

Engº HENRIQUE COUTO FERREIRA MELLO

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO VISÃO POLÍTICA E ESTRATÉGICA

**MONOGRAFIA APRESENTADA COMO EXIGÊNCIA CURRICULAR PARA OBTENÇÃO DO
DIPLOMA DO CURSO DE ALTOS ESTUDOS DE POLÍTICA E ESTRATÉGIA**

ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA

RIO DE JANEIRO - 1999

(Versão Janeiro/2000 – pequenos acréscimos ao texto original)

“c”. 1999. ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA, Av. João Luís Alves, s/nº - CEP: 22.291-090 – Fortaleza de São João, Urca – Rio de Janeiro/RJ.

Este trabalho, nos termos da legislação que resguarda os direitos autorais, é considerado propriedade da ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA (ESG). É permitida a transcrição parcial de texto do trabalho, ou mencioná-lo, para comentários e citações, desde que sem propósitos comerciais e que seja feita a referência bibliográfica completa.

Os conceitos expressos neste trabalho são de responsabilidade do autor e não expressam qualquer orientação institucional da ESG.

Engº **HENRIQUE** COUTO FERREIRA MELLO

AGRADECIMENTO

*Turma Cinqüentenário faz enaltecer amizades
cinqüentenárias...*

*Ao amigo Celso Pires – meu conselheiro – e ao
amigo Carlos Syllus – meu orientador – efusivos
agradecimentos.*

RESUMO

MELLO, Henrique Couto Ferreira. Setor Elétrico Brasileiro – Visão Política e Estratégica. Rio de Janeiro: ESG, 1999, Monografia.

Nessa abordagem sobre o Setor Elétrico Brasileiro, obrigatoriamente, deverá ser considerado o aspecto institucional, onde, sem dúvida, sempre se descortinará uma visão política e estratégica. A evolução histórica e a avaliação conjuntural ensejarão projeções prospectivas nas quais estarão inspiradas políticas e estratégias que se recomendam para a salvaguarda do Objetivo Nacional Permanente. Configurado como texto, o tema resulta em monografia entregue à Escola Superior de Guerra.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	6
CAPÍTULO II - EVOLUÇÃO HISTÓRICA	8
2.1 - <u>Período 1890-1930</u>	8
2.2 – <u>Período 1930-1945</u>	11
2.3 – <u>Período 1945-1962</u>	13
2.4 – <u>Período 1962-1995</u>	14
CAPÍTULO III - ANÁLISE DA SITUAÇÃO	21
3.1 – <u>Considerações Gerais</u>	21
3.2 - <u>Novo Modelo Estratégico em Implantação</u>	29
CAPÍTULO IV - AVALIAÇÃO DA CONJUNTURA	51
4.1 – <u>Mudanças e suas Conseqüências</u>	51
4.2 – <u>Análise Comparativa</u>	66
4.3 – <u>Visão Prospectiva</u>	69
CAPÍTULO V - POLÍTICAS E ESTRATÉGIAS SUGERIDAS	83
CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO	94
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96

CAPÍTULO I -

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro, referente à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, vem adotando, desde o século passado, diversos modelos estratégicos, decorrentes de alterações conjunturais de sua política energética.

O Objetivo Nacional Permanente, como se sabe, visa ao atendimento das necessidades do desenvolvimento econômico e social, objetivando o bem comum de nosso Povo.

Algumas alterações conjunturais resultaram em adaptações sucessivas de ordem estratégica, segundo políticas dos diferentes governos.

Destaca-se que, dentre os Objetivos de Governo, nunca foram olvidados os campos de ação relativos à segurança e ao desenvolvimento.

Modernamente, tem sido ensaiada uma política, segundo a qual a energia elétrica é considerada como “commodity”. É ressaltada também a necessidade de implantação de um modelo competitivo respectivamente entre empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras.

Tal política, sistematicamente adotada pelos últimos governos, pode acarretar riscos, não desprezíveis, relativamente àqueles campos de ação do Poder Nacional – a Segurança e o Desenvolvimento.

O tema, aqui, abordado, objetiva uma análise histórica do passado e do momento atual envolvendo a nossa conjuntura, além de tentar estabelecer uma visão prospectiva. Finalmente, são sugeridas políticas e estratégias a serem adotadas.

CAPÍTULO II - EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Os primeiros empreendimentos no campo da energia elétrica no Brasil remontam ao fim do século passado e, mais precisamente, depois da implantação do regime republicano. Com a Constituição de 1891, surgiram os primeiros ordenamentos jurídicos/legais que passaram a reger o Setor Elétrico Brasileiro. Ao Império Brasileiro, bastante centralizador, sucedeu uma República descentralizada possibilitando a outorga de poderes quase ilimitados aos estados e municípios.

Por outro lado, nossa economia era predominante agrícola e o poder atuante, exercido pelos proprietários das terras que, por associação, detinham igualmente a propriedade das jazidas minerais, recursos hídricos e quedas d'água. A implantação de pequenas usinas, limitadas às necessidades dos próprios produtores agrícolas, incluindo o beneficiamento dos bens extraídos da terra, se disseminaram pelo país, notadamente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Algumas dessas instalações se expandiram, devido à iniciativa de certos autoprodutores, que passaram a atender, também, os serviços públicos.

A expansão, entretanto, tomou vulto maior nos municípios, nos quais diversas empresas se organizaram para o atendimento dos requisitos de iluminação pública e tração elétrica.

2.1 - Período 1890-1930

A primeira usina de porte razoável – 375 kW (três máquinas de 125 kW cada)– a ser instalada foi a de Marmelos, inaugurada no ano de 1889. Era uma UHE a fio d'água aproveitando a Cachoeira de Marmelos no Rio Paraibuna, a 7 km de Juiz de Fora, Estado de Minas Gerais, cuja imagem atual é retratada abaixo:



Figura 1- UHE Marmelos 375 kW

No fim do século XIX, empresas internacionais se interessaram pela exploração dos serviços de eletricidade nas grandes cidades. No Brasil, um grupo canadense organizou a Brazilian Traction, Light and Power – Light, obtendo concessões para explorar a distribuição de energia elétrica, iluminação pública e tração elétrica no Município de São Paulo. Iguais concessões foram obtidas, em 1905, no Município do Rio de Janeiro.

Conforme o Decreto 5.407, de 1904, os contratos de concessões somente poderiam prever revisões tarifárias a cada cinco anos.

Em 1905, tais contratos passaram a conter a chamada “cláusula-ouro”, que permitia às empresas estrangeiras a revisão de suas tarifas pela variação cambial, o que tornou inócua a restrição contida no citado Decreto.

Os maiores empreendimentos da Light realizaram-se ainda no início do século como a UHE de Fontes sobre o Ribeirão das Lages, no Rio de Janeiro. Em 1908, entrou em operação a sua primeira máquina - potência de 12.000 kW - seguindo-se a segunda unidade em 1909. Em 1913, dois novos grupos de 12.500 kW, cada um, foram incorporados às suas instalações, totalizando uma capacidade de 49.000 kW em carga normal, e 64.000 kW em sobrecarga.

No início dos anos 20, as empresas privadas nacionais iniciaram um processo de fusão e incorporação, constituindo-se duas de grande porte: a Companhia Paulista de

Força e Luz – em São Paulo - e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica/CBEE no Rio de Janeiro.

A Light, a fim de atender à demanda crescente e superar a crise gerada pela seca ocorrida no Estado de São Paulo - no biênio 1924-1925 - ampliou usinas como Ituporanga, que, com 3 máquinas de 10.000 kW em operação desde 1914, recebeu sua 4ª unidade, mais moderna - potência de 20.500 kW - alcançando 50.5000 kW operacionais. Em 1925, em São Paulo, foi posta em serviço a UHE do Rasgão - dois grupos de 7.200 kW cada um. No Rio de Janeiro, biênio 1924/1925, adveio um reforço de geração de 44000 kW - 2 máquinas de 22.000 kW - na UHE da Ilha dos Pombos, construída sobre o Rio Paraíba do Sul. A sua potência se ampliou em 1929, pelo acréscimo de uma 3ª unidade mais potente – 29.040 kW.

Aproveitando o alto desnível da Serra do Mar - cerca de 700m - na região de Cubatão em São Paulo, iniciou-se a construção do 1º complexo hidrelétrico de grande porte – a UHE Henry Borden. Em 1926, na 1ª casa de máquinas, entrou em funcionamento a 1ª unidade cuja capacidade era de 28.000 kW; veio em seguida a segunda unidade de mesma potência, em 1927, advindo outra ampliação de 20.000 kW, agora em 1928.

No mesmo ano de 1927, a American Foreign & Power Co. – Amforp, do grupo American Bond & Share, se interessou pelo Brasil, e habilitou-se a dividir, com a Light, a formação do Setor Elétrico Brasileiro.

A Amforp concentrou sua influência no interior do Estado de São Paulo e nas capitais dos estados do Rio Grande do Sul, Bahia, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Espírito Santo, além do interior do Rio de Janeiro, para isso comprando a CBEE. Mais tarde, estendeu-se às capitais dos estados do Paraná e Minas Gerais. As pequenas empresas particulares e municipais foram absorvidas, restando, praticamente, dois grandes grupos, ambos estrangeiros.

A revolução de 1930, trouxe a todos os setores da economia profundas modificações, explicitados pela seqüência dos períodos que serão transcritos.

2.2 – Período 1930-1945

Iniciamos a década dos anos 30 com uma potência instalada de 779 MW, sendo 630 MW e 149 MW respectivamente em hidroelétricas e termelétricas. Destaque-se que a totalidade de nossas UHE correspondiam a uma máquina (equivalente) de capacidade inferior a uma única das dezoito que vieram a ser instaladas na UHE de Itaipú (700 MW).

Nessa época, o mundo estava submetido à grande depressão econômica, deflagrada com a quebra da Bolsa de New York. Os países europeus e os EE.UU. adotaram uma reação regulatória, apoiada na concorrência do Estado com a iniciativa privada, resultando numa redução de 75% nas tarifas de energia elétrica. O programa “New Deal”, adotado no governo Roosevelt, caracterizou-se por investimentos estatais na área infra-estrutural e grandes usinas hidrelétricas passaram a ser construídas.

As concessões outorgadas no Brasil por largos períodos de exploração, que beiravam um século, permitiam a correção das tarifas pela taxa cambial – a chamada “cláusula-ouro”. O desenvolvimento industrial se acelerava no Brasil e gerou forte reação dos empresários que, assistindo no mundo inteiro a redução tarifária, estavam submetidos ao aumento continuado e automático do custo de energia elétrica, praticado pelas grandes concessionárias estrangeiras – Light e Amforp - agora com amplo domínio sobre o nosso mercado.

Em 17/12/1933, por Decreto Presidencial, extinguiu-se a imperiosa “cláusula-ouro”.

A onda reformista, deflagrada após as revoluções de 1930 e 1932, originou o nosso Código de Águas, editado em 10/07/1934 (Decreto Nº 24.643), cuja elaboração se arrastava lentamente desde 1907. Instituiu-se o critério da tarifa “pelo custo”, além de forte interferência regulatória do Estado. A competição passou a ser igualmente exercida por empresas estatais, que possibilitavam uma oferta energia bem mais barata. Em 24/10/1939 criou-se o Conselho Nacional de Águas e Energia – CNAEE, com a missão básica de regulamentar o Código de Águas, que continua vigente até hoje, com recente atualização, em 08/01/97, consubstanciada na Lei Nº 9.433 que trata da “Política Nacional de Recursos Hídricos” e cria o “Sistema Nacional de Gerenciamento”. O antigo código não foi,

todavia, ultrapassado em sua conotação básica. Na década 1930-1940, a UHE Henry Borden foi ampliada com mais 3 unidades: uma com 54.000 kW, e cada uma das duas outras com a potência unitária de 65.000 kW. Nossas hidrelétricas ultrapassaram o índice dos 100 MW. No mesmo complexo instalou-se entre, 1948 e 1951, quatro unidades, elevando aquela capacidade a 464.000 kW. Essa central – com a construção da 2ª Casa de Máquinas (6 x 70 MW) – quase alcançou os 1.000 MW, com potência total instalada de 884 MW. Chegou-se ao marco das mega-usinas. Torna-se importante configurar o empreendimento na foto, abaixo, reproduzida.



Figura 2 - UHE Henry Borden – 884 MW

Antes mesmo da deflagração da 2ª Guerra Mundial, iniciou-se uma estratégia estatizante, seguindo o exemplo dos EE.UU., onde com o programa do “New-Deal” vinham sendo criadas empresas estaduais e federais, encarregadas de construir usinas hidrelétricas de grande porte, destacadamente a Boneville Power Administration, a Tennessee Valley Authority e o U.S. Bureau of Reclamation.

Deve-se citar que, dentro da sua política de desenvolvimento energético, as forças armadas americanas também construíram suas usinas, com a participação do U.S. Corp of Engineering.

No Brasil, em 16/02/1943, o governo do Rio Grande do Sul criou a Comissão Nacional de Energia Elétrica – CEEE, que elaborou e executou o seu Plano de Eletrificação, o que veio a superar a crise gerada pela falta de combustíveis e a estiagem de 1944, com prejuízo para os principais centros industriais do estado. Essa iniciativa gerou o primeiro confronto com a Amforp, prestadora de serviço de baixa qualidade na capital gaúcha.

Durante 15 anos (1930-1945), o incremento de potência instalada no país se mostrara medíocre: passou de 779 a 1342 MW. Em hidrelétricas, este acréscimo correspondeu a cerca de 70% (630 para 1080 MW).

2.3 – Período 1945-1962

O País seguiu essa nova onda dominante, criando em 1945 a CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco, empresa de caráter regional – Nordeste – sob controle federal. Iniciava-se o aproveitamento do Rio São Francisco, na altura da Cachoeira de Paulo Afonso.

O Estado de Minas Gerais que, em 1946, tomara a iniciativa de inaugurar sua própria hidrelétrica – a UHE de Gafanhoto (13 MW) - dada à precariedade do atendimento propiciado pela Amforp, constituiu (em 1952) sua empresa estadual a CEMIG.

Posteriormente os demais estados vieram a assumir os serviços de geração e transmissão de energia elétrica, criando suas próprias empresas concessionárias.

Em 1959, após uma longa disputa, iniciada em 1943 com a criação da CEEE, o Rio Grande do Sul incorporou a Amforp (local).

Em 1959 foi organizada a CEMAT – Centrais Elétricas do Maranhão, e em 1960 foi criada a COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. Ainda em 1960 surgiu a CEAL – Companhia de Eletricidade de Alagoas.

Em São Paulo criaram-se a CELUSA – Centrais Elétricas de Urubupungá e a BELSA – Bandeirantes de Eletricidade (ambas em 1961). Também, nesse mesmo ano foi organizada a COSERN – Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte e a ENERGIPE – Empresa Distribuidora do Sergipe. Mais adiante, em 1962 e 1963, instalaram-se respectivamente a CEPISA – Centrais Elétricas do Piauí e a CELF – Centrais Elétricas Fluminenses.

Os governos estaduais das regiões Sul e Sudeste já detinham, no início da década dos anos sessenta, 28% da capacidade instalada no país.

Na área federal o governo já havia ampliado sua participação direta no Setor Elétrico, criando, em 1957, a Central Elétrica de Furnas e iniciando a construção de seu primeiro empreendimento hidrelétrico no Rio Grande (1.200 MW).

Em 22/07/1960, o Presidente Jucelino Kubitschek criou o Ministério de Minas e Energia, que, no tocante à energia elétrica, veio a incorporar o CNAEE, submetendo, ainda, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) à sua subordinação.

2.4 – Período 1962-1995

A crise energética agravava-se com os dois grupos estrangeiros, Light e Amforp, totalmente desinteressados em realizar novos investimentos pois não seriam mais beneficiados pela importante revisão tarifária automática, como no passado se efetivava com base na “cláusula-ouro”.

No governo João Goulart - após uma campanha que se iniciara em 1954 no 2º governo de Getúlio Vargas - conseguiu-se constituir a ELETROBRÁS/Centrais Elétricas do Brasil S.A., em 11/06/1962.

Sua missão, como “holding” das estatais federais já criadas (FURNAS e CHESF), ampliava-se pela condição de coordenadora dos órgãos coligados ao Setor Elétrico. Constituiu-se, também, como banco de fomento, substituindo o BNDES no financiamento dos empreendimentos ligados à energia elétrica. A CONESP – Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos foi incorporada à ELETROBRÁS. Tal comissão negociava a compra das empresas do Grupo Amforp, em

litígio com o Governo Brasileiro desde a encampação (em 1959) da sua subsidiária gaúcha: a Companhia Rio Grandense de Força e Luz – CRFL.

Já no governo Castelo Branco, logo após a vitória da Revolução, foi negociado e adquirido (pelo valor de US\$ 135 milhões) o ativo, ainda não depreciado, do citado grupo estrangeiro. As suas empresas estaduais - atuando em São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro, Pará e Pernambuco - foram absorvidas pelos governos estaduais, mediante acordos realizados com o Governo Federal, que, de certa forma, praticou verdadeiras doações.

Em 1963, o governo gaúcho já havia criado a CEE – Cia Estadual de Energia Elétrica, que possibilitou dar continuidade aos trabalhos desenvolvidos pela Comissão Estadual de Energia Elétrica, quando assumiu o acervo da CRFL. Outra empresa daquele grupo: a Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense (CEERG), também encampada pelo governo Brizola, veio a incorporar-se à CEE em 1967. A Cia. Pelotense de Eletricidade, sucessora da The Light and Power Syndicate (pertencente também ao Grupo Amforp), adquirida em 1964, só incorporou-se à CEE em 1972.

Verifica-se que o processo de aquisição de empresas estrangeiras não foi muito tranqüilo. Completou-se em fins de 1978, com a compra do Grupo Light, na transição do governo Geisel para o governo Figueiredo.

