíveis de afetar as regiões,
- avaliar continuamente a natureza dos problemas e temas de impactos energéticos na região,
- dispor de informações e análises que sirvam de material para questões locais ou regionais.

Entre os problemas práticos mais relevantes e atuais que afetam a região podemos citar:

- alcançar uma transparência da política do setor elétrico em relação as implicações regionais,
- conter os riscos produzidos pela pesquisa, exploração, transporte e estocagem de energia.

A política do setor elétrico tem enormes implicações regionais em aspectos como escolha e localização dos grandes equipamentos de produção (barragem, centrais térmicas) e de transporte (sub-estações, linhas de alta e média tensão); sistema de tarifário que influi na atividade econômica e condiciona a rentabilidade do aproveitamento de energias locais em especial a compra da energia elétrica produzida localmente; distribuição da energia elétrica, em especial nas zonas rurais; possibilidades de um lado, aproveitamento múltiplo de obras hidráulicas em aspectos ligados ao controle de enchentes, irrigação, piscicultura, lazer, etc. e, de outro, das perdas sensíveis ligadas a área inundada pelo reservatório.

Em relação aos riscos ligados a energia é indispensável à consideração dos fatores ecológicos, pois a satisfação de demanda energética não é um fim em si e deve se sujeitar ao bem estar da população como um todo. Apesar de alguns progressos obtidos com a elaboração dos RIMA e ações das entidades reguladoras, as populações regionais e seus representantes não tem sido convenientemente consultados nem informados. Temas sensíveis não faltam tais como a exploração pela PETROBRAS da Bacia de Campos, os acidentes de derrame de petróleo no mar na região de São Sebastião e Campos, a segurança e riscos da rede dutoviária, a construção de grandes barragens na Amazônia etc.

* Com a colaboração de **Luiz Tadêo Siqueira Prado**

Anexo 5

Energia assegurada vinculada aos contratos iniciais*

Tabela A.5.1 - Energias asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste - pós 1999 (MWmédio) – continua...

Consórcios	1999	2000	2001	2002	2003
Dona Francisca	0,0	0,0	74,0	76,0	78,0
Ita	0,0	197,0	741,0	741,0	720,0
Guilman-Amorim	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
Igarapava	107,0	128,0	128,0	128,0	136,0
Porto Estrela	0,0	0,0	27,0	53,0	53,0
TRACTEBEL	1.387,0	1.387,0	1.387,0	1.387,0	1.364,0
Passo Fundo	122,0	122,0	122,0	122,0	119,0
S. Osório	550,0	550,0	550,0	550,0	522,0
S. Santiago	715,0	715,0	715,0	715,0	723,0
CEEE	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0
Itaúba	203,0	203,0	203,0	203,0	190,0
Jacuí	113,0	113,0	113,0	113,0	123,0
Passo Real	65,0	65,0	65,0	65,0	68,0
COPEL	1.861,0	1.930,0	1.930,0	1.930,0	1.893,0
G.B.Munhoz	577,0	577,0	577,0	577,0	576,0
G.P.Souza	126,0	126,0	126,0	126,0	109,0
Salto Caxias	543,0	612,0	612,0	612,0	605,0
Segredo	615,0	615,0	615,0	615,0	603,0
CDSA	423,0	423,0	423,0	423,0	415,0
C. Dourada	423,0	423,0	423,0	423,0	415,0
CEMIG	3.184,0	3.184,0	3.184,0	3.184,0	3.456,0
Camargos	17,0	17,0	17,0	17,0	21,0
Emborcação	559,0	559,0	559,0	559,0	497,0
Itutinga	27,0	27,0	27,0	27,0	28,0
Jaguara	329,0	329,0	329,0	329,0	336,0
Miranda	180,0	180,0	180,0	180,0	202,0
Nova Ponte	301,0	301,0	301,0	301,0	276,0
Salto Grande	71,0	71,0	71,0	71,0	75,0
São Simão	1.207,0	1.207,0	1.207,0	1.207,0	1.281,0
Três Marias	243,0	243,0	243,0	243,0	239,0
Volta Grande	250,0	250,0	250,0	250,0	229,0
Aimorés	0,0	0,0	0,0	0,0	183,0
Funil Grande	0,0	0,0	0,0	0,0	89,0
CESP	3.308,0	3.505,0	3.808,0	3.961,0	3.839,0
Ilha Solteira	1.962,0	1.962,0	1.962,0	1.962,0	1.949,0
Jaguari	9,0	9,0	9,0	9,0	14,0
Jupiaá	1.007,0	1.007,0	1.007,0	1.007,0	886,0
P. Primavera	287,0	484,0	787,0	940,0	940,0
Paraibuna	43,0	43,0	43,0	43,0	50,0
DUKE ENERGY	1.135,0	1.150,0	1.150,0	1.150,0	1.087,0
A.A. Laydner	54,0	54,0	54,0	54,0	47,0
Canoas I	58,0	64,0	64,0	64,0	57,0
Canoas II	43,0	52,0	52,0	52,0	48,0
Capivara	315,0	315,0	315,0	315,0	330,0
L.N. Garcez	54,0	54,0	54,0	54,0	55,0
Rosana	195,0	195,0	195,0	195,0	177,0
Taquaruçu	226,0	226,0	226,0	226,0	201,0
Xavantes	190,0	190,0	190,0	190,0	172,0
AES-TIETÊ	1.285,0	1.285,0	1.285,0	1.285,0	1.271,0
A. Vermelha	795,0	795,0	795,0	795,0	746,0
A.S. Lima	60,0	60,0	60,0	60,0	66,0
A.S. Oliveira	14,0	14,0	14,0	14,0	15,0
B. Bonita	40,0	40,0	40,0	40,0	45,0
Caconde	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0
Euc. Cunha	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
Ibitinga	69,0	69,0	69,0	69,0	74,0
N Avandava	132,0	132,0	132,0	132,0	139,0
Promissão	92,0	92,0	92,0	92,0	104,0