O Estado foi, na realidade, obrigado a assumir integralmente todas as iniciativas, encargos e investimentos do Setor Elétrico, por força do desinteresse da iniciativa privada, particularmente dos grupos estrangeiros monopolistas.

Assim, o governo Federal, em 23 de dezembro de 1968, constituiu a ELETROSUL – Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., na posição de subsidiária da ELETROBRÁS, sendo, por consequência, encarregada da construção e operação de usinas geradoras termo e hidrelétricas bem como seu sistema de transmissão em toda a Região Sul do Brasil, abrangendo os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Em 1980, passou a atender o estado do Mato Grosso do Sul, na época sob o encargo de FURNAS.

A ação das empresas federais não inibiu as iniciativas das estaduais: COPEL, CELESC, CEEE e CEMAT, que construía e operavam geradoras e seus sistemas de transmissão associados.

FURNAS também desenvolveu seus projetos nas regiões SUDESTE/CENTRO-OESTE, sem limitar as estaduais: CESP, CERJ, CEMIG, CELG e CEMAT.

A CHESF, igualmente, não interferiu nas iniciativas de empresas como a CELSA e a CEPISA, que desenvolviam sistemas de geração e transmissão próprios. As demais concessionárias do Nordeste também se ocupavam, preferencialmente, da construção e operação de sistemas de transmissão e distribuição.

A última grande concessionária federal a ser constituída, em 20/06/1973, foi a ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A., com a responsabilidade da Região Norte do Brasil, inclusive parte do Maranhão e parte da Região Centro-Oeste.

Com a intervenção estatal e com vistas a promover o desenvolvimento econômico, notadamente no setor industrial, definiu-se um grande salto na infraestrutura energética. De 1945 a 1995, a capacidade instalada passou de 1.342 MW a 55.512 MW, sendo 50.687 MW em mais de 200 hidrelétricas, 89 delas com potência acima de 10 MW.

Construiu-se mega-usinas com capacidade superior a 1.000 MW cada, pelas empresas federais e estaduais, como indica a seqüência do quadro transcrito a seguir:

Usinas Hidrelétricas Com Capacidade Superior A 1.000 MW

USINA	EMPRESA	RIO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
Salto Osório	ELETROSUL	IGUAÇU	1078
Sobradinho	CHESF	SÃO FRANCISCO	1050
Segredo	COPEL	IGUAÇU	1260
Estreito	FURNAS	GRANDE	1104
Emborcação	CEMIG	PARANAIBA	1192
Furnas	FURNAS	GRANDE	1312
Salto Santiago	ELETROSUL	IGUAÇU	1332
Água Vermelha	CESP	GRANDE	1380
Jupia	CESP	PARANÁ	1414
Marimbondo	FURNAS	GRANDE	1488
Itaparica	CHESF	SÃO FRANCISCO	1500
Foz do Areia	COPEL	IGUAÇU	1676
São Simão	CEMIG	PARANAIBA	1710
Itumbiara	FURNAS	PARANAIBA	2280
Paulo Afonso	CHESF	SÃO FRANCISCO	2460
Xingó (*)	CHESF	SÃO FRANCISCO	3000
Ilha Solteira	CESP	PARANÁ	3240
Tucuruí	ELETRONORTE	TOCANTINS	4200
Itaipú	ITAIPÚ	PARANÁ	12600

* Podendo se expandir a 5.000 MW

Vale registrar que a UHE de Tucuruí deverá ter sua capacidade dobrada com a execução de sua 2ª etapa, cogitada para o início do próximo século.

Note-se que Itaipú, construída pelo Brasil e Paraguai, tem sua potência total contabilizada em duas partes iguais (6.300 MW) para cada um dos dois países.

Uma magnífica imagem dessa UHE é, a seguir, registrada:



Figura 3 – Itaipú – 12600 MW

A eleição dos melhores (e/ou maiores) aproveitamentos resultou de estudos de inventário, seguidos da análise de viabilidade, a partir de um grande projeto realizado após a constituição da ELETROBRÁS, em 11/06/1962. Registra-se que o documento legal de sua criação data de abril de 1961 – Lei Nº 3.890.

Foi constituído, em 1963, um grande consórcio, formado pelas empresas de consultoria Montreal Engineering Consultant Limited e Crippen Engineering (ambas canadenses) associadas à norte-americana Gibbs & Hill. Organizou-se, assim, a Canambra Engineering Consultant Limited que, apoiada pela ONU e pelo BIRD, iniciou um complexo estudo energético da Região Centro-Sul do Brasil, com vistas ao inventário dos seus aproveitamentos hidrelétricos. Equipes compostas por técnicos do Grupo ELETROBRÁS participaram desse magnífico projeto, habilitando-se a complementa-lo com os estudos energéticos: da Região Sul (ENERSUL), concluídos em 1969; da Amazônia (ENERAM), finalizados em 1972; e da Região Nordeste (ENENORDE), terminados em 1973.

O potencial hídrico disponível para aproveitamento, em todo o Brasil ultrapassou o fabuloso montante de 260.000 MW, estando já identificados 160.000 MW em empreendimentos específicos, dos quais um percentual de 36% já se encontra em operação ou construção, com usinas disseminadas por todo o país. Restam cerca de 200.000 MW a estudar e instalar, conforme indicado na figura a seguir:

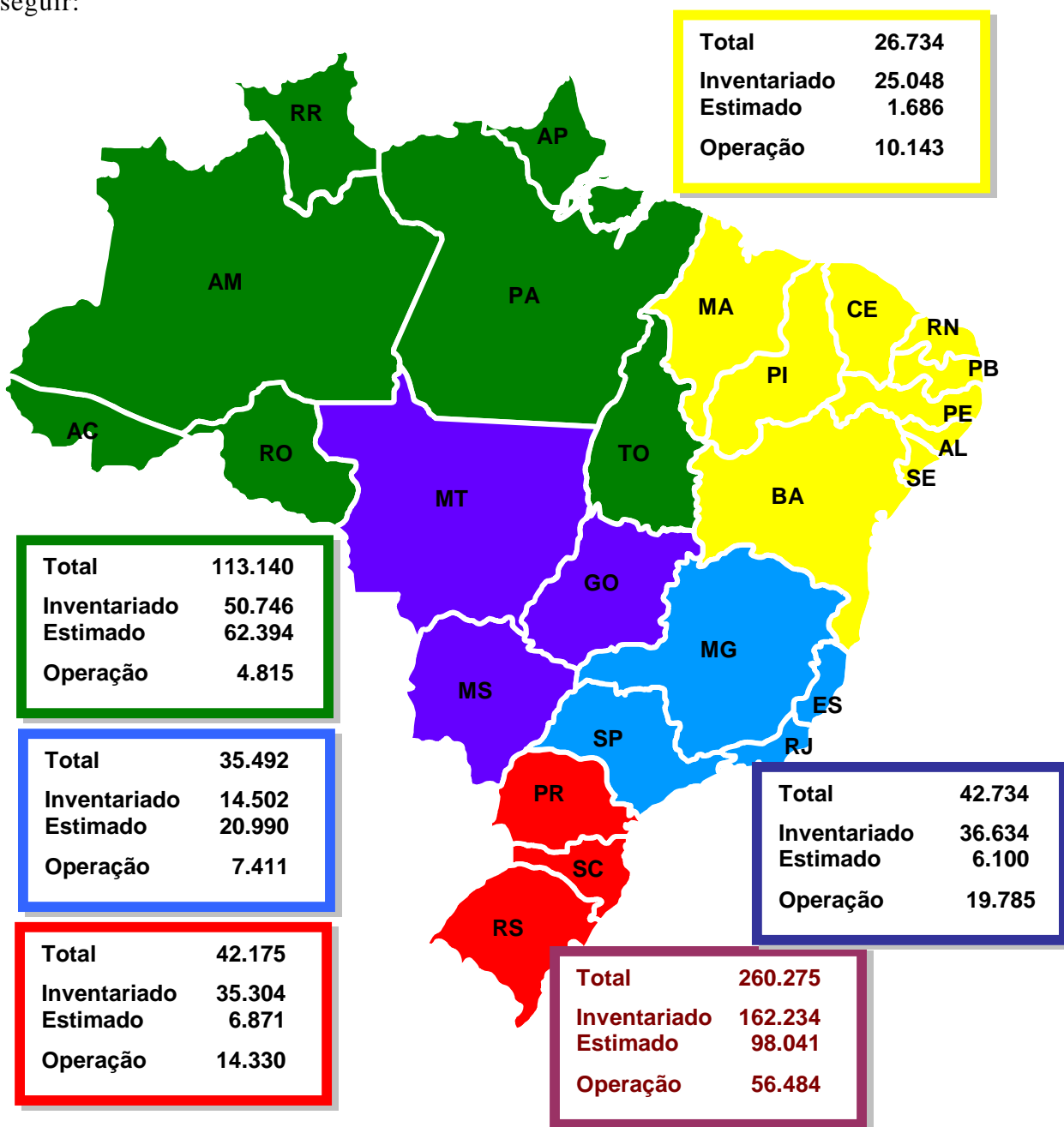


Figura 4 - Potencial Hidrelétrico por Região Geográfica

Torna-se necessário registrar que, ao longo dessas cinco décadas de acelerado desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, adquiriu-se um considerável cabedal de conhecimentos, assim como uma adequada infra-estrutura industrial e de serviços de construção e montagem, além de competência para projetar e administrar as obras que tornaram realidade esses grandes empreendimentos.

Além desse esforço, predominantemente desenvolvido no campo de hidreletricidade, o Setor Elétrico foi empenhado na instalação e operação de termelétricas, que vieram a totalizar uma capacidade de cerca de 5.000 MW.

Digno de nota é o empenho, apesar de fatores adversos de grande monta, no que diz respeito à termelétricidade de origem nuclear.

Em 1969, o governo Federal incumbiu FURNAS de construir a primeira Usina Nuclear – Angra I (657 MW). As obras se desenvolveram entre os anos de 1972 e 1985, quando nossa primeira UTN entrou em operação comercial.

Assinou-se, em 1975, um acordo de cooperação nuclear com a Alemanha, cabendo ao grupo liderado pela KWU/Siemens - além do fornecimento dos equipamentos e da transferência da tecnologia: - desenvolver os projetos, de construção de dez unidades de 1.300 MW. Foram adquiridas as duas primeiras - Angra II e Angra III- sem esquecer a inclusão de componentes de fabricação nacional.

As obras sofreram severo atraso, esperando-se que Angra II venha a entrar em operação comercial no início do ano 2000.

Pretende o governo retomar as obras de Angra III, com a possibilidade de estar concluídas no ano 2005.

Todo esse imenso projeto de desenvolvimento fundou-se em política idealizada pelo presidente Getúlio Dorneles Vargas, política esta que foi adotada e ampliada durante os governos militares.

Os elementos conjunturais, caracterizados, em passado mais recente, e situados na atualidade, são abordados a seguir.

CAPÍTULO III -

ANÁLISE DA SITUAÇÃO

3.1 – Considerações Gerais

Há que, para uma correta avaliação conjuntural, conhecer o esquema que sustentou o financiamento do modelo exitoso, adotado até 1995, e que vem sendo descontinuado dentro da atual política de governo.

A primeira fonte de recursos, utilizada pelo Governo Federal, para financiar investimentos no Setor Elétrico foi o **Imposto Único sobre o Consumo de Energia Elétrica – IUEE**. O seu único objetivo era desenvolver os sistemas de geração, de transmissão e de distribuição, beneficiando a União com a parcela de 40%; os outros 60% eram destinados aos Estados, Distrito Federal e Municípios. Incidia sobre a tarifa cobrada na fatura dos consumidores. Em 1962, com a instituição do **Empréstimo Compulsório**, o IUEE passou a ser cobrado apenas dos consumidores não atingidos pela arrecadação desse novo encargo. Finalmente, com a Constituição de 1988, o IUEE foi extinto e substituído pelo **Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS**, que passou a incidir sobre as faturas, numa faixa de 17% a 25%, beneficiando unicamente os Estados e sem vinculação específica a investimentos no Setor Elétrico. Vale registrar que, a partir dos anos 70, o IUEE vinha sendo absorvido para outros fins, não sendo aplicado, integralmente, na expansão dos sistemas elétricos.

Em agosto de 1954, logo após o suicídio de Vargas, foi criado o **Fundo Federal de Eletrificação – FFE** que passou a ser administrado pelo BNDES, visando ao financiamento das obras planejadas pelo Governo Federal.

No governo Jucelino Kubitschek, foram utilizadas fontes externas de financiamento para execução do seu “Plano de Metas – 50 anos em 5”. Destaque-se os setores da produção, inclusive de energia elétrica - metas de 1 a 5 - envolvendo 43,4% do total dos investimentos.

Os recursos privados, que já escasseavam, deveriam ser aplicados pelas empresas Light e Amforp, na expansão de instalações, conforme exigência contratual.

Dentro da política governamental de busca de auto-suficiência na produção de bens de consumo duráveis, vários bens de capital, diversas indústrias estrangeiras - como a Siemens, a Brown Boveri e a Coemsa - passaram a produzir no Brasil materiais, componentes e equipamentos de pequeno, médio e grande porte, necessários às instalações elétricas – residenciais, comerciais e industriais - incluindo grandes transformadores e geradores destinados às usinas geradoras e às subestações dos sistemas de transmissão e distribuição.

Já nessa época a participação da iniciativa privada se reduzira de forma acentuada, ainda restando empresas nacionais como a Cataguazes – Leopoldina, a Borborema, a Sulgipe, entre outras. Autoprodutoras como CSN, PETROBRÁS, Cia Nacional de Alcalis, Belgo Mineira, Cia. Docas de Santos, Votorantim, Indústrias Matarazzo e Klabin, atendiam, com recursos próprios, a operação e a ampliação de seus parques geradores.

Com a constituição da ELETROBRÁS, o BNDES deixou de administrar os recursos do FFE, passando a responsabilidade à nova empresa, que assumiu a missão de órgão de fomento, por excelência, dos projetos ligados à energia elétrica. Além do papel de “holding”, ela passaria a administrar os planos de expansão, em âmbito nacional, além de administrar os recursos não tarifários.

As empresa, estatais ou privadas, continuaram a aplicar, em suas expansões, o resultado de sua próprias arrecadações via tarifa.

Em 1971, surgiu a **Reserva Global de Reversão – RGR**. A partir de então, empréstimo e a reserva passaram a constituir a principal fonte de recursos não tarifários.

O Empréstimo Compulsório, só atingia os usuários com consumos mensais superiores a 2 MWh/mês em percentuais – que, gradualmente reduzidos, tiveram aplicação sobre a tarifa fiscal.

O IUEE incidia de forma diferenciada sobre consumidores residenciais, industriais e comerciais. As alíquotas aplicadas ao setor rural eram as mais reduzidas.

A RGR era cobrada dos setores produtores de energia elétrica e o resultado de sua arrecadação era depositado no **Fundo de Financiamento do Setor Elétrico - FINEL**, administrado pela ELETROBRÁS. Inicialmente representava uma alíquota de 2,5% incidente sobre a rubrica: Ativos Fixos em Operação. Destinava-se à manutenção, encampação e reversão das concessionárias, sendo incluída no custo de seus serviços. Influiria, assim, de forma indireta na tarifa cobrada ao consumidor.

Com o fim das encampações e não ocorrendo reversões, o FINEL passou ser aplicado, efetivamente, no financiamento das novas instalações. Na realidade construíram-se usinas e redes de transmissão do mesmo porte daquelas que, teoricamente, viessem a ser encampadas ou revertidas à União. Em lugar, por exemplo, de uma UHE de Cubatão (Light), construía-se uma de igual porte (900 MW) e/ou investimento equivalente.

O FINEL, na realidade foi um instrumento importante, pois revertia em benefício das próprias concessionárias, públicas ou privadas, que recebiam financiamentos, concedidos pela ELETROBRÁS, para desenvolverem seus programas de expansão.

Infelizmente, essa fonte financiadora foi sendo mutilada, sucessivamente, segundo políticas de governos, ao longo dos anos, particularmente nas décadas de 80 e 90. Sua alíquota caiu a 0,5% e passou a representar uma disponibilidade de apenas US\$ 500 milhões/ano. Essas políticas decorreram de análise e interpretações de outra realidade econômica.

A ANEEL, órgão recém - criado para regular o Setor Elétrico, promete extinguir a RGR, tomando uma posição que, preponderantemente, é suicida, visto que parte de sua arrecadação destina-se à sua própria sustentação. Desse modo, perderia o poder suficiente para participar, com eficácia, do processo regulador e fiscalizador.

O financiamento externo realizava-se com sucesso até o fim da década dos anos setenta. Os juros cobrados das fontes financeiras internacionais, essencialmente do BID e BIRD, eram baixos, matizados e importantes na formulação do conceito de novos princípios, associados à ação do processo decisório, para as perspectivas futuras. Os juros internos, igualmente, não eram elevados e os níveis inflacionários eram reduzidos. As fontes principais - IUEE, Empréstimo Compulsório e RGR - eram suficientes, possibilitando realização de um programa excepcional de expansão, o que veio a manter o "boom" industrial e o desenvolvimento infra-estrutural, caracterizado pelas políticas e estratégias dos primeiros governos militares.

Em 1974, com o decreto-Lei nº 1.383/74, adotou-se a equalização tarifária. Buscou-se dessa maneira sustentar uma política de igualdade de tratamento aos consumidores brasileiros em todo o território nacional. As regiões cujas fontes energéticas eram onerosas, em decorrência dos combustíveis lá usados, da origem fóssil (carvão ou óleo), tiveram que ser subsidiadas pelas demais regiões beneficiadas pela energia de origem hidráulica - fonte renovável a custo praticamente nulo.

Com vistas à consecução de tal objetivo, criou-se (em 1975). A **RESERVA GLOBAL DE GARANTIA - RGG**.

Em consequência, todas as concessionárias passaram a contribuir com 2% sobre o patrimônio immobilizado.