Anexo 5

Energia assegurada vinculada aos contratos iniciais*

Tabela A.5.1 - Energias asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, pós 1999 (MW médio) - continuação

CONSÓRCIOS	1999	2000	2001	2002	2003
EMAE	141,0	141,0	141,0	141,0	108,0
H. Borden	141,0	141,0	141,0	141,0	108,0
ESCELSA	96,0	96,0	96,0	96,0	108,0
Mascarenhas	96,0	96,0	96,0	96,0	108,0
FURNAS	4.497,0	4.497,0	4.497,0	4.497,0	4.407,0
Corumbá I	192,0	192,0	192,0	192,0	209,0
Estreito	588,0	588,0	588,0	588,0	495,0
Funil	114,0	114,0	114,0	114,0	121,0
Furnas	679,0	679,0	679,0	679,0	598,0
Itumbiara	1.028,0	1.028,0	1.028,0	1.028,0	1015,0
M. Moraes	286,0	286,0	286,0	286,0	295,0
Marimbondo	707,0	707,0	707,0	707,0	726,0
P. Colômbia	209,0	209,0	209,0	209,0	185,0
Serra da Mesa	694,0	694,0	694,0	694,0	671,0
Manso	0,0	0,0	0,0	0,0	92,0
LIGHT	588,0	593,0	618,0	618,0	637,0
Fontes A	38,0	38,0	38,0	38,0	
Fontes B e C	59,0	59,0	59,0	59,0	104
I. dos Pombos	78,0	78,0	78,0	78,0	115
N. Peçanha	338,0	338,0	338,0	338,0	335
P. Passos	49,0	49,0	49,0	49,0	51
Santa Branca	26,0	28,0	28,0	28,0	32
Lajes	0,0	3,0	28,0	28,0	
ELETRONORTE	2.983,0	2.983,0	2.983,0	2.983,0	4.046,0
Tucuruí	2.983,0	2.983,0	2.983,0	2.983,0	4.046,0
CHESF	5.668,0	5.668,0	5.668,0	5.668,0	5.997,0
Boa Esperança	135,0	135,0	135,0	135,0	143,0
Itaparica	883,0	883,0	883,0	883,0	959,0
Complexo Paulo Afonso	2.059,0	2.059,0	2.059,0	2.059,0	2225,0
Sobradinho	447,0	447,0	447,0	447,0	531,0
Xingo	2.144,0	2.144,0	2.144,0	2.144,0	2139,0
Celpa	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0
Curuá-Una	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0
Vale do Paranapanema	0,0	15,0	30,0	30,0	30,0
Rosal	0,0	15,0	30,0	30,0	30,0
Companhia P. dos Metais	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7
Sobragi	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7
CGTEE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	27.168,7	27.687,7	28.675,7	28.856,7	30.153,7
FEDERAIS	13.148,0	13.148,0	13.148,0	13.148,0	14.450,0
ESTADUAIS	8.875,0	9.141,0	9.444,0	9.597,0	9.677,0
PIE's	5.145,7	5.398,7	6.083,7	6.111,7	6.026,7

Tabela A.5.2 - Energias asseguradas das termelétricas pertencentes às empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste - pós 1999 (MW médio) - continua...