Assim, em detrimento das empresas rentáveis, assegurava-se a remuneração mínima (de 10%) sobre o ativo de todas as empresas, qualquer que fosse o resultado individual da receita versus despesa. Afim de evitar exageros na aplicação desse modelo de subsídios, as contas das concessionárias eram controladas pelo DNAEE, órgão encarregado de gerir aquele fundo - RGG.

Tal política, obviamente de grande alcance social - requisito essencial - gerou reações dentro do pacto federativo, caracterizando-se como um dos principais fatores adversos vividos pelo Setor Elétrico Brasileiro.

Registre-se que, a partir de 1971 a Lei nº 5.655, (que havia criado a **RGR**), procurava (a critério do poder concedente) assegurar às concessionárias a remuneração legal: mínima de 10% a.a. e máxima de 12% a.a.

A legislação estabelecia que a diferença de remuneração - entre aquela resultante da aplicação do valor percentual, aprovado pelo Poder Concedente, e a efetivamente verificada - seria registrada pela concessionária na **Conta dos Resultados a Compensar - CRC**.

Refletia o sentido de que uma empresa com $R < 10\%$, seria creditada em $(10\% - R)I$, sendo I o valor do seu ativo imobilizado e R sua remuneração. Quando R fosse superior a 12% a empresa, em causa, deveria depositar $(R - 12\%) I$ em conta vinculada, no Banco do Brasil, a débito do Fundo de Compensação de Resultados¹. Tal conta só poderia ser movimentada a critério do **DNAEE**.

A CRC ficou sem movimentação durante longo período, enquanto a economia permaneceu estabilizada.

Com o agravamento da crise econômica, no início da década dos anos 80, a base tarifária ficou aviltada. O Governo fixava tarifas defasadas dos efeitos inflacionários. As Concessionárias, além de terem suas fontes de recursos abalados, foram prejudicadas com a retração de seus financiadores internacionais - BID e BIRD - significativamente após a moratória mexicana de 1982. Buscando, também, transmitir uma imagem de austeridade, com a alegação de não querer onerar os consumidores em geral, os governantes insistiram em manter as tarifas reduzidas. Com isto a remuneração dos ativos das empresas reduziu-se a cerca de 4% de seus ativos imobilizados. Em contrapartida foram autorizadas a contabilizar, em seus balanços, os imaginários créditos de CRC, como “realizável a longo prazo”.

Iniciou-se assim um violento processo de descapitalização do Setor Elétrico.

¹ Com o Decreto Legislativo nº35 (13/06/89), foi criada a Reserva Nacional de Remuneração-RENCOR, para a qual seriam dirigidos os créditos relativos à CRC.

A razão dessa estratégia fez com que, na realidade, os consumidores e, mais injustamente, os poderosos setores industriais passassem a ser subsidiados. Evidencie-se que a União responsabilizava-se pela cobertura de déficits - algo que não poderia realizar - gerando um “buraco” de quase US\$ 26 bilhões, ao longo da década dos anos 80. Qual a maneira de recuperar este saldo negativo? Onerando, no futuro, as tarifas dos consumidores? Arrecadando recursos compensatórios via novos impostos ou taxas?

Um processo de rebeldia passou a se instalar no âmbito das empresas superavitárias, notadamente as estatais estaduais como a CESP, que deixaram de recolher o excesso de remuneração sobre o limite legal de 12%.

Em 1986, o Governo de São Paulo recusou-se formalmente a contribuir para a CRC, insurgindo-se de certa forma, contra o Governo Federal. O exemplo foi seguido pelos demais governantes estaduais que alegaram reter suas contribuições para assegurar suas obrigações contratuais, com vistas à manutenção e expansão de seus sistemas elétricos. A reação do presidente José Sarney revelou-se tímida. Deixou de exercer o direito de intervenção federal sobre as empresas rebeldes.

Os efeitos foram óbvios. A situação só se regularizou no governo do presidente Itamar Franco, que, apoiado na Lei nº 8.631 (04/03/1993), promoveu o acerto de contas com as concessionárias, creditando-lhes os saldos das CRC. De qualquer sorte a conta foi, como sempre, repassada ao consumidor.

O patamar máximo de 12% deixou de existir, sendo adotada, em seu lugar, a **taxa média de remuneração das empresas**, alguma coisa de difícil compreensão e aplicação.

O esquema que era simples e eficaz, inicialmente, tornou-se complicado com alterações no mecanismo da equalização tarifária, graças à introdução da modalidade de “tarifa pelo custo marginal” a partir do Decreto nº 1.872 de 21/02/1981.

Constata-se, assim, que a descapitalização violenta resultou da pusilaminidade dos governos, e da demagogia resultante da contenção de tarifa. Novo abalo ocorreu na elaboração da Constituição de 1988, que veio a abolir o IUEE, com a criação do ICMS. Os governos estaduais, foram beneficiados, não assumindo qualquer compromisso com a destinação do recursos para ampliação dos seus próprios sistemas.

Verificou-se conseqüentemente, uma sensível redução dos investimentos, em particular, no campo da geração, como é registrado no quadro que se segue, sendo de destacar o período 1983-1986.

**Investimentos das Empresas de Energia Elétrica
US\$ bilhões correntes**

Ano	Geração	Transmissão	Distribuição	Instalações Gerais	Total
1980	2,8	1,1	0,5	0,1	4,5
1981	3,6	1,3	0,6	0,2	5,7
1982	4,0	1,2	0,7	0,2	6,1
1983	2,3	0,8	0,4	0,1	3,7
1984	1,9	0,8	0,5	0,1	3,3
1985	1,9	0,9	0,7	0,2	3,6
1986	1,9	0,9	0,6	0,3	3,8
1987	3,2	1,7	0,7	0,4	6,0
1988	3,2	1,6	0,6	0,4	5,8
1989	4,1	1,2	0,8	0,3	6,4
1990	3,5	1,1	1,1	0,4	6,1
1991	3,4	1,0	0,7	0,3	5,3
1992	2,7	0,9	1,0	0,4	4,9
1993	2,5	0,8	0,9	0,3	4,6
1994	2,7	0,6	0,9	0,5	4,7
1995	1,9	0,6	1,2	0,3	4,1
1996	2,7	0,7	1,4	0,3	5,1
1997	3,1	1,4	1,3	0,4	6,2
1998	3,0	2,1	2,1	0,3	7,6

De 1987 a 1991, ocorreu uma ligeira recuperação, devida ao final de motorização da UHE de Itaipú. De 1992 a 1995 o declínio voltou a ser desastroso, sendo investido, quase exclusivamente, o necessário à construção da UHE de Xingó.

A partir de 1996 observa-se um incremento com a retomada de obras paralisadas, como as da UHE de Serra da Mesa, UHE de Corumbá de Goiás, UHE de Três Irmãos, UHE de Porto Caxias, UHE de Porto Primavera, UHE de Canoas entre outros empreendimentos menores, além da conclusão da UTE de Jorge Lacerda IV.

Os altos investimentos na transmissão de energia, retomados em 1997, são devidos à construção da Linha Norte-Sul. Refere-se ao projeto incluído no Plano “Brasil em Ação”, considerado como o “carro chefe” da campanha da reeleição do Presidente Fernando Henrique Cardoso. Também cabe registrar a retomada da construção do Circuito III de 750 KV - Foz do Iguaçu/Ivaiporã/Tijuco Preto uma obra que estava há muito tempo paralisada. Os “apagões”, registrados nesses últimos anos, forçaram o Governo a tomar tal iniciativa, dentro de um cômputo de inadiáveis providências necessárias a assegurar, razoavelmente, a estabilidade da interligação dos sistemas de transmissão das Região Sul-Sudeste.

Pelo exposto, parece, por outro lado, ser bem compreensível a razão pela qual rompeu-se o equilíbrio autosustentado dos investimentos no Setor Elétrico. Não se trata da impossibilidade do Estado investir, visto que, mantendo o antigo modelo de expansão, deveríamos alcançar nossos objetivos, apoiados na perspectiva da remuneração tarifária.

Por ambição política, interesses não confessados, anomia, ou pressões internacionais, tornou-se possível manipular a opinião pública, sendo alegados os paradigmas fortuitos de que a falência do Estado e o corporativismo, vigente nas empresas estatais, seriam os principais responsáveis pela descontinuidade do processo. Hipóteses vulneráveis e disfarçadas!

Procurou-se, então, apresentar a privatização do Setor Elétrico como saída salvadora para o impasse, ao mesmo tempo que, em seu apoio, impunha-se a necessidade de reformulação política e estratégica, sem utopia.

3.2 - Novo Modelo Estratégico em Implantação.

Desde 1987, por iniciativa do próprio Setor Elétrico, e com grande incentivo da ELETROBRÁS, buscou-se uma revisão institucional, que viesse a racionalizar as ações desenvolvidas pelos seus agentes, federais, estaduais, municipais e intervenção da própria iniciativa privada.

Criou-se uma Comissão responsável pela Revisão Institucional - REVISE, que, analisando os aspectos ligados aos investimentos, à operação do sistema, às questões econômicas, às questões jurídicas, à questão federativa, entre outros, formulasse um novo tipo de modelo harmônico e compatível com a operacionalidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Ressentiam-se as empresas estatais estaduais do excessivo poder de mando da ELETROBRÁS que, administrando as duas entidades mais importantes de coordenação setorial - o GCOI e o GCPS, agia de forma discricionária. Vindo em apoio àquelas empresas, aglutinaram-se as concessionárias privadas, colocada em destaque a Cia de Força e Luz Cataguases - Leopoldina. FURNAS e CHESF também, sem participação de solidariedade com a “holding”, buscando maior autonomia e, obviamente, visando a aumentar o poder de barganha, principalmente quanto ao planejamento setorial e a priorização dos seus próprios projetos, apoiaram as demais concessionárias.

Registre-se que o **GCOI- Grupo Coordenador de Operação Interligada**, criado em 1973, objetivava o uso racional das instalações de geração e de transmissão dos sistemas interligados das regiões Sudeste e Sul. Funcionava, sobretudo, à base de diversos comitês colegiados, todos coordenados pela ELETROBRÁS. Interesses não desprezíveis de contratos, firmados pelas empresas regionais e relativos ao fornecimento de energia a grandes consumidores - envolvendo fornecimento de energia firme, secundária, interruptível e até mesmo energia termelétrica subsidiada através da **Conta de Consumo de Combustíveis/CCC** - sempre estiveram em jogo. A CCC é uma conta para a qual contribuem todas as geradoras, visando a permitir que as termelétricas possam ser competitivas com as hidrelétricas. Socorrendo-se dessa conta as UTE's ficam desoneradas do custo do combustível que consomem.

É óbvio que, devendo ser otimizada a utilização dos reservatórios das diferentes usinas interligadas, a operação do sistema somente podia ser harmonizada pela atuação de um órgão centralizador como o GCOI. Atuando a base do poder que lhe fora conferido, efetivava os seus intentos, independentemente de interesses particulares de cada geradora, no que concerne à venda das parcelas de energia marginal e/ou interruptível.

Nenhuma empresa sente-se plenamente satisfeita se - em detrimento dos seus interesses individuais - a complementação térmica programada para otimização operacional, se torne onerosa, pois contribuindo, obrigatoriamente, para o pagamento do combustível - carvão, óleo ou gás - consumido pelas suas competidoras, deixariam de comercializar a sua disponibilidade energética de origem hídrica.

Essa situação estará sempre presente, qualquer que seja o regime operacional adotado, conforme o modelo anterior, ou segundo o modelo em implantação que será analisado adiante. Do ponto de vista de que quanto mais interligados os sistemas - hoje abrangendo as regiões sul/sudeste/centro-oeste/norte/nordeste - mais complexa será a coerência da administração de interesses, nitidamente conflitantes, torna-se necessária a existência de um poder decisório.

Anteriormente a essa ampla interligação, já se tornara necessária a criação do **Comitê Coordenador das Operações Norte e Nordeste - CCON** e do **Grupo Técnico Operacional da Região Norte-GTON**, este último como responsável pelos programas de manutenção e operação de unidades geradoras de Sistemas Isolados.

A maior queixa das concessionárias estaduais - CEE, COPEL, CESP e CEMIG - remonta à decisão governamental de priorizar o projeto de Itaipú, obrigando aquelas concessionárias a adquirir energia da empresa binacional, através dois poderosos sistemas de transmissão: um deles com dois circuitos em C.C. (+-600 KV) e um outro com dois circuitos em CA - 750 KV. Realiza-se hoje a ampliação com um terceiro circuito CA.

A grande concentração de recursos para a consecução desse empreendimento - absorvendo grande parte das disponibilidades do FFE e do FINEL - afetou a programação de investimentos daquelas concessionárias estaduais, interessadas na expansão de seu próprios parques geradores.

A criação do GCOI, concomitantemente com a decisão política de construir a UHE de Itaipú, resultou de uma Política Governamental, derivada de um Objetivo Nacional Permanente. Estava, também, em jogo uma legítima intervenção representativa da Política de Relações Internacionais.

Considerando que, dentro de uma Federação, tais decisões não são tomadas sem produzir expressivas lesões aos interesses do Estado Federados, era previsível uma forte reação.

Com o agravamento desses conflitos, o Governo decidiu criar, em 21/11/1982, o **GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico**. Cumpre registrar que esse grupo já atuava, informalmente, desde 1980.

Trata-se de um órgão colegiado com a participação de todas as concessionárias – e sob a coordenação da ELETROBRÁS - que tem em vista a racionalização e o planejamento integral do Setor.

Planos amplos, envolvendo um horizonte de vinte anos, vem sendo realizados e atualizados, desde então. A cada ano elaborava-se um Plano Decenal, mais preciso, definindo de forma bastante clara os empreendimentos a serem realizados. Até recentemente, o Plano Decenal era enviado à análise do MME, que o encaminhava à Presidência da República para a necessária aprovação, transformando-se, então, no Plano Nacional de Energia Elétrica - PNEE.

Em função dos conflitos, acima apontados, com a radicalização do processo em desenvolvimento, desencadeou-se um clima desagregador durante a realização do projeto de revisão institucional.

O então Ministro Aureliano Chaves de Mendonça, considerando não ter chegado, ainda, o momento de dar prosseguimento a modificações mais agudas, encerrou as atividades da REVISE, segundo duas vertentes definidoras a fim de atender:

- à necessidade de maior participação da iniciativa privada no Setor;
- à necessidade de reorganização institucional, integrando melhor órgãos como o DNAEE e a ELETROBRÁS;

No governo Collor cogitou-se da criação de uma empresa de transmissão: a **Empresa Nacional de Energia Elétrica - ENSE**, com o objetivo de eliminar o poder monopolístico da geração. Funcionaria nos moldes do “Grid”, já implantado na Inglaterra e em outros países, com a missão de comercializar a energia, comprando-a de todas as empresas geradoras e revendendo-as às distribuidoras, à base de uma tarifa unificada. Sem eficácia, o projeto foi descontinuado, dada à sua difícil operacionalidade.

O governo, que havia instituído, com a Lei nº 8031 de 1990, seu **PND - Plano Nacional de Desestatização**, incluiu a Light e a Escelsa no programa, com a edição do Decreto nº 572 de 22/06/92. **Estava iniciado o processo de privatização do setor.**

As vendas dessas duas primeiras empresas do grupo ELETROBRÁS renderam aos cofres públicos, respectivamente:

Escelsa	US\$0,430 bilhão
Light	US\$2,350 bilhões
Total	US\$2,780 bilhões

Acolhendo “moedas podres”, participações de fundos de pensão de empresas estatais e recursos do BNDESPAR, além de participação minoritária da própria ELETROBRÁS, havia sido consumada a venda da Light.

Note-se que tal montante em moeda estrangeira seria suficiente para pagar, tão somente, cerca de 27% dos juros anuais relativos à atual dívida externa brasileira.

Em moeda nacional e ao câmbio atual, cobriria 30 dias de juros da dívida interna mobiliária com o mercado, ou pouco mais de 15 dias de juros da dívida interna total, considerando uma taxa SELIC de 2% ao mês.

Tratou-se de excelente negócio para os compradores, visto que o capital investido será resgatado em 2 anos de faturamento da Light, na certeza de um ingresso “cash”, em seus cofres, superior a US\$ 100 milhões mensais.

Seguiu-se um intenso programa de privatização e lá se foram algumas empresas estaduais, vendidas pelos valores a seguir:

Valor da Venda	Em US\$ bilhão equivalente
CPFL (São Paulo)	3,01
ELETROPAULO (São Paulo)	1,77
COELBA (Bahia)	1,60
CEEE (Rio Grande do Sul)	1,48
CEEE (Centro Oeste do Rio Grande do Sul)	1,37
CEMIG (Minas Geraí - Venda parcial)	1,05
CACHOEIRA DOURADA (Goiás)	0,71
COSERN (Rio Grande do Norte)	0,60
CERJ (Rio e Janeiro)	0,59
ENERSUL (Mato Grosso do Sul)	0,57
ENERGIPE (Sergipe)	0,52
CEMAT (Mato Grosso)	0,35

Os recursos, num total de US\$ 13.620 bilhões, mesmo que auferidos em moeda estrangeira, dariam, se muito, para pagar um pouco mais dos juros anuais relativos à dívida externa brasileira.

Que bela subserviência econômica!

Em moeda nacional cobririam - ao cambio atual - cerca de 3 meses de juros de nossa dívida mobiliária interna.

Na realidade esses feitos seriam impossíveis, visto que os próprios estados encarregaram-se de dar destinos, pouco divulgados, aos recursos auferidos. É exemplar o caso do Rio Grande do Norte, cuja duvidosa aplicação dos US\$ 600 milhões, resultantes de venda COSERN, foi contestada de forma assustadora e escandalosa na imprensa nacional.

Perdeu o consumidor pela má qualidade dos serviços de energia elétrica, que passaram a ser prestados, pelo constante aumento tarifário, permitido pelo órgão

concedente, contrariamente às promessas veiculadas pelo PND: melhoria de atendimento e redução de custos para o usuário.

Bela utopia, ambigüidade e disfarce!

Nada disso teria acontecido se fosse realizado um processo de participação da iniciativa privada, como o iniciado com a publicação do Decreto 915 de 06/09/1993. Era autorizada a formação de consórcios para geração de energia elétrica. Concedeu-se às empresas privadas, o direito de explorar, em consórcio com as empresas estatais, novas instalações de geração hidrelétrica, reduzindo-se a participação estatal de forma gradual e racional. **Crenças que dariam ao processo grande vitalidade!**

Vale registrar, pelo exposto anteriormente, que (ao contrário do que se divulga pela mídia), em nenhuma ocasião existiu, no Brasil, o monopólio estatal da geração, da transmissão e da distribuição de energia elétrica. **Verdade histórica abandonada!**

Várias iniciativas foram tomadas, ao longo dos últimos anos, visando àquela abertura gradual, como a seguir relatado.

Em 22/12/1993 criou-se, com o Decreto nº1.009, o **Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL**. Esse sistema, administrado pela ELETROBRÁS, facultava acesso às diversas empresas de geração, mediante pagamento de “pedágio” pela virtual circulação de energia na rede básica de transmissão. Permitia-se, assim, que empresa geradoras, de diferentes regiões do País, pudessem vender - também virtualmente - a própria energia produzida a consumidores distantes, utilizando meios de transmissão que, na realidade, constituíam-se em “monopólios naturais”.

Infelizmente o processo não vingou, diante da recusa das empresas estaduais - como CEMIG, CESP e COPEL, entre outras - em associar-se ao projeto, permitindo a virtual passagem de energia, produzida por seus concorrentes, pelas suas linhas de transmissão.

Não tendo vivificado a idéia da ENSE nem a do SINTREL, a solução para a competição entre geradoras ficou prejudicada.

A legislação em vigor, na época, não assegurava a outorga de concessão, seja para produtores autônomos seja para produtores independentes. O Decreto nº 915 definiu, de forma objetiva, a modalidade de associação entre as concessionárias estatais e produtores autônomos, sendo direcionado à produção de hidroeletricidade. Nada se explicitou quanto às termelétricas.

Visando regular - de forma ampla - as concessões para prestação de serviços públicos, foi aprovada pelo Congresso Nacional a Lei nº 8.987 de 13/02/1995. Tratava-se de Lei Complementar ao Artigo 175 da Constituição Federal.

Em seu artigo 3º, incisos II e III, ficou estabelecido que “a delegação da prestação de serviço, precedido de obra ou não, será efetivada pelo Poder Concedente - União, Estado, Distrito Federal ou Município - **sempre mediante licitação**”.

Estava regulamentado o regime da concorrência com o propósito de outorga a concessões. Empresas públicas ou privadas poderiam se habilitar às outorgas, submetendo-se a amplo concurso público.

Por ser mais complexo, o sistema envolvendo a geração, a transmissão e a comercialização da energia elétrica, requeria a elaboração de uma legislação mais específica como efetivamente veio a ocorrer.

O Decreto nº 1503 de 25/05/1995 definiu, mais claramente, a política privatizante do Governo Fernando Henrique Cardoso, ficando incluídas no PND: ELETROBRÁS, FURNAS, ELETRONORTE, ELETROSUL e CHESF.

Acolhida-se uma opção pela retirada do Estado do Setor Elétrico Brasileiro, embora de forma gradual, porém definitiva. A iniciativa privada deveria assumir os encargos da geração e distribuição de energia elétrica. A ela caberia, também, a manutenção do acervo operativo, bem como sua ampliação, com vistas ao atendimento dos requisitos do consumo.

Com a descontinuidade da estrutura vigente, caberia substituí-la por um novo modelo, sendo impostas profundas alterações institucionais patrimoniais e legais.

Em 07/07/1995 foi promulgada a Lei nº 9074, que estabelecia normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviço públicos e dava outras providências.

Merece destaque nesse diploma legal:

“Artigo 1º: Sujeitam-se ao regime de concessão ou, quando couber, permissão:
V - exploração de obras ou serviços federais de barragens, contenções, eclusas, diques e irrigações procedidas ou não de execução de obras públicas.

“Artigo 3º: Na aplicação dos artigos 42,43 e 44 da Lei 8987, de 1995, serão observadas pelo poder concedente as seguintes determinações:

IV - atendimento abrangente do mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional inclusive as rurais.”

Capítulo II – Dos Serviços de Energia Elétrica

Com riqueza de detalhes nas seções I e II, abrangendo 21 artigos, é tratada a prestação desses serviços, incluindo os relativos à geração termelétrica. Quanto à geração hidrelétrica, é exigido - nos parágrafos 2º e 3º do Artigo 4 – que a condição básica para licitação deverá ser o enquadramento do projeto como “aproveitamento ótimo”.

Da mesma forma, é tratada a questão do **Produtor Independente da Energia Elétrica**.

No artigo 11º são definidos os requisitos básicos para a habilitação de “pessoas jurídicas 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”. O Artigo 14º versa sobre a concessão para exploração das linhas de transmissão de interesse restrito aos aproveitamentos de produção independente.

São definidas as opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores, consubstanciadas nos artigos 15º e 16º (Seção II).

Da Seção IV, que trata “Das Instalações de Transmissão e Consórcios de Geração”, ressalte-se o registro, referente à transmissão. É definida a rede básica, cujas

regras imperativas devem ser estipuladas por **agentes da União** e dirigidas para a otimização dos **recursos eletro energéticos existentes ou futuros**.

Certamente o legislador, refletindo sobre a condição de **monopólio natural** de transmissão e considerada a recente criação e regulamentação do SINTREL (Lei nº1009 e Portaria 337/94 de 22/04/94), preocupou-se com um agudo problema ainda não totalmente resolvido. Era importante assegurar um adequado elo de conexão entre os produtores e os distribuidores, que estariam envolvidos numa difícil processo competitivo. Estipulou e definiu a atuação dos consórcios de geração de energia elétrica, que poderão ser organizados: para seu uso exclusivo (autoprodutores), para produção independente, **ou para ambas atividades associadas**.

A Seção V é dedicada à Prorrogação das Concessões Atuais, visando (obviamente), a solução de continuidade que poderia ocorrer na transição entre o modelo vigente e o novo modelo a implantar. O Capítulo II, aborda a **Reestruturação dos Serviços Públicos Concedidos**.

Ao tratar de **reestruturação**, fixa as bases para a **desestruturação** do sistema vigente. Logo no seu artigo nº 26 (Incisos I e II), determina que a União fica autorizada a:

“I - promover cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias das concessionárias de serviços públicos sob o seu controle direto ou indireto;

II - aprovar cisões, fusões e transferências de concessões, estas últimas nos termos do artigo 27 da Lei nº 8987 de 1995”.

Advém, naquele artigo definidor, que a transferência de concessão ou do controle societário da concessionária, sem prévia anuência do poder concedente, implicará caducidade da concessão.

Por outro lado o objetivo do governo, sendo a transferência para a iniciativa privada do patrimônio público, bem como o direito de explorá-lo, havia que buscar um amparo legal legitimador.

Com efeito, os Artigos nºs 27/28/29 e 30, que completam o Capítulo III, são dedicados às privatizações previstas no PND.

A Lei nº 9074, é encerrada com o Capítulo IV com as “Disposições Finais”.

São estipulados alguns dispositivos importantes:

“Artigo 32 - É facultada a participação das empresas estaduais no processo licitatório, sendo estabelecidas condições restritivas”;

“Artigo 35 - É assegurado o direito a novos benefícios tarifários pelo poder concedente de forma a preservar o equilíbrio econômico financeiro do contrato”;

“Artigo 36 - É facultada a participação, mediante convênio de cooperação, dos Estados e do Distrito Federal na fiscalização e controle dos serviços prestados no respectivos territórios”.

Com o fim de regulamentar pontos de grande relevância, peculiares ao Setor Elétrico Brasileiro, essa Lei criou as efetivas bases para o Governo desencadear a sua política privatista, incrementando maior sustentação ao PND.

Ainda em 1995, com o Decreto 1717 de 24/11, estabeleceram-se normas para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos.

O ano seguinte –1996 - caracterizou-se como o marco inicial para as efetivas providências governamentais, explicitando a institucionalização do novo modelo estrutural do Setor Elétrico.

Em meados daquele ano, o MME e a ELETROBRÁS selecionaram um Consórcio para a realização do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

O edital determinador da licitação, então realizada, trazia condicionantes realmente curiosas como **a proibição de firmas de consultoria brasileira exercerem a liderança do grupo**. Os nossos técnicos poderiam participar, na condição de colaboradores, como efetivamente ocorreu com a participação da Main Engenharia S.A., da Engevix Engenharia S/C Ltda. e do escritório de advocacia Ulhôa Canto, Rezende e Guerra.

Os trabalhos, efetivamente, foram conduzidos pelas firmas:

Coopers & Lybrand Consultores Ltda; Latham & Walkins; ambas inglesas

Como sub-contratantes participaram:

Rust Kennedy & Donkin Limited;

Power & Water Systems Consultants Limited; do mesmo país.

Acreditava-se que, com a experiência relativa à privatização do Setor Elétrico daquele país, o projeto teria sucesso garantido, o que parece ser bastante discutível.

Acontece que as características do sistema lá implantado (de natureza basicamente térmica), a extensão territorial coberta, os recursos econômicos disponíveis e a cultura totalmente diferente não aconselhavam a adoção desse paradigma.

Sabia-se que o processo inglês resultara de laboriosa concepção e de difícil implantação, completando um ciclo superior a 9 anos.

Sabia-se, também, que os resultados lá alcançados não eram tão animadores. **Deixavam um secreto temor, numa secreta expectativa...**

Vale registrar que o processo só envolveu a Inglaterra e o País de Gales, ficando de fora a Escócia e a Irlanda. Anteriormente à privatização o sistema era centralizado no CEGB – Central Electricity Generating Board.

Com a privatização, a geração - sendo basicamente termelétrica - foi dividida entre dois grupos: National Power and Powergen (combustíveis fósseis) e Nuclear Electric National Power and Powergen (combustível nuclear). Concomitantemente aparecerem Produtores Independentes. Criou-se o National Grid para atender à transmissão (alta tensão), que constituiu-se, efetivamente, em dezembro de 1995.

Seqüencialmente surgiram 12 empresas de distribuição agrupadas em Companhas Regionais de Eletricidade, sendo criado um “Pool” para intermediar a compra de energia às geradoras e venda às distribuidoras.

Uma Diretoria Geral para suprimentos de Energia (DGES) regularia a operação conjunta daqueles agentes, visando a assegurar o correto atendimento da

demanda, bem como a adequada competitividade. Além da capacidade de financiamento dos empreendimentos, também deveria estar atenta a manifestações monopolistas.

A partir de 1996, surgiram tentativas para verticalização dos sistema através fusões entre geradoras e distribuidoras. **Estaria se caracterizando uma tendência ao restabelecimento do monopólio?**

Houve uma evidente glorificação do modelo inglês, obedecendo à mentalidade brasileira de colônia, segundo a qual aquilo que vem do 1º Mundo é bom para nós.

Talvez tenha sido essa a razão que levou o Governo a alienar os brasileiros, quando da elaboração de seu próprio modelo para o novo Setor Elétrico. **Parece que essa iniciativa poderá conduzir-nos a um desastre no futuro.**

A Coopers & Lybrand, baseou-se no Termo de Referência estabelecido pela Secretaria de Energia do MME, englobando as seguintes normas genéricas:

- “a) o projeto dos novos arranjos mercantis para o setor, abarcando a compra e venda de energia em grosso, acesso às redes de transmissão e distribuição e mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor, especialmente no que se refere ao desenvolvimento ótimo de novos potenciais hidrelétricos;
- b) as medidas jurídicas e regulamentares necessárias para permitir a reforma do setor inclusive ajustes ao quadro jurídico e regulamentar existente referente a concessões, regulamentação econômica de monopólios naturais, regulamentação para facilitar a concorrência e padrões técnicos e de atendimento ao cliente;
- c) mudanças institucionais necessárias no governo e no setor para complementar os arranjos mercantis e o quadro regulamentar propostos. Essas mudanças incluem mudança do foco de responsabilidades ao nível do Ministério, estabelecimento de um

Órgãos Regulador Independente (a ANEEL), revisões do papel da Eletrobrás e mudanças estruturais das empresas do setor;

d) trabalho sobre financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.”

Daí organizou-se, pelo MME, diversos grupos integrados por técnicos da empresas estatais federais, estaduais e de empresas privadas.

Os consultores elaboraram trinta e quatro questões-chave que foram debatidas sob a supervisão da Secretaria de Energia do MME.

Foi elaborado um Modelo Mercantil - Mercado Atacadista de Energia (MAE), cuja estrutura é sintetizada na figura abaixo:

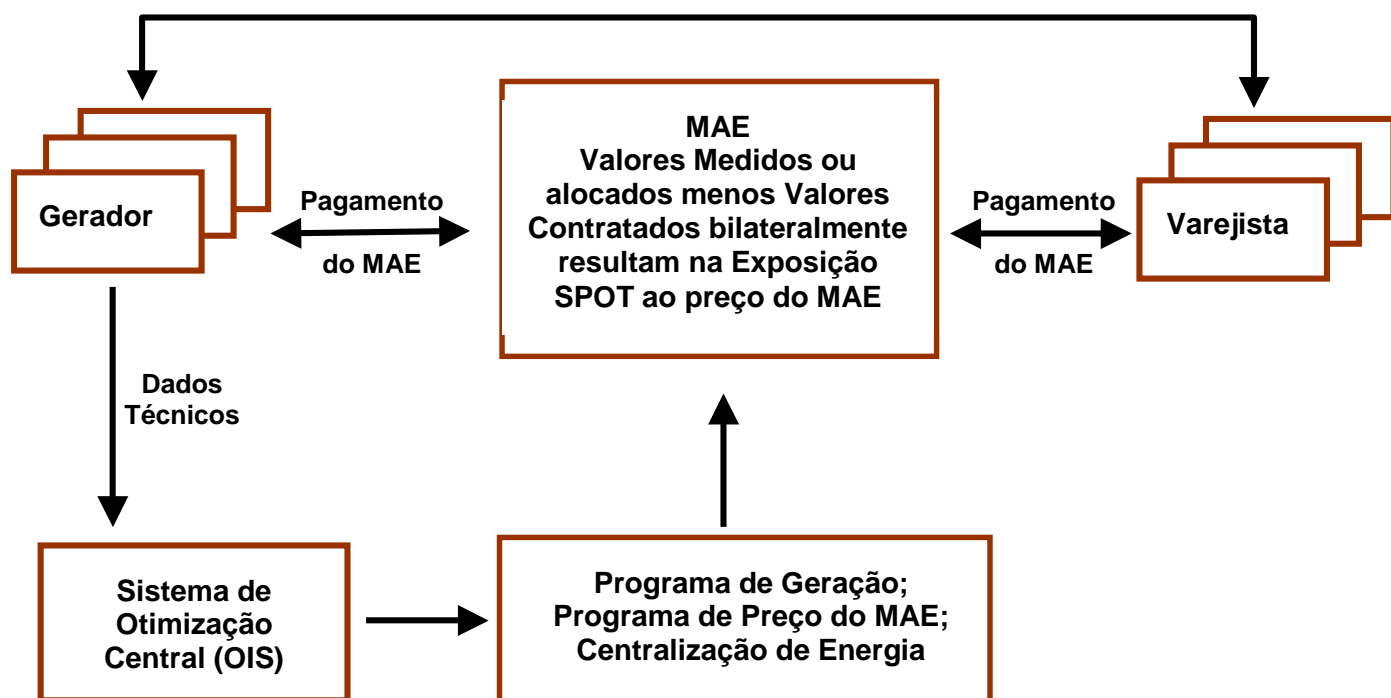


Figura 5 - Pagamento de Contratos Bilaterais

Para operacionalizar tal modelo, deveria ser criada uma entidade, não governamental, o Operador Independente do Sistema – OIS, que deveria se responsabilizar pelo planejamento operacional, programação e despacho. Esse operador estaria igualmente

encarregado de calcular o preço “spot”, representando o custo marginal, como resultado do equilíbrio entre oferta e demanda.

As empresas geradoras e distribuidoras negociariam a maior parte da energia submetidas a contratos bilaterais, especificando o preço e o volume contratados durante sua vigência.

Textualmente era proposto pela Coopers: “O objetivo destes contratos será o de proteger as partes contra a exposição ao risco representado pela potencial volatilidade de preço “spot” da energia do MAE e não o de garantir entrega física de energia – **este é um direito dos membros do MAE**”.

Diversas outras regras foram propostas, cuja reprodução, tornaria exaustiva a leitura desse texto. Todavia torna-se oportuno destacar o seguinte:

- O Operador Independente do Setor – OIS, a serviço dos agentes do setor, seria responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho, constituindo-se, em lugar do GCOI, no elemento básico para a operação interligada. Deveria dar suporte ao MAE, que reuniria todos os geradores com capacidade instalada acima de 50 MW e todos os varejistas com faturamento anual acima de 100 GWh, “sem esquecer dos consumidores livres, que firmarão o contrato do MAE (CHAE)”, o qual, salvo melhor juízo, se constituirá num verdadeiro Cartel, retirando praticamente todas as atribuições de Diretoria de Operação de Sistemas da ELETROBRÁS².
- Os contratos iniciais, seriam assinados entre geradores e empresas D/V (distribuição/varejo) com vigência básica de 15 anos, a preços médios dos atuais suprimentos, excluídos os custos da transmissão a serem pagos, separadamente, por distribuidores e varejistas. Para facilitar o processo de privatização estariam previstos reajustes, inclusive indexação. Evidentemente os consumidores seriam penalizados, contrariamente ao preconizado no Plano Real;

² Essa diretoria foi efetivamente extinta em 16/08/1999.