Consórcios	1999	2000	2001	2002	2003
TRACTEBEL	666,0	666,0	666,0	666,0	641,1
J. Lacerda C	303,0	303,0	303,0	303,0	290,4
J. Lacerda A	164,0	164,0	164,0	164,0	164,7
J. Lacerda B	199,0	199,0	199,0	199,0	186,0
Charqueadas	53,0	53,0	53,0	53,0	50,4
Alegrete	37,0	37,0	37,0	37,0	46,2
CEEE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COPEL	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Figueira	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
CDSA					

Anexo 5

Energia assegurada vinculada aos contratos iniciais*

Tabela A.5.2 - Energias asseguradas das termelétricas pertencentes às empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste - pós 1999 (MW médio) - continuação

CONSÓRCIOS	1999	2000	2001	2002	2003
CEMIG	93,0	93,0	93,0	93,0	91,7
Igarapé	93,0	93,0	93,0	93,0	91,7
CESP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DUKE ENERGY	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AES-TIETÊ					
EMAE	298,0	298,0	298,0	298,0	339,1
Piratiníngua	298,0	298,0	298,0	298,0	339,1
ESCELSA					
FURNAS	1.206,0	1.784,0	1.784,0	1.784,0	1.881,8
Angra I	541,0	541,0	541,0	541,0	420,5
Angra II	234,0	812,0	812,0	812,0	981,8
Santa Cruz	410,0	410,0	410,0	410,0	453,7
R. Silveira	21,0	21,0	21,0	21,0	25,9
LIGHT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELETRONORTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CHESF	29,0	29,0	29,0	29,0	58,0
Camaçari	29,0	29,0	29,0	29,0	58,0
Celpa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vale do Paranapanema	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Companhia P. dos Metais	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CGTEE	375,0	375,0	375,0	375,0	351,8
P. Médici	348,0	348,0	348,0	348,0	323,1
S. Jerônimo	11,0	11,0	11,0	11,0	11,9
Nutepa	16,0	16,0	16,0	16,0	16,8
TOTAL	2.681,0	3.259,0	3.259,0	3.259,0	3.377,5
FEDERAIS	1.610,0	2.188,0	2.188,0	2.188,0	2.291,6
ESTADUAIS	405,0	405,0	405,0	405,0	444,8
PIE's	666,0	666,0	666,0	666,0	641,1

Tabela A.5.3 - Energias asseguradas das empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste - pós 1999 (Mwmédio)

Empresas	1999	2000	2001	2002	2003
Consórcios	172,0	390,0	1.035,0	1.063,0	1.052,0
TRACTEBEL	2.053,0	2.053,0	2.053,0	2.053,0	2.005,1
CEEE	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0
COPEL	1.875,0	1.944,0	1.944,0	1.944,0	1.907,0
CDSA	423,0	423,0	423,0	423,0	415,0
CEMIG	3.277,0	3.277,0	3.277,0	3.277,0	3.547,7
CESP	3.308,0	3.505,0	3.808,0	3.961,0	3.839,0
DUKE ENERGY	1.135,0	1.150,0	1.150,0	1.150,0	1.087,0
AES-TIETÊ	1.285,0	1.285,0	1.285,0	1.285,0	1.271,0
EMAE	439,0	439,0	439,0	439,0	447,1
ESCELSA	96,0	96,0	96,0	96,0	108,0
FURNAS	5.703,0	6.281,0	6.281,0	6.281,0	6.288,8
LIGHT	588,0	593,0	618,0	618,0	637,0
ELETRONORTE	2.983,0	2.983,0	2.983,0	2.983,0	4.046,0
CHESF	5.697,0	5.697,0	5.697,0	5.697,0	6.055,0
CELPA	21,0	21,0	21,0	21,0	24,0
Vale do Paranapanema	0,0	15,0	30,0	30,0	30,0
Companhia P. dos Metais	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7
CGTEE	375,0	375,0	375,0	375,0	351,8
TOTAL	29.849,7	30.946,7	31.934,7	32.115,7	33.531,2
FEDERAIS	14.758,0	15.336,0	15.336,0	15.336,0	16.741,6
ESTADUAIS	9.280,0	9.546,0	9.849,0	10.002,0	10.121,8
PIE's	5.811,7	6.064,7	6.749,7	6.777,7	6.667,8