- Furnas seria excluída dos contratos relativos à energia nuclear e da condição de intermediária no fornecimento da energia gerada em Itaipú. Seria criado um Agente de Produção de Itaipú – API que, inicialmente durante cinco anos, venderia a energia gerada pela empresa binacional, pelo menor custo de aquisição a essa entidade;
- Foi prevista a eliminação de parcela da CCC que subsidia a geração termelétrica nos sistemas interligados existentes³.

Quanto ao planejamento do Setor Elétrico, foi proposto que sua realização deveria ser apenas indicativa por um novo órgão – o Instituto de Desenvolvimento e Prestação de Serviços de Setor Elétrico/IPSSE – de característica híbrida, com responsabilidade tanto pública quanto privada. Seria uma entidade de direito privado sem fins lucrativos e com a estrutura de gestão semelhante ao OIS. O MME, com direitos especiais de voto, deveria indicar o Presidente do Conselho e nomear um Comitê de Planejamento, composto pelas concessionárias de D/V e pelo Presidente do Fórum de Secretários Estaduais de Energia.

Ficaria sepultado o GCPS, que era coordenado pela ELETROBRÁS. O Instituto a ser criado, assumiria diversas atividades exercidas pela ELETROBRÁS, inclusive as referentes às relações internacionais, à memória da eletricidade, à biblioteca, ao relacionamento com a indústria, aos estudos de pré-viabilidade, à coordenação do COMASE, ao desenvolvimento de pequenas usinas e, finalmente, à operação do PROCEL. Da mesma forma deveria apoiar a ANEEL na licitação de concessões e coletar dados hidrológicos, assumindo, quase integralmente, as atribuições da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS⁴. A dinâmica do sistema de acordo com essa imagem, indicava que:

³ A CCC foi mantida até o ano 2003.

⁴ A Diretoria de Planejamento e Engenharia – DPE da ELETROBRÁS foi extinta em 16/08/1999. A DO e a DPE foram fundidas numa Diretoria de Engenharia – DE, sendo expressiva a exclusão do termo “Planejamento”.

- Não haveria priorização relativamente aos projetos hidrelétricos;
- O Poder Concedente, conforme expressamente recomendado no relatório dos consultores, “agindo através da ANEEL (pelo DNAEE) continuaria a selecionar normalmente os projetos, na seqüência sugerida no plano indicativo, mas investidores em potencial poderiam solicitar adoção de concessão para outros potenciais ou aqueles em seqüência diferente do programa de licitações. A meta seria, outorgar, as concessões de maneira justa e, a cima de tudo, assegurar novos investimentos por parte do setor privado, e não impor um plano específico. **Trata-se do “laissez-faire”**.

Além das citadas anteriormente, com relação ao OIS e o IPSSE, há que registrar as seguintes implicações estruturais, a saber:

Transmissão

Os seus ativos seriam separados da seguinte forma: aqueles sob tensões superiores a 230 Kv, sejam de propriedade das empresas federais sejam das estaduais, constituiriam o Sistema de Transmissão; aqueles operando sob tensões inferiores a 230 Kv, voltar-se-iam às D/V.

As atuais empresas controladas da ELETROBRÁS seriam transformadas em empresas regionais, segundo a subdivisão atual (quatro), ou duas, segundo os dois grandes sistemas interligados. Seriam designadas Transcos (Transmission Companies?), sepultando-se o natimorto SINTREL. O objetivo principal era “evitar que uma única Transco nacional pudesse contestar a autoridade do OIS”. Os agentes do setor (geradores, distribuidores e varejistas do MAE) não poderiam ser maculados.

Cada Transco firmaria um contrato com o OIS – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) - cedendo o controle operacional de seus ativos ao Operador do Sistema, em troca de um pagamento regular relacionado à disponibilidade. As Transcos continuariam a ser responsáveis pela manutenção de seus ativos.

Tratar-se-ia de um arrendamento dos ativos de empresas estatais, não cabendo ao arrendatário qualquer compromisso com a manutenção das suas instalações: Linhas de Transmissão e Subestações.

Geração

As empresas de geração – Gencos – deveriam, inicialmente, ser separadas das atuais estatais – federais e estaduais – favorecendo, obviamente, o projeto de privatização dos ativos já em operação. Assim, FURNAS e CHESF deveriam ser divididas em duas Gencos.

Para a ELETROSUL foi sugerida, simplesmente, a separação da transmissão e da geração (uma Transco e uma Genco). A ELETRONORTE seria partida em duas: Tucuruí e São Luiz. Os sistemas isolados deveriam constituir uma empresa a parte.

Distribuição e Varejo

Destacou-se, com ênfase, a divisão das atividades – distribuição e varejo – das distribuidoras, com desverticalização dessas funções, gerando contabilidades separadas, que visariam a identificação dos encargos pelo uso dos serviços. Assim seriam facilitadas as transações como varejistas de outras concessionárias, garantindo que a empresa detentora da rede não devesse atuar de maneira discriminatória, proporcionando acesso aos demais em igualdade de condições.

Arranjos Comerciais

Foram apresentadas recomendações sobre:

- Definição da transmissão e da distribuição;
- Encargos da transmissão;
- Planejamento da transmissão;
- Encargos da distribuição;
- Procedimentos de conexão; e
- Eletrificação rural.

Definidas a transmissão e a distribuição, com base no referencial de 230Kv, detalhou-se o rateio dos encargos relativos aos diferentes segmentos, sumariamente indicados a seguir:

- os encargos da transmissão seriam baseados no custo marginal, relacionado aos novos investimentos necessários a atender ao uso incremental da rede. Geradoras seriam referidas à capacidade instalada e os usuários estariam vinculados ao uso máximo durante os períodos de pico de demanda. Seriam estabelecidos cerca de 200 nós agrupados em quinze a vinte zonas para definição das tarifas. Praticamente a recuperação de receitas seria obtida 50% a partir da geração e 50% a partir da carga;
- tal recuperação envolveria custos operacionais e de manutenção, além da remuneração do ativo;
- somente o usuário (e não a geração) suportariam os encargos relativos ao sistema de distribuição;
- Para cada nível de tensão, de cada concessionária de distribuição, calcular-se-iam custos incrementais de longo prazo, tudo baseado num modelo de rede projetado para refletir as características do sistema de cada concessionária distribuidora. A ANEEL deveria, com base nas estruturas de cada uma delas, rever as atuais tarifas de varejo, considerados os níveis de tensão e tipos de consumidores;
- os varejistas concorrentes deveriam firmar um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição;
- quanto à eletrificação rural considerar-se-iam dois grupos: o relativo às cooperativas já existentes e aquele relativo às expansões futuras;
- as cooperativas de maior porte seriam tratadas como concessionárias quando atendessem áreas urbanas. Alguns mercados seriam subsidiados através de reduções tarifárias;
- os recursos financeiros se originariam, primordialmente, de subsídios trazidos de outras área de concessão e de fontes governamentais (projetos prioritários).

Quadro Jurídico

Seria de tal porte a transformação do Setor Elétrico que uma alteração, abrangente e delicada, da estrutura jurídica deveria ser levada a efeito.

Eram esperados conflitos de grande monta como: reivindicações de direitos adquiridos, harmonização da nova legislação e sua constitucionalidade. Essas e outras implicações faziam antever um processo laborioso e, provavelmente, de longa duração.

Os formuladores do projeto não estavam dispostos, todavia, a se submeter a esse quadro, como a seguir reproduzido:

“Nossa idéia inicial seria a promulgação de uma Lei Federal de Eletricidade que abrangesse as mudanças jurídicas desejadas. Reconhecendo ser preferível, no atual contexto, minimizar qualquer alteração legal que envolva o Congresso, recomendamos que, uma vez tomadas as decisões, o MME desenvolva conosco uma avaliação das medidas legais a serem encaminhadas para permitir a implementação dessas definições, deixando-se para o futuro a consolidação de uma Lei Federal de Eletricidade abrangente. Este encadeamento já estava sinalizado no Termo de Referência e corresponde, também às avaliações e orientações da SEN.”

Que heresia jurídica!

Tratava-se de uma desastrada agressão às instituições brasileiras e, em particular, à independência do Congresso Nacional, praticada por um consórcio liderado por uma firma estrangeira. Vale lembrar que a reformulação das leis britânicas, antes da reestruturação do setor elétrico inglês, desenrolou-se por um período de nove anos de modo a garantir a expansão econômica dos interesses britânicos, o bem-estar e a segurança de sua sociedade, mantendo uma hegemonia em termos de presença e de liderança tecnológica.

Mais espantosa foi a afirmação que esse procedimento dúbio emanava da própria Secretaria de Energia do MME!

Monstruosidade, que dispensa qualquer outro comentário, cabendo argüir, adicionalmente, qual a posição de nossas Forças Armadas, tendo em vista o alto significado

estratégico da infra-estrutura energética do País. Era tolerável o estabelecimento de um cartel, envolvendo empresas estrangeiras, com menosprezo ao interesse dos usuários e com prevalência do que venha a interessar ao MAE? O Mercado deveria ditar normas legais? Poderia desprezar a legítima participação do nosso Poder Legislativo? Que Secretaria de um Ministério (MME) teria o direito de instituir tal procedimento?

Regulamentação

Era proposta a determinação de preços e receitas, com base no monopólio natural – transmissão e distribuição – e, por enquanto, em outras áreas onde o poder monopolístico fosse mantido, era recomendado a seguinte:

- *MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE.*

Maior colaboração com o MME/SEN, tendo em vista a recente Lei de Recursos Hídricos. Destacava ainda que: “o procedimento de licenciamento ambiental deverá sofrer ajustes para atender às necessidades do setor privado, principalmente fazendo com que o enchimento de reservatórios ou a ativação de usinas deixe de depender da emissão de uma Licença Operacional após realizado o investimento”. Em realidade os consultores ingleses tentaram emperrar a ação desse Ministério, em defesa dos interesses da iniciativa privada (*laissez-faire*).

– *CADE*

Deveria ser limitada a “examinar as provas e decidir as medidas a serem tomadas” deixando à ANEEL a investigação de problemas potenciais. Os consultores não queriam, obviamente, permitir o monitoramento que tem sido exercido como, por exemplo, a investigação do escândalo de cartelização no setor siderúrgico.

Também foi defendida a delegação, às administrações estaduais, da fiscalização e do estabelecimento de padrões técnicos e de fornecimento ao cliente, além do atendimento à reclamação de consumidores. O consumidor deveria ser protegido pelos PROCON’s estaduais. A ANEEL só deveria atuar nos casos mais graves. Recomendou-se, igualmente, apoio das autoridades aos Conselhos de Consumidores.

– ANEEL

Diversas atividades anteriormente desenvolvidas pela DPE/ELETROBRÁS, em apoio ao DNAEE, seriam repassadas ao “Planejador Indicativo (IPSSE), em benefício da ANEEL, cuja estrutura não permitiria desenvolvê-las, tais como: gestão da rede nacional de dados hidrológicos, identificação do aproveitamento ótimo dos potenciais hidrelétricos e manutenção de inventários hídricos.

Incentivo à Concorrência

Visando ao estímulo à concorrência, o relatório propunha que a regulamentação atendesse a quatro atividades distintas:

Geração: atividade industrial, ainda que empregue bens públicos, como são os recursos hídricos.

Transmissão: realizada em grosso e limitada aos níveis de tensão superiores a 230 Kv.

Distribuição: transporte local de eletricidade do ponto de saída da transmissão aos consumidores finais.

Varejo: a compra no atacado e venda no varejo (consumidores finais) incluindo o faturamento, a cobrança e o gerenciamento das reclamações.

Detalhes relativos às regulamentações propriamente ditas foram apresentados, considerando-se ocioso comentá-los.

O mais importante é examinar a proposta relativa às mudanças institucionais e avaliação de riscos e retornos.

Mudanças Institucionais

Os consultores sugeriram profundas modificações quanto ao exercício do Poder da União, relativamente ao MME, ao MMA e à CADE, no que diz respeito às privatizações, às concessões, à proteção do meio ambiente e à fiscalização, ao financiamento e à atuação dos Estados sendo destacados as seguintes:

O MME/SEN deveria definir políticas, regular a atuação dos novos agentes do Setor Elétrico e agir, como proprietário, dos elementos do setor não privatizados.

Traduzindo as idéias do Ministro (daquela época) o relatório anunciava que seriam contratados: “centros de excelência (universidades)”, acrescentando que: “é altamente recomendável mas, mesmo assim, o MME/SEN carece, hoje, de uma estrutura minimamente adequada para gerir tal processo”.

Para a ANEEL destacava-se a missão de: “assegurar o suprimento adequado de eletricidade, confiável e a preço razoável a consumidores existentes e novos, através da regulamentação do preço, quando houver monopólios em níveis condizentes com concessionárias eficientes e financiamentos viáveis, e através do incentivo à concorrência, sempre que este for um mecanismo prático e eficiente”. Esse texto, entre aspas, foi implantado no relatório, incluindo atribuições que haviam sido rejeitadas no Congresso e eliminadas do texto do substitutivo da Câmara dos Deputados – relatado deputado José Carlos Aleluia – como por exemplo, “assegurar o suprimento”. A Lei aprovada limitou a ANEEL às atividades reguladoras e fiscalizadoras. Era nítida a intenção de esvaziar a ELETROBRÁS, através o IPSSE, e transferir para a ANEEL poderes inerentes ao MME. Talvez fosse uma articulação política, já anunciada pelo Governo, no sentido de passar às “Agências” as funções dos Ministérios.

Paralelamente indicavam-se ações regulamentadoras, econômicas e técnicas, além das concessões e autorizações, com destaque para as questões ligadas ao consumidor. É espantoso que, contrariamente ao que está estabelecido na Constituição, venha a se enfraquecer a Administração Federal, delegando a um órgão não subordinado (independente) poderes a nível de outorga de concessões!, Princípio de toda norma jurídica.

CAPÍTULO IV -

AVALIAÇÃO DA CONJUNTURA

4.1 – Mudanças e suas Conseqüências

- **O Modelo Sugerido**

A seguir são analisadas, as implicações mais significativas, como conseqüência das sugestões da Coopers & Lybrand:

Eletrobrás

Os consultores fundamentaram todo o seu trabalho, na elaboração de um modelo mercantil, por determinação do MME/SEN, através do Termo de Referência estabelecido.

A ELETROBRÁS, contratante do consórcio liderado pela Coopers & Lybrand, foi significativamente alcançada na composição do quadro proposto.

Seu papel ficaria reduzido à sua manutenção como “Holding Federal” e, provisoriamente, como Agente Financeiro Setorial.

Na condição de “holding”, atuaria como controladora da NUCLEN⁵, e como representante da União na Itaipú Binacional. Deveria igualmente, controlar o que restasse das atuais “Concessionárias Federais”, após a privatização, conservando a

⁵ Em 01/08/1997 foi criada a ELETROBRÁS Termoelétrica S/A – ELETRONUCLEAR, resultante da fusão da Nuclear e Serviços S/A – NUCLEN com FURNAS, que deverá se responsabilizar pela operação, construção e pelos projetos das usinas termoelétricas brasileiras, passando (em lugar da NUCLEN) à condição de subsidiária da ELETROBRÁS.

propriedade dos sistemas de transmissão, em duas ou quatro Transcos. Essas empresas, na realidade deverão arrendar as suas instalações ao MAE. A obrigação de realizar a necessária manutenção e ampliação das citadas Transcos ficaria com a “holding”. Algumas usinas hidrelétricas e termoelétricas, não privatizadas ou parcialmente absorvidas pelas Gencos, seriam mantidas sob o controle das estruturas empresarias remanescentes, apontadas no relatório como “outras iniciativas governamentais”.

Os demais papéis, até agora exercidos, no âmbito da operação e do planejamento, passariam a ser exercidos pelo OIS e pelo IPSSE. Até o PROCEL, a PRI (relações internacionais), o Centro de Memória da Eletricidade, arquivos, biblioteca, etc., passariam a ser coordenados pelo IPSSE que, além de planejador, se configuraria como prestador de serviços.

O CEPTEL, que sempre foi uma Sociedade Civil sem fins lucrativos continuaria sob a ELETROBRÁS – uma de suas atuais mantenedoras. Aparentemente o consórcio não chegou a entender que essa entidade de pesquisa, jamais se constituiu em controlada (subsidiária), ou mesmo parte da “holding”.

Identifica-se, nesse particular, um total equívoco por parte dos relatores da Coopers & Lybrand.

Financiamento

Recomendando que os riscos e responsabilidades deveriam ser alocados de maneira clara entre os setores público e privado, defendia que: *Os elementos públicos dos projetos, como necessidades de irrigação e implicação de certos riscos, como os custos e volumes relativos ao reassentamento de populações afetadas, poderiam em certos casos ser arcados pelo orçamento federal*”.

Considerando a incapacidade do setor privado de realizar os investimentos necessários a atender aos requisitos do Setor Elétrico, os consultores invocaram o apoio do setor público.

Constata-se que os financiamentos dos empreendimentos relativos às UHE’s de Serra de Mesa, Itá e Machadinho não tem sido (a rigor) realizados pela iniciativa privada. Tomados como referência, dentro da nova política de privatização, os recursos tem sido obtidos até por autoprodutores poderosos junto ao BNDES – que é um banco estatal.

Para empresas estatais, como FURNAS e ELETROSUL, haviam sido, sistematicamente, rechaçados pedidos de financiamento para dar andamento às mesmas obras, que ficaram paralisadas durante muitos anos. O grande empresário Olacir de Moraes – o rei da soja – obteve centenas de milhões de reais, junto ao nosso banco de desenvolvimento, para a construção das UHE's Juba I e Juba II. Quase falido, a exemplo da Nacional Energética no caso da UHE de Serra da Mesa, ofereceu o patrimônio daquelas usinas como garantia para negociar sua bilionária dívida com diversos credores. Mais significativo é que a CONSTRAN, construtora daquelas centrais, é de sua propriedade. Ninguém se assustou com uma fantástica operação – a ferrovia da soja – cuja construção, quase totalmente financiada pelo BNDES, ficou a cargo da mesma empreiteira, estando suas obras paralisadas. A fim de garantir a operação deste faraônico projeto, a União se encarregou da construção de sua principal ponte. Verifica-se do relatório que alguns investimentos destinados a empresas do Setor Elétrico que se mantiverem, a médio e longo prazo, no setor público seriam financiados pelo Estado, quando da passagem para o setor privado.

Também lhe caberia o financiamento de “grande parte do investimento em transmissão, eletrificação rural e certos elementos de novos esquemas hidrelétricos”.

De resto, tal política foi adotada no projeto “Sistema Norte-Sul” - obra prioritária do Governo envolvendo cerca de US\$ 700 milhões, com metade desse montante comprometida junto ao BID e ao EXIMBANK (japonês). A ELETROBRÁS se responsabilizou pela contrapartida local. Essa nova iniciativa foi tomada em pleno processo de privatização das subsidiárias – FURNAS e ELETRONORTE – que receberam a outorga da concessão, à título precário, sendo dispensada a licitação prevista pela Legislação Federal. Eis aí um embrião de “TRANSCO”, que, certamente, será arrendada ao MAE.

O relatório da Cooper & Lybrand não deixava, também, de recomendar que o setor público “complete ou facilite o financiamento privado através de co-financiamento privado e do aparecimento de certas garantias e arranjos de compartilhamento de riscos que tornem possível à fonte privada oferecer empréstimo. Esta será uma característica crucial do financiamento de novos investimentos em hidrelétricas e é um dos papéis mais importantes que o Agente Financeiro Setorial (AFS) pode desempenhar”.

Tratar-se-ia do modelo explícito do capitalismo sem risco.

Mais adiante é destacado: “Ao fazermos nossa proposta incluindo o fluxo de caixa de Itaipú, outros empréstimos da ELETROBRÁS e recursos da RGR, seriam considerados para complementar e atrair” – e não substituir – “financiamentos do setor privado”.

Torna-se bastante clara a razão pela qual o relatório recomendava a manutenção da ELETROBRÁS como Agente Financeiro do Setor. Sendo a “holding” a maior credora da Itaipú Binacional e sua sócia brasileira, representando a União, poderia resgatar mais de US\$ 16 bilhões, que seriam (a seguir) reinvestidos para financiar o setor privado.

Não foi descartado, todavia, o emprego de grande parte do capital potencial “para adquirir muitos dos ativos existentes cuja desestatização está programada para os próximos quatro anos e mesmo além deste período” Preocupavam-se, os consultores, com as “características de novos investimentos em hidrelétricas, inclusive risco de custo de construção, custos de realocação de populações, descompasso entre prazo de autorização da dívida e fluxo de caixa do projeto, bem como longos prazos de construção”.

Estava aí, mais uma vez caracterizado que a iniciativa privada não gosta de compartilhar riscos! **Riscos só para o Governo!**

Papel do Agente Financeiro Setorial

Foi definido o papel do AFS, que deveria ser “orientado para complementação e incentivos do uso de financiamentos oriundos do setor privado”. Mais adiante destacava-se: “grande parte do papel AFS será auxiliar o financiamento de novos projetos hidrelétricos e o apoio ao desenvolvimento dos sistemas elétricos em áreas menos favorecidas”.

Assim esse Agente deveria desempenhar ou arcar com:

- a) atividades creditícias;
- b) indenizações;
- c) compartilhamento de riscos;
- d) mobilização de poupança nacional.

O mais incrível é que se deveria “considerar a hipótese de oferecer proteção contra a variação de taxa de câmbio se for impossível a obtenção de arranjo de indexação da tarifa”.

Os consultores tentavam restabelecer a “cláusula ouro”⁶, abolida desde a elaboração do Código de Águas (em 1934) e condenada (há mais de 60 anos) em toda a legislação brasileira. Tal deveria ocorrer caso não se conseguisse “indexar as tarifas”, contrariando o dogma do Plano Real – a desindexação geral.

Também recomendava-se que o AFS “deveria utilizar sua reputação para tomar empréstimos de outras fontes de financiamento de longo prazo, inclusive agindo como intermediário de recursos de Órgãos Internacionais de crédito, alguns dos quais não podem emprestar diretamente para o setor privado”. **Missão de longo curso, proativa e rendosa!**

O AFS ficaria eleito e empossado como intermediário lobista para as empresas privadas.

Para completar, foi recomendada a utilização, a curto prazo, da ELETROBRÁS como Agente Financeiro, pois seus “ativos proporcionariam as principais fontes de financiamento de suas atividades”. Tais ativos não poderão ser protegidos “de prováveis conseqüências de alguns de seus papéis de natureza menos comercial, como a prestação de indenizações por alterações legislativas. A mais longo prazo, a localização do AFS pode ser reavaliada”. As opções a serem posteriormente consideradas seriam a permanência na ELETROBRÁS, a transferência ao BNDES ou transformação em fundo ou empresa independente.

⁶ Em outubro de 1999, a ANEEL autorizou que as geradoras disparem - para as Distribuidoras - um gatilho cambial, sempre que o Real venha a sofrer desvalorizações. O repasse ao consumidor final deverá ser autorizado pela citada Agência, com base no impacto que o custo da energia termelétrica possa causar sobre a distribuição, em função do aumento do gás importado.

Riscos e Retornos

Para promover a eficiência e reduzir custos, os consultores emitiram opiniões sobre os retornos que os investidores provavelmente buscariam, dados os riscos enfrentados nas diversas atividades.

Os riscos controláveis deveriam ser alocados à parte que melhor pudesse gerenciá-los (iniciativa privada).

Os riscos incontroláveis deveriam ser alocados à parte que pudesse suportá-los ao menor custo (Estado?).

De uma maneira geral, os proprietários deveriam assumir riscos associados à construção, operação e manutenção que estivessem sobre seu controle. Contudo foram propostas “medidas específicas que transfiram riscos para quem possa melhor administrá-lo a menor custo”.

Os riscos de custos expressivos no reassentamento de populações, indenizações contra impactos negativos de alterações de leis ou regulamentações seriam transferidos das geradoras para o AFS.

Os Contratos Iniciais não seriam ajustados para oferecer “alívio de período seco em caso de déficit de energia”. O risco da demanda e parte do risco hidrológicos caberiam às empresas de D/V.

Os custos de contratos da NUCLEN seriam repassados integralmente para os clientes cativos.

Os custos contratuais de Itaipú seriam repassados aos clientes, tanto livres quanto cativos.

Na transmissão, o AFS ofereceria indenizações contra impactos adversos de alterações de leis, cabendo-lhe também o risco de transmissão.

Seriam plenamente repassados aos clientes os encargos de geração de transmissão e encargos de distribuição.

Eram esperados pelos investidores as seguintes taxas de retorno (após imposto) sobre o patrimônio investido:

- Atividades de Geração: 12 a 15%;

- Atividades de transmissão: 10 a 12%;
- Atividades de Distribuição: 11 a 13%.

Voltaríamos às tradicionais taxas de retorno, e até mesmo, sobre o patrimônio, devendo-se acrescentar o custo de serviço.

Em conseqüência o que se ganharia com a privatização?

O consumidor sem dúvida, sofreria mais ônus do que no passado, pois as taxas eram mais modestas e, durante certos períodos, reduzidas por iniciativa do Governo.

• **Modelo em Implantação**

Seria impensável imaginar que o Governo Federal, adotasse, integralmente, a proposta da Coopers & Lybrand.

Efetivamente e contrariamente à proposta dos consultores relativas ao Congresso Nacional - reservando-lhe o papel de referendar “a posteriori” os atos do Executivo – as mudanças, até hoje realizadas, ocorreram com base em legislação específica.

Registra-se que em 10/09/1996 já havia sido regulamentada a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor.

Ainda em 1966 fora editada a Lei nº 9.427 (26/12) que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplinara o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

A ANEEL viria substituir o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, órgão da administração direta subordinado ao MME, que deveria ser extinto com a constituição da nova Autarquia.

Com o Decreto nº 2.335 de 06/10/1997, constituiu-se a ANEEL, sendo aprovada sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo de Cargos em Comissão e Funções de Confiança. Definiu-se as competências, inclusive as de autorizar concessões, fusões e transferências de concessões (Inciso XII do Artigo 4º).

Em verdade, criou-se uma entidade autárquica com poderes aparentemente superiores aos, então, conferidos ao DNAEE.

Curiosamente em 10/11/1997, esse órgão federal, teoricamente extinto, com base na lei nº 9.427 e no Decreto 2.335, editou a Portaria nº 459, regulamentando as condições para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, de forma a viabilizar novos investimentos na geração de energia elétrica e propiciar a expansão da oferta, a preços adequados ao consumidor.

Em 27/05/98 sancionou-se a Lei Nº 9.648 que veio alterar dispositivos da Lei Nº 3.890-A de (25/04/1961), da Lei Nº 8.666 de (21/06/1993), da Lei Nº 9.847 de (13/02/1995), da Lei 9.074 de (07/07/1995) e da Lei Nº 9.427 de (20/12/1996), todos visando a reestruturação da Centrais Elétrica Brasileira – ELETROBRÁS, bem como de suas subsidiárias.

As alterações referentes à Lei Nº 8.666 não são especificamente ligadas à reestruturação do Setor Elétrico. O governo, na verdade e para fins de aplicação imediata das alterações mais importantes com relação à reestruturação do GRUPO ELETROBRÁS, emitiu Medida Provisória alterando a referida lei e, no seu bojo, embutiu dispositivos de relevante alcance relativos às demais leis. Durante a análise, pelo Congresso da citada MP, foi preparado um substitutivo que veio a servir de base à redação final da Lei Nº 9.648.

Assim são destacadas, a seguir, apenas os tópicos de maior relevo, estes sim, afetando significativamente e institucionalmente o Setor Elétrico Brasileiro.

Mercado Atacadista de Energia – MAE

“Art. 12 – Observado o disposto no Art. 10, as transações de compra e venda de energia nos sistemas elétricos interligados, serão realizados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica –MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§ 1º - Cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 2º - A compra e venda de energia elétrica que não for objeto de contrato bilateral, será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordos de Mercado.

§ 3º - O Acordo de Mercado, que será submetido à homologação da ANEEL, estabelecerá as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, bem assim a forma de solução das eventuais

divergências entre os agentes integrantes, sem prejuízo da competência da ANEEL para dirimir os impasses.”

Operador Nacional Do Sistema Elétrico – ONS

“Art. 13 – As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os Arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

Parágrafo único – Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétrico, constituem atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos-interligados;*
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;*
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;*
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;*
- e) propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão bem como os reforços os sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;*
- f) a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovados pela ANEEL.”*

Poder Concedente

“Art. 14 – Cabe ao poder concedente estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras da organização inicial do Operador Nacional do Sistema Elétrico e implementar os procedimentos necessários para o seu financiamento.

§ 1º - A regulamentação prevista neste artigo abrangerá, dentre outros, os seguintes aspectos:

- a) o processo de definição de preços de curto prazo;*
- b) a definição de mecanismos de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;*
- c) as regras para intercâmbios internacionais;*
- d) o processo de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão;*
- e) o tratamento os serviços auxiliares e das restrições de transmissão;*
- f) os processos de contabilização e liquidação financeira.*

§ 2º - A assinatura do Acordo de Mercado e a constituição do Operador Nacional de Sistema Elétrico, de que tratam os Arts. 12 e 13, devem estar concluídas até 30 de setembro de 1998.”

Transferências de Atribuições e Bens Patrimoniais:

“Art. 15 – Constituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a ele serão progressivamente transferidas as atividades e atribuições atualmente exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, criado pela Lei nº 5.899 de 1973 e a parte correspondente desenvolvida pelo Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste – GCON.

§ 1º - A ELETROBRÁS e suas subsidiárias são autorizadas a transferir ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, nas condições que foram aprovadas pelo Ministro do Estado de Minas e Energia, os ativos constitutivos do Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS e dos Centros de Operação do Sistema – COS, bem como os demais bens vinculados à coordenação da operação do sistema elétrico.

§ 2º - A transferência de atribuições previstas neste artigo deverá ser ultimada no prazo de nove meses, a contar da constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico, quando ficará extinto o GCOI.

Eletrobrás e suas Controladas

§ Art. 5º - O Poder Executivo promoverá, com vistas à privatização, a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias Centrais Elétricas Sul do Brasil S/A – ELETROSUL, Centrais Elétricas Norte do Brasil S/A – ELETRONORTE, Cia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF e Furnas Centrais Elétricas S/A, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais, ficando autorizada a criação das seguintes sociedades:

- I – até seis sociedades por ações, a partir da reestruturação da ELETROBRÁS, que terão por objetivo principal deter participação acionária nas companhias de geração criadas conforme os incisos II, III, V e na de geração relativa à usina hidrelétrica de Tucuruí, de que trata o Inciso IV;*
- II – duas sociedades por ações, a partir da reestruturação da ELETROSUL, tendo uma como objeto social a geração e outro como objeto a transmissão de energia elétrica;*
- III – até três sociedades por ações, a partir da reestruturação de Furnas Centrais Elétricas S/A, tendo até duas como objeto social a geração e outra como objeto a transmissão de energia elétrica;*
- IV – seis sociedades por ações, a partir da reestruturação da ELETRONORTE, sendo duas para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, relativamente aos sistemas elétricos isolados de Manaus e Boa Vista, uma para a geração pela usina hidrelétrica de Tucuruí, uma para a geração nos sistemas elétricas*

dos Estados do Acre e Rondônia, uma para a geração no Estado do Amapá e outra para a transmissão de energia elétrica;

V – até três sociedades por ações, a partir da reestruturação da CHESF, tendo até duas como objeto social a geração e outra como objeto a transmissão de energia elétrica.

§ 1º - As operações de reestruturação societária deverão ser previamente autorizadas pelo Conselho Nacional de Desestatização – CND, na forma da Lei nº 9.491, de 09 de setembro de 1997, e submetidas à respectiva assembléia-Geral pelo acionista controlador.

§ 2º - As sociedades serão formadas mediante versão de moeda corrente, valores mobiliários, bens direitos e obrigações integrantes do patrimônio das companhias envolvidas na operação.”

Resumindo aquilo que está acima transcrito, cabem os seguintes registros:

- O modelo proposto pela Coopers & Lybrand, resultou, com algumas modificações, no nascimento do MAE;
- Institucionalizou-se a morte do GCOI e do GCON;
- O Poder Executivo ficou autorizado a promover a cisão, fusão incorporação, redução de capital ou constituição de subsidiárias integrais, ficando autorizada a criação de novas sociedades, no âmbito do GRUPO ELETROBRÁS.

Trata-se de recurso simplificativo, com vistas à privatização acelerada de algumas dessas novas empresas estatais, sendo exigida a elaboração de lei específica para cada nova empresa criada.

Parece, todavia, que tal manobra se configura um pouco tosca, dada a imaterialidade caracterizada pela expressão do tipo: “até seis sociedades por ações”, ou “até três sociedades por ações”.

Salvo melhor juízo, a especificidade da Lei que viesse a permitir a criação de uma nova empresa, deveria defini-la de forma clara e consistente.

Tal fragilidade veio a ser argüida, recentemente, quando da cisão de FURNAS, da qual resultou na criação da ELETRONUCLEAR.

A justiça Federal, anulou esse ato, estando a questão em vias de ser levada ao julgamento pelo Superior Tribunal de Justiça.

Outro dispositivo agregado à Lei 9.648 está contido no seu Artigo 16.

“O Artigo 15 – da Lei nº 3.890-A de 25 de abril de 1961, passa a vigorar com a seguintes redação:

A ELETROBRÁS operará diretamente ou por intermédio de subsidiárias ou empresas a que se associar, para cumprimento do seu objeto social.

Parágrafo único - A ELETROBRÁS poderá, diretamente, aportar recursos, sob a forma de participação minoritária, em empresas ou consórcios de empresas titulares de concessão para geração ou transmissão de energia elétrica, bem como nas que eles criarem para a consecução do seu objeto, podendo, ainda, prestar-lhes fianças.”

Trata-se do primeiro sinal de debilidade da estratégia, apregoada e adotada quanto à participação da iniciativa privada nas implantações de novas instalações, tais como usinas e seus sistemas de transmissão associados. As diversas tentativas da ANEEL para licitar novos empreendimentos não obtiveram resultados satisfatórios. Empresas nacionais e estrangeiras tem se mostrado muito tímidas, deixando de responder, efetivamente, aos processos licitatórios encaminhados.

A UHE de Itá - cujo reinício das obras foi licitada pela ELETROSUL, há algum tempo, é considerada como exemplo vitorioso. Comemora-se a iniciativa de um consórcio de autoprodutores, ligados à produção de alumínio, que se propôs a concluí-la. Retomadas as obras, o referido consórcio veio a paralisá-las, recentemente, alegando falta de recursos. Apelou, ainda, para que a ELETROBRÁS fosse autorizada a aportar recursos da ordem de US\$ 150 milhões para dar continuidade ao empreendimento. Parece óbvio que a antiga “holding”, durante algum tempo, terá que voltar - com suas subsidiárias residuais após a privatização de suas próprias geradoras – a retomar a sua competente missão de implementar novos empreendimentos. É de se argüir como o fará na condição de minoritária, em associação com empresas ou consórcios que, afinal de contas, não se interessam em realizar os tão decantados aportes de capital.