* Com a colaboração de **José Luiz Juhas**

Anexo 6

Energias asseguradas dos contratos iniciais e similares*

**Tabela A.6.1 Energias Vinculadas Aos Contratos Iniciais 2003 (MWmédio) –
continua...**

Vendedor	Condição	Comprador	Não liberada	Liberada
CEEE G	E	AES-SUL	78,75	26,25
CGTEE	F	AES-SUL	64,50	21,50
TRACTEBEL	PI	AES-SUL	294,75	98,25
AES-TIETÊ	PI	BANDEIRANTE	102,75	34,25
CESP	E	BANDEIRANTE	267,00	89,00
DUKE	PI	BANDEIRANTE	80,25	26,75
EMAE	E	BANDEIRANTE	62,25	20,75
FURNAS	F	BANDEIRANTE	300,00	100,00
DUKE	PI	CAIUÁ	70,50	23,50
FURNAS	F	CAT-LEO	39,75	13,25
CHESF	F	CEAL	213,00	71,00
FURNAS	F	CEB	310,50	103,50
CEEE G	E	CEEE D	157,50	52,50
CGTEE	F	CEEE D	129,75	43,25
TRACTEBEL	PI	CEEE D	92,25	30,75
CHESF	F	CELB	59,25	19,75
COPEL G	E	CELESC D	12,00	4,00
TRACTEBEL	PI	CELESC D	875,25	291,75
CDSA	PI	CELG	373,5	41,50
FURNAS	F	CELG	204,75	68,25
CELPA	E	CELPA	15,75	5,25
ELETRONORTE	F	CELPA	499,50	166,50
CHESF	F	CELPE	877,50	292,50
ELETRONORTE	F	CELTINS	31,50	10,50
FURNAS	F	CELTINS	7,50	2,50
ELETRONORTE	F	CEMAR	314,25	104,75
FURNAS	F	CEMAT	166,50	55,50
CEMIG	E	CEMIG	2.532,75	844,25
FURNAS	F	CEMIG	243,00	81,00
CHESF	F	CEPISA	174,00	58,00
FURNAS	F	CERJ	703,50	234,50
CESP	E	CESP	187,50	62,50
CHESF	F	CHESF	723,00	241,00
ELETRONORTE	F	CHESF	240,75	80,25
FURNAS	F	CHESF	222,75	74,25
AES-TIETÊ	PI	PIRATININGA	99,75	33,25
CESP	E	PIRATININGA	258,75	86,25
DUKE	PI	PIRATININGA	77,25	25,75
EMAE	E	PIRATININGA	60,75	20,25
FURNAS	F	PIRATININGA	291,75	97,25
DUKE	PI	SANTA CRUZ	51,00	17,00
AES-TIETÊ	PI	NACIONAL	33,75	11,25
CHESF	F	COELBA	1.064,25	354,75
CHESF	F	COELCE	668,25	222,75
COPEL G	E	COPEL D	1.366,50	455,50
CHESF	F	COSERN	350,25	116,75
AES-TIETÊ	PI	CPFL D	198,00	66,00
CESP	E	CPFL D	585,75	195,25
CPFL G	PI	CPFL D	60,00	20,00
DUKE	PI	CPFL D	153,75	51,25
FURNAS	F	CPFL D	578,25	192,75
AES-TIETÊ	PI	BRAGANTINA	50,25	16,75
DUKE	PI	VALE	48,00	16,00
AES-TIETÊ	PI	ELEKTRO	171,75	57,25
CESP	E	ELEKTRO	507,75	169,25
DUKE	PI	ELEKTRO	133,50	44,50
ELETRONORTE G	F	ELETRONORTE D	1.121,25	373,75
AES-TIETÊ	PI	ELETROPAULO	315,75	105,25
CESP	E	ELETROPAULO	1.006,50	335,50

Anexo 6

Energias asseguradas dos contratos iniciais e similares*

Tabela A.6.1 Energias Vinculadas Aos Contratos Iniciais 2003 (MWmédio) – continuação

Vendedor	Condição	Comprador	Não liberada	Liberada
DUKE	PI	ELETROPAULO	246,00	82,00
EMAE	E	ELETROPAULO	192,00	64,00
FURNAS	F	ELETROPAULO	924,00	308,00
CHESF	F	ENERGIPE	201,00	67,00
ENERSUL	E	ENERSUL	22,50	7,50
TRACTEBEL	PI	ENERSUL	211,50	70,50
ESCELSA	PI	ESCELSA	98,25	32,75
FURNAS	F	ESCELSA	462,00	154,00
TRACTEBEL	PI	FURNAS	392,25	130,75
FURNAS	F	LIGHT	1.362,75	454,25
LIGHT	PI	LIGHT	388,50	129,50
CEEE	E	RGE	78,75	26,25
CGTEE	F	RGE	64,50	21,50
TRACTEBEL	PI	S.A.	253,50	84,50
CHESF	F	SAELPA	297,00	99,00
SUB-TOTAL			25.175,25	8.308,75
ITAIPU	binacional	vários	8.014,00	0,00
TOTAL			33.189,25	8.308,75
BINACIONAL			8.014,00	0,00
ESTADUAIS	E		7.392,75	2.464,25
FEDERAIS	F		12.910,50	4.303,50
PI	PI		4.872,00	1.541,00

Tabela A.6.2 - Contratos Assemelhados aos Iniciais 2003 (MWmédio)

Vendedor	Condição	Comprador	Não liberada	Liberada
CEMIG	E	POÇOS DE CALDAS	14,01	4,67
CERJ	distribuidora	CENF	19,35	6,45
CESP	E	POÇOS DE CALDAS	0,11	0,04
CESP	E	CPEE	20,10	6,70
CESP	E	MOCOCA	17,67	5,89
ESCELSA	distribuidora	SANTA MARIA	46,58	15,53
CELG	distribuidora	CHESP	5,49	1,83
ENERGIPE	distribuidora	SULGIPE	8,95	2,98
SULGIPE	distribuidora	COELBA	0,13	0,04
CELG	distribuidora	CEMAT	0,25	0,08
JAGUARI	distribuidora	CPEE	1,41	0,47
CHESF	F	SULGIPE	7,23	2,41
CELG	distribuidora	CELTINS	0,01	0,00
TOTAL			141,30	47,10
Distribuidoras			82,17	27,39
Estaduais			51,89	17,30
Federais			7,23	2,41

* Com a colaboração de **José Luiz Juhas**

Anexo 7

Estimativa dos montantes de energia assegurada dos contratos bilaterais*

Tabela A.7.1 Estimativa dos Contratos Bilaterais (não inclui resultado dos leilões)

Vendedor	Comprador	Mw médio
CELPA	CEMAT	29,60
SAELPA	CAT-LEO	11,80
FURNAS G	CAT-LEO	14,42
CSN D	CAT-LEO	2,74
Vários	CEMAT	68,46
VBC-LIGHT	CAT-LEO	1,00
Eólicos	COELCE	6,68
Vários	LIGHT	1,83
Costa Rica	ENERSUL	10,28
Usineiros	NACIONAL	1,13
CELTINS ENERGÉTICA	CELTINS	5,54
ENERGYWORKS	COELCE	0,01
CAT-LEO Energia	CAT-LEO	4,00
TOTAL		157,48

tabela A.7.2 Energia Assegurada de Geração Própria - contratos bilaterais e/ou potencial

Empresa	Mw médio
CAIUÁ	2,2
CAT-LEO	17,5
CEB	18,9
CELG	5,7
CEMAT	21,5
CENF	4,5
CERJ	21,3
CESP	350,3
CHESP	1,2
CPFL	72,0
CSPE	0,5
ELEKTRO	0,8
ENERSUL	26,8
ESCELSA	126,6
JAGUARI	4,0
LIGHT	520,8
MOCOCA	0,5
POÇOS DE CALDAS	13,0
SANTA CRUZ	23,4
SANTA MARIA	1,2
V. PARANAPANEMA	1,1
CHESF	967,2
COELBA	16,6
CELPA	19,9
CELTINS	29,1
ELETRONORTE	1.514,7
TOTAL	3.781,0

* Com a colaboração de **José Luiz Juhas**

Anexo 8

Previsão de expansão da geração*

A tabela seguinte apresenta os empreendimentos fiscalizados pela ANEEL que não tem nenhuma restrição para entrar em operação. São empreendimentos já licitados e/ou autorizados que apresentaram cronogramas físicos de construção.

tabela 8.1 Previsão de entrada em operação segundo a modalidade das usinas que não tem nenhuma restrição para o funcionamento
Potência Instalada - MW

	em operação		previsão			
	de 01/01/02 até 15/11/02	de 16/11/02 a 31/12/02	2003	2004	2005	2006
termoelétricas	1.894,4	1.085,7	3.631,6	497,5	0,0	0,0
hidroelétricas (inclui Tucuruí II)	2.553,9	909,5	2.136,0	1.513,9	1.995,9	2.297,0
PCH	38,7	49,9	406,9	97,0	0,0	0,0
eólicas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	4.487,0	2.045,1	6.174,5	2.108,4	1.995,9	2.297,0
total acumulado (2002/2006)	4.487,0	6.532,1	12.706,6	14.815,0	16.810,9	19.107,9
emergenciais	1.456,6	187,3	0,0	0,0	0,0	0,0

As tabelas seguintes apresentam a expansão considerada pelo ONS para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A diferença refere-se ao ano de 2002. O ONS considerou somente os empreendimentos que entrarão após setembro e a ANEEL o ano todo.

tabela 8.2 Acréscimo de Potência Anual no SIN
MW

	UHE	UTE PPT	UTE Emerg.	UTE outras	total
2002	3.178	2.037	1.816	196	7.227
2003	2.171	2.265	0	0	4.436
2004	2.227	497	0	0	2.724
2005	1.599	0	-882	0	717
2006	3.032	0	-934	0	2.098
total	12.207	4.799	0	196	17.202

tabela 8.3 Evolução da Potência Instalada no SIN
MW

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
hidroelétricas	54.745	57.923	60.094	61.620	63.219	66.251
termoelétricas PPT	848	2.865	5.150	5.647	5.647	5.647
termoelétricas CBEE	0	1.816	1.816	1.816	934	0
outras termoelétricas	4.284	4.439	4.439	4.439	4.439	4.439
nuclear	1.966	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
ITAIPU (50%)	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000
total	68.143	75.350	79.806	82.529	83.246	85.344

obs: não inclui importação da Argentina e Itaipu 50 Hz

A seguir são apresentados os empreendimentos considerados na expansão do Sistema Interligado Nacional.