Outro sinal de fragilidade do novo modelo, em sua implantação, foi captado durante o episódio, ocorrido em 11/03/1999, conhecido como “Apagão” e a seguir relatado:

- o ONS, havia recrutado o corpo técnico do GCOI, visto que não poderia num “passe de mágica” exercer suas atividades a partir de uma estrutura

humana inexistente, ou ainda mobilizada à base de técnicos incompetentes ou inexperientes. Os especialistas da ELETROBRÁS/GCOI, foram provisoriamente instalados em dependência de FURNAS. Acresce que, sendo funcionários de uma sociedade de economia mista, foram colocados à disposição de uma sociedade privada. Para receber reembolso dos serviços, por eles executados, a própria ELETROBRÁS teve que financiar o ONS;

- As instalações do Centro Nacional de Operação de Sistema – CNOS de propriedade da ELETROBRÁS – assim como os demais bens vinculados à coordenação de operação do sistema elétrico haviam sido transferidas ao ONS, conforme previsto no Parágrafo 1º do Artigo 15 da Lei nº 9.648;
- O próprio Diretor de Operações da ELETROBRÁS desligou-se para assumir a direção do ONS, permanecendo à frente do GCOI durante o período de transição (09 meses), previsto no Parágrafo 2º do mesmo Artigo 15 da Lei nº 9.648.

Ficou nítido o constrangimento das autoridades quando da ocorrência do “Apagão”, visto que o incidente de repercussão nacional, ocorreu poucos dias depois do ONS ter substituído o GCOI na sua missão de Operador do Sistema Interligado. Viu-se o Governo Federal obrigado a “ressuscitar” o GCOI, através da Medida Provisória nº 1.189 de 31/03/1999, por um novo prazo de transição.

Uma nova situação constrangedora ocorreu quando esse último ato foi anulado pelo Supremo Tribunal Federal, julgando a Ação Direta de Constitucionalidade nº 20.005-6 de 30/04/1999. A Presidência da República não reeditou a MP, o que acarretou nova morte do GCOI.

Quanto ao MAE, sua regulamentação foi dada a conhecer com o Decreto nº 2.655 de 02/07/1998.

Logo no Parágrafo único de seu Artigo 1º é destacado: “que as atividades de exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, estarão sujeitas às restrições de concentrações econômica e do poder de mercado, a ser definido pela ANEEL em articulação com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça”.

Trata-se de tema de grande complexidade, cujo equacionamento é de difícil consecução, sem esperar-se uma solução para curto prazo. Seguem-se mais 33 artigos, igualmente complexos. Destaca-se por exemplo o Artigo 31.

“A partir de sua constituição, o ONS definirá as condições de assunção progressiva das atividades e exercidas pelo GCOI e a parte correspondente do CCON.

Parágrafo único - As regras operacionais em vigor, imitadas pelo GCOI e GCON, permanecerão válidas até sua transferência para o ONS”.

Como acima abordado, essa transparência ainda está mergulhada numa grande obscuridade.

Acresce salientar que a harmonia, desejada entre os agentes do MAE, será alvo de negociações laboriosas, tendo em vista os múltiplos interesses das dezenas de empresas geradoras e distribuidoras/vendedoras envolvidas.

Finalmente cabem os seguintes comentários sobre o Planejamento do Setor:

- A Portaria nº 150 do MME (10/05/1999) define como será equacionado o assunto. Verifica-se “a priori” que a proposta da Coopers & Lybrand, com vistas à criação de um Instituto de Desenvolvimento e Prestação de Serviços do Setor Elétrico - IPSSE, não vingou. Em lugar dessa complexa entidade, o MME optou pela solução natural de dar nova feição ao próprio GCPS.
- Em seu lugar criou o **Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricas - CCPE**. O planejamento será **indicativo**, exceto quanto à Expansão da Transmissão, que permanecerá **determinativa**, no que se refere às obras consideradas pelo próprio Comitê como inadiáveis, para garantir as condições de atendimento do mercado.
- O CCPE disporá de um Conselho Diretor do Planejamento da Expansão - CDPE, presidido pelo Secretário de Energia do MME.
- A Secretaria Executiva continuará na ELETROBRÁS, praticamente com as mesmas funções da Secretaria do GCPS.
- Um Comitê Diretor, coordenado pela ELETROBRÁS com seus Comitês Técnicos, Comissões e Grupos do Trabalho reproduzirá basicamente a mesma estrutura do GCPS. A Secretaria de Energia do MME comandará o

processo; comando esse que foi alçado da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS para o Ministério de Minas e Energia. Aparentemente o Planejamento, cuja administração não poderia ser abandonada pelo Governo, foi valorizado.

4.2 – Análise Comparativa

Com o fito de sintetizar a abordagem, já desenvolvida em 3.2, destacam-se, a seguir, os seguintes tópicos:

- O Setor Elétrico Brasileiro, desde o seu nascimento em fins do século passado, conta com a efetiva participação da iniciativa privada.
- Até 1945, e objetivando essa característica privatista, o Estado somente se envolvia nas funções regulamentadoras e controladoras, não participando dos empreendimentos, seja na sua implementação, seja na sua operação. Não promovia, igualmente, qualquer atividade de fomento, via financiamento de obras ou via concessão de subsídios.
- As empresas estrangeiras Light & Amforp, já exerciam, um duopólio, restando poucas concessionárias nacionais atuando em áreas limitadas e, assim mesmo, de pequeno porte.
- Desinteressadas na expansão de suas instalações, em consequência de eliminação da “cláusula-ouro” que lhes permitia revisão tarifária automática e vinculada à variação cambial, esforçaram-se, até mesmo, para terem seus acervos residuais adquiridos pelo povo brasileiro.
- Os governos Vargas e Jucelino, sucedidos pelos governos militares, viram-se obrigados a assumir a **responsabilidade integral**, relativamente ao Setor Elétrico, como elemento infra-estrutural indispensável ao desenvolvimento do País como um todo.

O modelo elaborado e aperfeiçoado, durante o período 1945/1996, alcançou um expressivo sucesso, Apesar da descontinuidade, então iniciada e, mais

particularmente, acelerada nos Governos Collor, Itamar e Fernando Henrique Cardoso, a potência instalada no Brasil saltou de 1.342 MW para 55.512 MW, resultando num fator multiplicador de 43 vezes. A iniciativa privada, enquanto monopolista, dominada por dois agentes estrangeiros, havia instalado em todo o País, numa potência inferior a apenas uma das 20 mega-usinas que operam, hoje, no Brasil - a UHE de Salto Osório.

Lamentável é lembrar que essa usina e sua irmã Salto Santiago - que pertenciam ao patrimônio da ELETROSUL juntamente com o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda - foram praticamente doadas (US\$ 900 milhões) a um consórcio liderado pela empresa estrangeira Tractbel.

- Todo o desenvolvimento do nosso parque gerador, bem como os sistemas de transmissão e distribuição, baseou-se em modelo econômico-financeiro praticamente auto-sustentado pela arrecadação tarifária. Os recursos não tarifários, como o IUEE e a RGR, foram suprimidos ou reduzidos, em consequência de uma política governamental equivocada e implantada após a chamada “volta à democracia”.

Descredencia muito constatar que a descapitalização do setor resultou de pressões internacionais, especialmente, do FMI, que, ultimamente e de forma ostensiva, obriga-nos a alienar um patrimônio valiosíssimo, construído com o sacrifício da Nação Brasileira.

Deve-se acentuar que a demagogia dos últimos governos, inclusive no período final do Regime Militar, foi a maior responsável pela descontinuidade do modelo auto-sustentado.

Tarifas defasadas foram impostas às concessionárias, que se viram compelidas a utilizar a Conta dos Resultados a Compensar - CRC para equilibrar seus balanços;

- O novo modelo preparado por consultores ingleses, não responde à verdadeira realidade da conjuntura brasileira, razão pela qual foi parcialmente implantado. Diversas vertentes importantes carecem de maior definição e/ou regulamentação, cabendo destacar:

- o ONS, instituído em lugar do GCOI, sofreu tropeços desde o seu nascedouro. Em 4.2 está citado o caso do “Apagão” ocorrido em março de 1999. A dificuldade para restabelecer o Sistema resultou, principalmente, da fragilidade do novo Operador que mesmo utilizando pessoal e meios originários de seu antecessor (o GCOI) - carecia do poder até então atribuído à ELETROBRÁS. A volta (mesmo temporária) ao modelo original tentada pelo próprio Governo, não produziu os efeitos desejados. A utilização de Medida Provisória para respaldar essa tentativa não foi acatada pelo Supremo Tribunal Federal. Ficou o Sistema à mercê de um Operador fraco, que deverá atuar a serviço de seus mantenedores - os agentes do MAE. Nessa condição está incapacitado de exercer ações, cotidianas e até imediatas, que venham a contrariar os interesses individuais das Geradoras e Distribuidoras.
- O GCPS, certamente devido à má experiência, já evidenciada com o ONS, foi mantido sob nova roupagem estrutural, alçando-se sua coordenação à Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia.
- A privatização não está nos conduzindo a qualquer solução que venha a superar a descontinuidade acarretada pela “demolição” das fontes de recursos financeiros que sustentavam o modelo anterior. Estão sendo disponibilizados recursos dos investidores, prioritariamente, para ativos em perfeita operação e adequada manutenção. Não interessará à iniciativa privada correr riscos na implementação de novas fontes geradoras e seus sistemas de transmissão associados. O assunto é melhor abordado em 4.3 - Visão Prospectiva.
- Seria de interesse, devido ao processo em pleno curso, destacar a referência de que a nova lei norte-americana (1995) - relativa às

telecomunicações - procura evitar a transformação de grandes monopólios estatais em monopólios privados.

4.3 – Visão Prospectiva

Conforme detalhamento registrado no Capítulo III, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu forte abalo, com a solução de continuidade imposta ao modelo auto-sustentado, decorrente da supressão de recursos tarifários e/ou redução de taxas (RGR) e de impostos (IUEE). Os financiamentos externos (particularmente BID e BIRD), bem como os financiamentos internos de órgãos de fomento como o BNDES, foram bloqueados. Aparentemente a adoção de tão inepta estratégia resultou de uma política internacionalmente adotada com vistas a sepultar um modelo até então vitorioso.

O artifício de contenção tarifária mantida pelo próprio governo em níveis sensivelmente abaixo da faixa de remuneração legal (10% a 12% ao ano) – aliado a compensações fictícias através da Conta dos Resultados a Compensar (CRC), foi o principal responsável pela ruína do Setor.

No Plano Decenal de Expansão, para o período 1999/2008, aprovado pelo Governo e (conseqüentemente) transformado no Plano Nacional de Energia Elétrica – PNEE, as previsões de requisitos do mercado são as seguintes:

PERÍODO	EXPANSÃO (%)
1998/2003	4,7
2003/2008	4,7
1998/2008	4,7

Para atender a esse crescimento do consumo seria necessário que ocorresse um aumento da capacidade instalada na geração de:

ANO	MW
1999	3.933,8
2000	2.350,6
2001	5.597,7

ANO	MW
2002	4.830,3
2003	3.974,3
2004	4.410,5
2005	6.046,6
2006	4.800,5
2007	3.160,0
2008	3.938,9

Tal previsão deverá corresponder a um incremento de cerca de 4.300 MW anuais.

Admitindo-se um investimento da ordem de US\$ 2.000,00 por KW instalado, será necessário um montante de US\$ 8.600 bilhões a cada ano.

Em consonância com à política do governo atual, tais recursos serão maciçamente investidos pela iniciativa privada, que deverá investir maciçamente no Setor Elétrico.

Parece óbvio que tal meta não será atingida, tendo em vista os naturais interesses dos empreendedores, que estão mais dirigidos para um retorno a curto prazo e com o menor risco a correr. Enquanto estiver em curso o programa de privatização dos ativos das estatais, os recursos disponibilizados pelas empresas nacionais e estrangeiras estarão dirigidos para a compra das usinas geradoras em operação.

Em contrapartida, pouco apelo representará o investimento em novas instalações com retorno previsto para, aproximadamente, três anos (termelétricas) ou cinco anos (hidrelétricas), na melhor das hipóteses.

A correta definição quanto à implementação do novo modelo, também será considerada pelos investidores que, certamente, não estarão dispostos a correr riscos de as conseqüências de discontinuidades institucionais.

Com efeito, o quadro divulgado pela própria ANEEL, representativo do resultado das licitações, no período 1995 e 1998, não é animador, como a seguir ilustrado.

Acompanhamento do Programa de Licitação
Empreendimentos com Concessões Outorgadas

Nº	Empreendimento	U.F.	Pot. (Mw)	Uso	Data Edital
1	UHE - Cubatão	SC	45,0	SP	13/12/95
2	UHE - Emboque	SC	21,0	SP	15/12/95
TOTAL DE 1995			66,0		
3	UHE - Rosal	RJ/ES	55,0	SP	11/10/96
4	UHE – Porto Estrada	MG	112,0	PI	05/12/96
TOTAL DE 1996			167,0		
5	UHE - Queimado	DF/GO/MG	105,0	PI	15/08/97
6	UHE - Lajeado	TO	850,0	PI	18/08/97
7	UHE – Cana Brava	GO	450,0	PI	05/11/97
TOTAL DE 1997			1.405,0		
8	UHE – Santa Clara	BA	60,0	PI	14/04/98
9	UHE – Ponte de Pedra	MT/MS	176,0	PI	06/03/98
10	UHE – Campos Novos	SC	880,0	PI	29/04/98
11	UHE – Piraju	SP/PR	70,0	AP	27/07/98
12	UHE – Irapé	MG	360,0	PI	31/08/98
13	UHE - Itapebi	BA	450,0	PI	31/08/98
TOTAL DE 1998			1.996,0		
TOTAL GERAL			3.634,0		

LEGENDA:

	Licitações lançadas em 1995		SP – Serviço Público
	Licitações lançadas em 1996		AP- Auroprodução
	Licitações lançadas em 1997		PI – Produção Independente
	Licitações lançadas em 1998		

Verifica-se que foram outorgados, (em quatro anos), 3634 MW, sendo que apenas dois empreendimentos são de grande porte: a UHE de Lajeado,

(850 MW) e a UHE de Campos Novos (880 MW). Os demais são de médio ou pequeno porte.

É importante registrar que no último levantamento, completado pela ANEEL em 1998, o total outorgado representa menos da metade da média anual do incremento de geração necessário ao atendimento da demanda no decênio 1998/2007. Vale, ainda, acrescentar que essa outorga – 1996MW – só trará repercussão no ano 2003, quando da provável entrada em operação das 6 usinas licitadas.

É evidente que, não estando a iniciativa privada disposta a se envolver expressivamente em novos empreendimentos, uma lacuna se estabelecerá, inevitavelmente, na 1ª década do início do próximo século.

Não é por outro motivo que a Lei 9.648 (em seu Artigo 16), dando nova redação ao Artigo 15 da Lei nº 3.980-A, vem de permitir que a ELETROBRÁS volte a participar, como minoritária, nos empreendimentos de geração e transmissão de energia de elétrica.

De resto, ainda no atual período de transição, as empresas federais e estaduais de energia elétrica acrescentaram quase 8.900 MW (em 4 anos) à capacidade total instalada, sendo 772,2 MW em termelétricas.

É imperioso assinalar que a grande maioria das instalações, de médio e grande porte, resultaram da conclusão de obras já iniciadas como: UHE de Xingó, UHE Três Irmãos, UHE Nova Ponte, UHE Miranda, UHE Samuel, UHE Rosana, UHE Taquaruçu e UTE Jorge Lacerda IV.

Diversas outras ampliações - levadas a efeito nas UHE de Ilha Solteira, Salto Osório, Salto Santiago e Jupia - resultam apenas de super-motorizações, a partir de instalações que já operavam há alguns anos.

O quadro, a seguir apresentado e também divulgado pela ANEEL, ilustra esses fatos



Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Planos de Conclusão Aprovados - Participação de Investidores Privados nos Empreendimentos de Geração

Posto: Abril/99

Usina	Concessionária	UF	Potência (MW)	Investimento (US\$ Milhões)	% Investimento Privado	Inv. Privado US\$ Milhões	% Investimento Público	Inv. Público US\$ Milhões
1 UTE Jorge Lacerda IV	ELETROSUL	SC	300,0	31,9	0,0	0,0	100,0	31,9
2 UHE Curitiba I	FURNAS	GO	303,0	398,4	0,0	0,0	100,0	398,4
3 UHE Serra da Mesa	FURNAS-SEMESA	GO	1.293,0	956,2	53,2	909,3	46,8	447,9
4 UHE Miranda	CEMIG	MG	300,0	315,5	0,0	0,0	100,0	315,5
5 UHE Porto Primavera (4)	CESP	SP/MS	1.814,0	2.207,0	86,0	1.901,0	14,0	305,4
6 UHE Andaraí II	DMOP-CALDAS	MG	16,5	16,2	0,0	0,0	100,0	16,2
7 UHE Costa Rica	ENERSUL	MS	16,0	24,4	51,2	12,5	46,8	11,9
8 UHE Cansas I	CESP	SP	82,5	90,3	100,0	90,3	0,0	0,0
9 UHE Igarapava	CEMIG-CONSORCIO	MG-SP	210,0	182,4	85,5	195,9	14,5	26,5
10 UHE Setao Cansas	COPEL	PR	1.240,0	783,7	52,5	411,4	47,5	372,3
11 UHE Santa Branca	LIGHT	SP	50,0	45,1	100,0	45,1	0,0	0,0
SUBTOTAL			5.845,0	5.011,1		3.125,1		1.886,0
12 UHE Carnaúba II	CESP	SP	72,0	78,8	100,0	78,8	0,0	0,0
13 UHE BA	ELETROSUL/COMS	SC-RS	1.450,0	885,1	61,0	750,1	39,0	115,0
14 UHE Rondon II	ELETRONUCS	RO	73,5	108,2	100,0	108,2	0,0	0,0
15 UHE Minas (1)	ELETRONORTE	MT	210,0	310,6	67,8	210,5	32,2	100,0
16 UHE Dona Francisca (2)	CEEE	RS	125,0	135,9	100,0	135,9	0,0	0,0
17 UHE Machado	ELETROSUL	SC-RS	1.140,0	839,8	83,5	785,0	6,5	54,8
SUBTOTAL			3.570,6	2.336,2		2.940,4		289,8
18 UHE Almeida	CEMIG	MG	300,0	327,2	49,0	175,1	51,0	152,1
19 UHE Pôr Jooabum	CEMIG	MG	31,0	31,5	50,0	15,8	50,0	15,9
20 UHE Furtado (Rio Grande)	CEMIG	MG	180,0	254,0	92,0	233,7	8,0	20,3
SUBTOTAL			603,0	642,7		424,5		218,2
21 UTE Carnaúba III	CEEE	RS	335,0	300,0	100,0	300,0	0,0	0,0
22 UTE Jacul I	ELETROSUL	RS	350,0	473,3	100,0	473,3	0,0	0,0
SUBTOTAL			685,0	773,3		773,3		0,0
TOTAL GERAL			10.103,5	8.745,3	72,9	6.591,6	27,1	2.373,7

Usinas em operação

Usinas com Obras Reformadas (Recursos Próprios ou Parcerias Privadas).