Anexo 8

Previsão de expansão da geração*

tabela 8.4 Incremento de Potência Anual Prevista. Região Sudeste/Centro-Oeste
MW

	set-dez/02	2003	2004	2005	2006	total
UHE Cana Brava	314					314
UHE Itiquira I	61					61
UTE Nova Piratininga	200	200				400
UTE PIE (em ergencial)	3					3
UHE Itiquira II	95					95
UHE Jauru	79	39				118
UHE Guaporé	40	80				120
UHE Lajeado	180					180
UHE Pirajú	80					80
UHE Porto Primavera	110	110				220
UTE Equipav	38					38
UHE Funil Grande	60	120				180
UTE Corumbá		88				88
UTE Termorrio		916	247			1163
UTE Três Lagoas		240				240
UHE Queimado		105				105
UTE Norte Fluminense		474	251			725
UHE Candonga		47	93			140
UHE Amorés		110	220			330
UHE Ourinhos		15	29			44
UHE Itaipu (50%)			700			700
UHE Ponte de Pedra			59	117		176
UHE Corumbá IV				127		127
UTE Semergenciais (saida)				-67	-206	-273
UHE Peixe Angical					452	452
UHE Irapé					360	360
total	1260	2544	1599	177	606	6459

tabela 8.5 Incremento de Potência Anual Prevista. Região Sul
MW

	set-dez/02	2003	2004	2005	2006	total
UTE Canoas	155					155
UTE Araucária	470					470
UHE Quebra Queixo		120				120
UHE Barra Grande				230	460	690
UHE Campos Novos					880	880
UHE Monte Claro					130	130
total	625	120	0	230	1470	2445

tabela 8.6 Incremento de Potência Anual Prevista. Região Nordeste
MW

	set-dez/02	2003	2004	2005	2006	total
UTE Brejner (em ergencial)	162					162
UTE Nordeste G (em ergencial)	222					222
UTE Petrolina (em ergencial)	136					136
UTE Terro Bahía	190					190
UTE Termocabo (em ergencial)	95					95
UTE Termocará	50					50
UTE Itaenga (em ergencial)	25					25
UHE Itapebi	150	300				450
UTE Fortaleza		347				347
saída das em ergenciais				-815	-727	-1542
total	1030	647	0	-815	-727	1677

tabela 8.7 Incremento de Potência Anual Prevista. Região Nordeste
MW

	set-dez/02	2003	2004	2005	2006	total
UHE Tucuruí		1125	1125	1125	750	4125
total	0	1125	1125	1125	750	4125

* Com a colaboração de José Luiz Juhas

Anexo 9

Evolução do mercado de energia do Sistema Interligado Nacional*

As estimativas apresentadas nas tabelas seguintes foram elaboradas pelo CTEM – Comitê Técnico de Estudos de Mercado subordinado ao CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos com a participação de todas as concessionárias do setor de energia elétrica.

Estes resultados, consumo e carga própria de energia, são derivados de um conjunto de variáveis técnicas, sociais e econômicas que resultaram em três cenários básicos de crescimento econômico para o período 2003/2012. No cenário de referência, considerado o mais provável, o PIB apresentaria, no período, um crescimento médio anual de 4,5% ao ano. No cenário alto o crescimento passaria a 5,5% e no cenário baixo para 2,5% no período considerado.

tabela 9.1 Mercado de Referência 2002/2012
Sistema Interligado Nacional

	Consumo Total - GWh					Carga Própria de Energia - MW médios				
	N	NE	SE/CO	S	Brasil	N	NE	SE/CO	S	Brasil
2002	19.589	39.744	175.652	51.574	286.558	2.595	5.602	24.734	6.723	39.654
2003	20.564	42.845	185.344	55.100	303.852	2.755	5.994	25.713	7.075	41.538
2004	21.312	44.696	194.968	58.431	319.408	2.826	6.222	26.827	7.486	43.361
2005	22.169	47.715	206.530	61.767	338.181	2.912	6.602	28.214	7.905	45.633
2006	23.133	51.612	219.760	65.053	359.558	3.025	7.107	29.908	8.316	48.356
2007	25.352	54.760	231.496	68.399	380.007	3.300	7.504	31.361	8.734	50.899
2008	25.917	57.678	243.467	71.644	398.706	3.358	7.885	32.909	9.138	53.290
2009	27.326	61.180	256.132	75.223	419.862	3.529	8.354	34.545	9.584	56.012
2010	33.821	64.147	269.258	79.092	446.319	4.353	8.738	36.238	10.066	59.395
2011	34.667	67.066	282.829	83.091	467.653	4.452	9.125	37.943	10.574	62.094
2012	35.625	70.143	296.906	87.312	489.986	4.569	9.544	39.796	11.099	65.009

tabela 9.2 Mercado Alto 2002/2012
Sistema Interligado Nacional

	Consumo Total - GWh					Carga Própria de Energia - MW médios				
	N	NE	SE/CO	S	Brasil	N	NE	SE/CO	S	Brasil
2002	19.589	39.744	175.653	51.574	286.559	2.595	5.602	24.734	6.723	39.654
2003	20.561	43.031	186.358	55.358	305.308	2.755	6.020	25.854	7.109	41.737
2004	21.314	45.942	198.202	58.908	324.366	2.818	6.378	27.197	7.527	43.920
2005	22.230	49.127	209.907	62.442	343.707	2.920	6.798	28.676	7.991	46.385
2006	23.394	53.680	224.616	66.297	367.986	3.059	7.392	30.569	8.475	49.495
2007	26.585	57.660	240.913	70.393	395.551	3.460	7.902	32.637	8.988	52.987
2008	27.638	61.019	255.731	74.542	418.931	3.571	8.319	34.472	9.482	55.845
2009	29.275	65.218	271.506	78.771	444.770	3.780	8.906	36.618	10.036	59.340
2010	37.299	68.686	287.983	83.544	477.512	4.800	9.357	38.758	10.632	63.547
2011	38.145	72.577	305.797	88.504	505.022	4.898	9.875	41.024	11.263	67.061
2012	39.084	76.426	324.432	93.560	533.502	4.999	10.370	43.367	11.861	70.598

Anexo 9

Evolução do mercado de energia do Sistema Interligado Nacional*

tabela 9.3 Mercado Baixo 2002/2012
Sistema Interligado Nacional

	Consumo Total - GWh					Carga Própria de Energia - MW médios				
	N	NE	SE/CO	S	Brasil	N	NE	SE/CO	S	Brasil
2002	19.589	39.744	175.653	51.574	286.559	2.595	5.602	24.734	6.723	39.654
2003	20.384	41.528	182.104	53.188	297.203	2.731	5.810	24.572	6.830	39.943
2004	20.994	43.330	188.287	55.024	307.635	2.783	6.032	25.228	7.050	41.093
2005	21.708	44.908	194.756	56.959	318.331	2.852	6.214	25.942	7.289	42.297
2006	22.543	46.790	201.698	59.033	330.065	2.948	6.443	26.804	7.546	43.742
2007	24.623	49.781	209.139	61.186	344.729	3.205	6.822	27.696	7.813	45.536
2008	25.080	51.350	217.009	63.546	356.986	3.250	7.020	28.705	8.105	47.081
2009	26.448	53.350	225.276	65.990	371.064	3.415	7.285	29.764	8.408	48.872
2010	27.374	55.392	233.750	68.354	384.870	3.523	7.546	30.848	8.699	50.616
2011	28.716	57.608	241.768	71.013	399.104	3.687	7.838	31.833	9.037	52.396
2012	29.712	59.880	250.619	73.493	413.703	3.811	8.147	32.998	9.343	54.299

* Com a colaboração de **José Luiz Juhas**

Anexo 10

Evolução das energias asseguradas – Sistema Interligado Nacional*

As tabelas seguintes apresentam uma estimativa para o incremento das energias asseguradas por região.

É importante destacar que estas estimativas não são compatíveis com os incrementos de potência apresentados no anexo 8, fruto de informações oficiais.

Os valores ora apresentados revisaram aqueles empreendimentos do ponto de vista temporal e de sua viabilidade econômica e ambiental.

tabela 10.1 Incremento de Energia Assegurada. Região Sudeste/Centro-Oeste
MW médios

	2002	2003	2004	2005	2006
UHE Cana Brava	119,8	268,9	268,9	268,9	268,9
UHE Itiquira I	17,3	29,6	29,6	29,6	29,6
UTE Nova Piratininga	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4
UHE Itiquira II	19,3	46,3	46,3	46,3	46,3
UHE Jauru	11,0	65,0	65,0	65,0	65,0
UHE Guaporé	0,0	50,9	59,1	59,1	59,1
UHE Lajeado	329,2	502,4	502,4	502,4	502,4
UHE Pirajú	9,5	41,4	41,4	41,4	41,4
IHE Porto Primavera	13,3	18,0	18,0	18,0	18,0
UHE Funil Grande	0,0	76,9	87,7	87,7	87,7
UTE Termorio	0,0	154,3	185,2	185,2	600,2
UTE Três Lagoas	0,0	0,0	0,0	0,0	92,0
UHE Queimado	0,0	35,9	57,1	57,1	57,1
UTE Norte Fluminense	0,0	24,4	292,5	292,5	292,5
UHE Candonga	0,0	12,0	58,1	58,1	58,1
UHE Aimorés	0,0	8,0	157,3	169,4	169,4
UHE Ourinhos	0,0	0,8	23,3	23,6	23,6
UHE Itaipu (50%)	0,0	54,4	62,1	62,1	62,1
UHE Ponte de Pedra	0,0	0,0	4,4	122,6	129,0
UHE Corumbá IV	0,0	0,0	51,8	69,0	69,0
UHE Peixe Angical	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UHE Irapé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	687,9	1.557,5	2.178,4	2.326,4	2.839,8

Anexo 10

Evolução das energias asseguradas – Sistema Interligado Nacional*

tabela 10.2 Incremento de Energia Assegurada. Região Sul
MW médios

	2002	2003	2004	2005	2006
UTE Canoas	61,6	147,8	147,8	147,8	147,8
UTE Araucária	145,8	437,3	437,3	437,3	437,3
UHE Quebra Queixo	0,0	31,2	59,1	59,1	59,1
UHE Barra Grande	0,0	0,0	0,0	34,0	360,1
UHE Campos Novos	0,0	0,0	0,0	0,0	275,3
UHE Monte Claro	0,0	0,0	0,0	0,0	48,4
total	207,4	616,3	644,2	678,2	1.328,0

tabela 10.3 Incremento de Energia Assegurada. Região Nordeste
MW médios

	2002	2003	2004	2005	2006
UTE Termobahia	58,8	176,3	176,3	176,3	176,3
UTE Termoceará	43,8	175,3	175,3	175,3	175,3
UHE Itapebi	43,3	193,1	193,1	193,1	193,1
UTE Fortaleza	0,0	0,0	0,0	27,5	330,0
total	145,9	544,7	544,7	572,2	874,7

tabela 10.4 Incremento de Energia Assegurada. Região Norte
MW médios

	2002	2003	2004	2005	2006
UHE Tucuruí II	0,0	1.008,0	1.209,6	1.209,6	1.209,6
total	0,0	1.008,0	1.209,6	1.209,6	1.209,6

tabela 10.5 Energia Assegurada Total. SIN
MW médios

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SUL	5.456,8	6.502,5	7.209,8	7.245,9	7.316,3	8.126,1
SUDESTE	28.313,1	28.909,6	29.700,1	30.397,5	30.907,6	31.059,2
NORTE	2.916,6	3.224,7	4.555,0	4.756,6	4.756,6	4.845,5
NORDESTE	6.022,4	6.492,0	7.063,6	7.311,1	7.187,4	7.715,6
Sistema Interligado Nacional	42.708,9	45.128,9	48.528,6	49.711,1	50.167,9	51.746,4

*** Com a colaboração de José Luiz Juhas**

Anexo 11

Sobras de energia*

A tabela 11.1 abaixo apresenta uma estimativa das sobras de energia para o ano de 2003. Sem considerarmos a expansão prevista os montantes são expressivos: 2.966 MW médios das estatais federais, 1.715 MW médios das estatais estaduais e 186 MW médios da iniciativa privada, perfazendo um total de 4.867 MW médios. Só para estatais federais isto representará uma perda de receita superior a R\$ 1,8 bilhões/ano.

tabela 11.1 Estimativa das Sobras de Energia - 2003 - MW médios

Empresa	Assegurada Livre	Expansão	Contratação Leilão	Contratação Bilateral	Sobras
Geradoras Estatais Federais					
Eletronorte	720	1.026	140	0	1.605
Chesf	1.731	0	1.027	0	705
FURNAS	1.713	0	95	0	1.618
CGTEE	64	0	0	0	64
total	4.228	1.026	1.262	0	3.992
Geradoras Estatais Estaduais					
CEMIG (Ofertou 600 no leilão dela)	845	0	845	0	0
CESP (Oferta BMF)	900	0	1	0	899
EMAE (Oferta BMF)	76	0	0	0	76
COPEL (Oferta Tradener + Oferta BMF)	1.146	0	406	0	740
total	2.967	0	1.252	0	1.715
total das geradoras estatais	7.195	1.026	2.514	0	5.707
Produtores Independentes e Distribuidoras	2.427	0	1.791	450	186
Expansão Privada até 31/12/2003 (ANEEL)					
UTE	0	2.251	0	0	2.251
UHE	0	892	0	0	892
total	0	3.143	0	0	3.143
total geral	9.622	4.169	4.305	450	9.036

A tabela abaixo apresenta os efeitos de redução sobre as sobras existentes, se distribuidoras não integradas efetuassem uma contratação adicional de 5% para completar seus requisitos de carga própria através de contratos bilaterais.

REFÊRENCIA		ALTO		BAIXO	
máximo	mínimo	máximo	mínimo	máximo	mínimo
1.658	1.584	1.687	1.612	1.613	1.542

tabela 11.2 Efeito da Contratação Adicional de 5% em Relação à Base Legal
Cenários CTEM - Comitê Técnico de Estudos de Mercado - MW médios

* Com a colaboração de José Luiz Juhas