Usinas com Parcerias Contratadas e Obras ainda não Reformadas.

Usina com licitação cancelada.

- (1) Os investimentos previstos restringem-se à execução do projeto da usina hidrelétrica, não incluindo, portanto, aqueles relacionados a outros usos do aproveitamento (cerca de US\$ 100 milhões), que deverão ser custeados pelo Governo Federal.
- (2) Investimentos necessários à conclusão dos empreendimentos, fornecidos pelas empresas (base de referência dez/96).
- (3) Os custos não contemplam a subestação e o sistema de transmissão associado.
- (4) Inclui motorização total (18 máquinas)

Note-se que, no caso de Serra da Mesa, a parcela de US\$ 508,3 milhões refere-se, tão somente, à conclusão da obra e não ao total do investimento. Trata-se do resíduo dos recursos que foram disponibilizados à Nacional Energética - empresa improvisada pelo Banco Nacional - permanecendo FURNAS com a responsabilidade do empreendimento

Igualmente, no caso da UHE de Porto Primavera, o investimento de US\$ 1.901,6 milhões refere-se exclusivamente à parte incremental da obra. A participação de 86%, indicada como da iniciativa privada, não é calculada sobre a maior parte dos investimentos, anteriormente aplicados pela CESP e sub-avaliados em US\$ 305,4 milhões.

Em Itá, o consórcio que se associou à ELETROSUL beneficiou-se, também, de uma subvalorização da participação estatal. Espantosamente vem de paralisar as obras, reivindicado da ELETROBRÁS um aporte adicional de US\$ 150 milhões.

Cumprе registrar que o Governo já havia cindido a ELETROSUL, vendendo a parte relativa à geração – Gerasul – a um consórcio liderado pela empresa belga Tractbel. Um patrimônio valiosíssimo, incluindo a UHE de Salto Osório (1050 MW) e a UHE de Salto Santiago (1.332 MW) - além do complexo termelétrico de Jorge Lacerda, que engloba a recém-inaugurada UTE de Jorge Lacerda IV - foi praticamente doado àquele consórcio. No leilão levado a efeito pela BNDES a Gerasul foi arrematada pelo seu valor mínimo de avaliação – cerca de US\$ 900 milhões – resultado do único lance apresentado. Com os recursos auferidos, o Governo poderia honrar, tão somente, **quatro a cinco dias de juros relativos à nossa dívida mobiliária interna.**

A construção de Corumbá I (383 MW) e Miranda (390 MW) teve a participação estatal de 100%.

Nos casos de Candiota III e Jacui I, cujas obras estão paralisadas há muito anos, não se consegue atrair o interesse dos empreendedores privados.

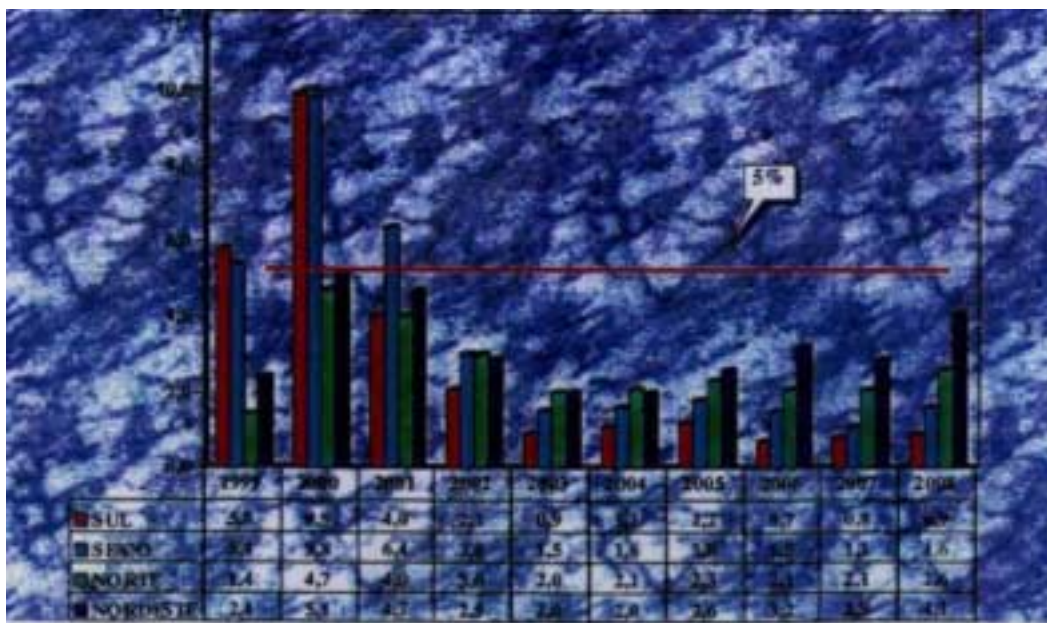
Todos os pontos acima destacados reforçam a convicção de que a iniciativa privada vem participando de forma complementar ou dúbia, não sendo esperado que venha a substituir, integralmente, a presença do Estado.

O setor estatal permanecerá com o Sistema de Transmissão, visto que para os agentes do MAE não interessará qualquer investimento oneroso. As Geradoras e

Distribuidoras procurarão se beneficiar, ao máximo, do trânsito, (virtual ou não), pela rede básica que, onerosa, permanecerá com o Estado.

O Grupo ELETROBRÁS ficará com o encargo de promover sua manutenção e sua custosa expansão, recebendo uma inexpressiva remuneração, sob a batuta do ONS que buscará utilizar tal rede, visando a assegurar o melhor proveito para o Mercado Atacadista de Energia - MAE.

Não será desprezível o encargo que restará ao Governo, principalmente no que concerne à manutenção de uma taxa de risco abaixo de 5%, que é o máximo tolerável.



A figura que se segue indica o risco atual que aumentará perigosamente no ano 2000, devendo ser reduzido gradualmente a partir de 2001, desde que o planejamento da expansão do parque gerador e do sistema de transmissão venha a ser efetivamente realizado.

O Plano Decenal 1999/2008 prevê, com relativo otimismo, os seguintes incrementos na geração em todo o País:

Incremento (MW)

ANO	REGIÃO SUL/SUDESTE/ CENTRO OESTE	REGIÃO NORTE/NORDESTE	TOTAL*
1999	3.643,2	11,6	3.654,8
2000	2.050,3	240,0	2.290,3
2001	5.034,9	362,8	5.397,7
2002	4.432,3	122,0	4.554,3
2003	2.279,2	1.635,5	3.914,7
2004	2.787,3	1.543,3	4.330,6
2005	4.811,6	1.1125,0	5.936,6
2006	3.148,5	1.482,0	4.630,5
2007	1.812,0	1.168,0	2.980,0
2008	1.238,2	2.520,9	3.759,1
TOTAL	31.237,5	10.211,1	41.448,6

*Excluídos os Sistemas isolados, cujos montantes são reduzidos

As principais usinas programadas para esse período estão indicadas na figura a seguir.

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO 1999/2008
 PRINCIPAIS USINAS PROGRAMADAS (MAIORES QUE 10 MW)

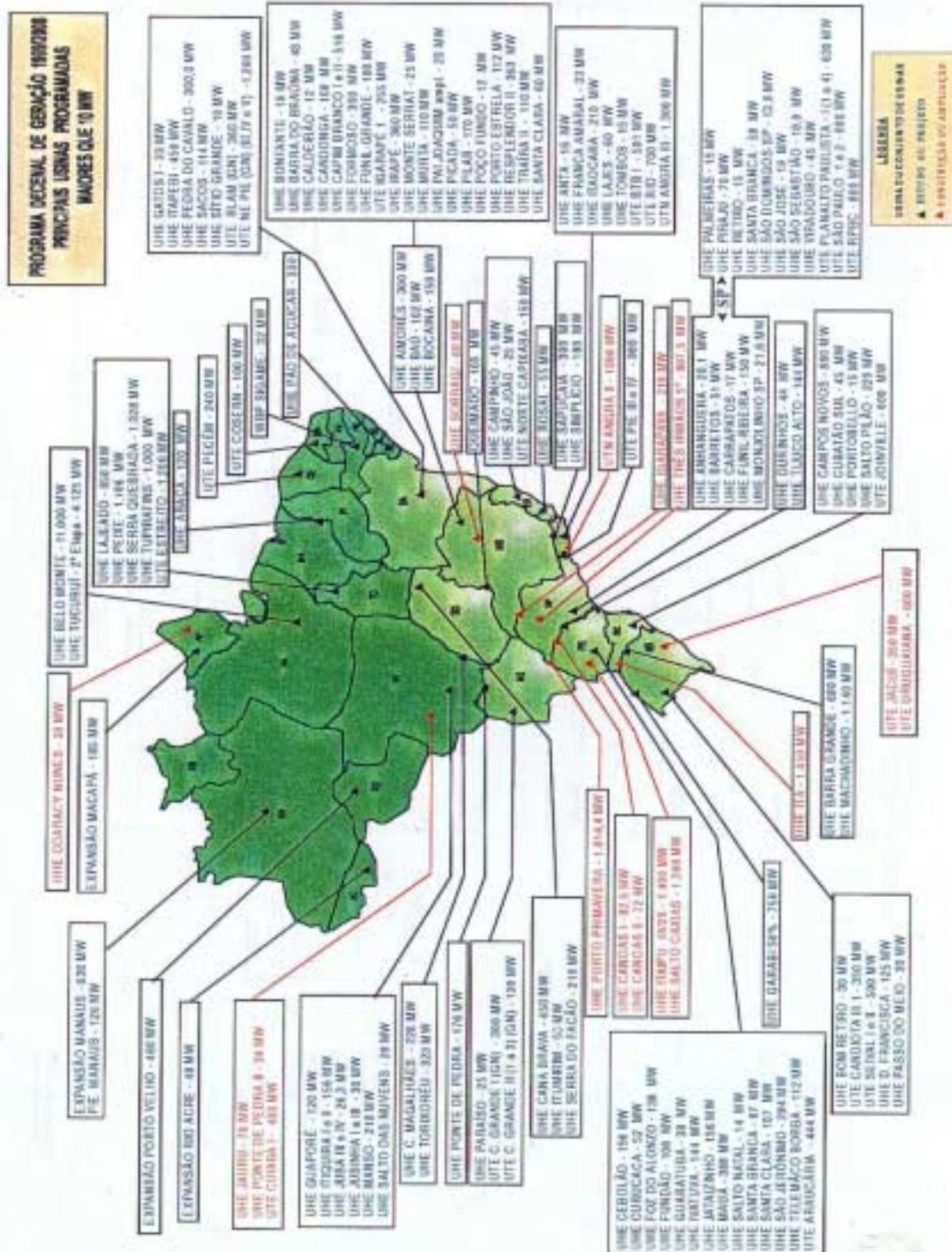


Figura 6 – Fonte: Plano Decenal da Eletrobrás período 1999/2008

Para alcançar os objetivos programados nos próximos sete anos, devem entrar em operação usinas hidrelétricas e termelétricas num ritmo de 4.000 MW por ano, correspondendo um acréscimo (na oferta) de 28.000 MW.

A legislação atual, obriga a realização de licitação, como requisito básico para outorgas de concessão, Torna-se, dessa forma, necessário que - até o ano 2001 - estejam concluídos com êxito, processos licitatórios de numerosos empreendimentos. Um ritmo de 4.000 MW por ano de outorgas será exigível. Trata-se de uma previsão bastante otimista visto que, após a outorga e assinatura dos contratos com os vencedores de tais concursos, devem ser esperados pelos menos cinco anos para a efetiva entrada em operação dos empreendimentos. A ANEEL programou licitar (em 1999) 3.452 MW, o que é altamente improvável uma vez que, em abril, apenas os editais relativos a UHE de Ourinhos (64 MW) e UHE de Itumirim (55 MW) estavam em condições de publicação. Os demais empreendimentos dependeriam de conclusão ou análise de Estudos de Viabilidade, obtenção de LP (Licença Prévia Ambiental), conclusão de Estudos de Impacto Ambiental – EIA ou de Relatórios de Impacto de Meio Ambiental - RIMA.

Mais preocupante é o pouco interesse dos empreendedores quanto às licitações da ANEEL. Parece-lhes mais atraente o programa de privatizações, envolvendo as usinas geradoras de FURNAS, ELETRONORTE e CHESF. Lamentável é que, nessas condições, nenhum acréscimo substancial na oferta de energia poderá ser esperado.

A opção por termelétricas convencionais que utilizem óleo ou carvão, ou ainda por term nucleares, não seria adequada no curto prazo.

Um laborioso processo deveria ser desenvolvido, sendo necessário para tanto: a obtenção das (LP), a elaboração de projetos detalhados de construção, a aquisição de materiais e equipamentos de diversas origens, a execução de obras civis de grande monta e as montagens do gerador de vapor e do turbo-alternador, além dos procedimentos de comissionamento e testes operacionais. Na melhor das hipóteses, seriam despendidos de quatro a cinco anos.

A opção mais rápida e viável se consubstanciará com unidades a gás, ensejando a seguinte programação no Plano Decenal 1999/2008:

USINA	POTENCIAL (MW)	ENTRADA EM OPERAÇÃO (ANO)
UTE/GN CAMPO GRANDE II-1	40	1999
UTE/GN CAMPO GRANDE II-2	40	1999
UTE/GN CUIABÁ I-2	150	2000
UTE/GN CAMPO GRANDE II-3	40	2000
UTE/GN CUIABÁ I-3	150	2000
UTE/GN URUGUAIANA	600	2000
UTE/GN IGARAPÉ I-1	255	2001
UTE/GN PLANALTO PAULISTA I-1	155	2003
UTE/GN RIO	700	2003
UTE/GN PLANALTO PAULISTA I-2	155	2004
UTE/GN PLANALTO PAULISTA I-3	155	2004
UTE/GN CAMPO GRANDE I	300	2004
UTE/GN NORTE CAPIXABA	150	2004
UTE/GN PLAM	360	2004
UTE/GN PLANALTO PAULISTA I-4	165	2004
UT/GN COSERN	100	2004
UTE/GN BTE	501	2005
UTE/GN SÃO PAULO 1	450	2006
UTE/GN SÃO PAULO 2	450	2006
UTE/GN ARAUCÁRIA	444	2006
UTE/GN PIE III	400	2006
UTE/GN PIE IV	400	2007

A previsão para os próximos 8 anos é de instalar 7.200 MW em usinas a gás natural, representando o atendimento de um pouco menos da demanda incremental relativa a dois anos.

Observa-se que a solução é puramente emergencial e visa a atender o suprimento de mercados locais.

O combustível será em grande parte importado da Bolívia e da Argentina. Do gasoduto boliviano pretende-se utilizar a metade de sua capacidade para uso energético. Produto tão nobre deveria ser destinado, prioritariamente, ao uso industrial. O gás da Bolívia deverá atender às seguintes UTE's a serem instaladas: Mato Grosso (480 MW), Mato Grosso do Sul (450 MW), Rio de Janeiro (1.350 MW), São Paulo (1.400 MW), Paraná (444 MW), Minas Gerais (390 MW), totalizando uma potência de 4.514 MW. As UTE's a serem instaladas no Rio Grande do Sul (600 MW), receberão o suprimento de gás argentino.

O gás de Urucu será destinado a: Rondônia, Acre, Manaus, Macapá e Pará. Haverá, todavia, necessidade de liquefazê-lo para transporte, considerando que a implantação de uma rede de gasodutos na Amazônia seria antieconômica e, até mesmo, irrealizável.

De qualquer sorte o transporte em recipientes especiais para gás liquefeito é bastante complexo, sendo exigidas altas pressões sob temperaturas baixíssimas (-150°C).

O abastecimento do gás ao Nordeste a partir de suas próprias reservas, que são bastante limitadas, é precário. Será necessária a sua importação, via marítima, utilizando embarcações especiais.

Não é desprezível a implicação de ordem estratégica, podendo ser esperadas eventuais ameaças e, até mesmo, conflitos internacionais, envolvendo nossos vizinhos: a Bolívia e a Argentina.

Não será, portanto, uma solução alternativa ao uso de nossos recursos hídricos abundantes e, em grande parte, inexplorados.

A solução, a longo prazo, quando vier a ocorrer o esgotamento das fontes hidroenergéticas será o uso intensivo da energia solar e da energia nuclear. O aproveitamento da energia contida no átomo, a partir do tradicional processo de fissão, já encontra algumas limitações. Em contrapartida, é inexorável a necessidade da sua utilização, com o emprego dos novos processos, tais como a fusão, que são objeto de intensa pesquisa científico-tecnológica. Os investimentos na transmissão de energia elétrica, visando à interligação dos sistemas, serão equivalentes aos exigidos pela geração. Uma visão da extensa e complexa rede que já interliga as regiões Norte/Nordeste com as regiões Centro-Oeste/Sudeste/Sul está ilustrada na figura a seguir apresentada.



Figura 7 - Fonte Plano Decenal da Eletrobrás período 1999/2008

Obviamente, quando for concluído o total aproveitamento da bacia do Tocantins-Araguaia, o eixo Norte-Sul - que já interliga Imperatriz a Brasília - ficará adequadamente reforçado.

CAPÍTULO V -

POLÍTICAS E ESTRATÉGIAS SUGERIDAS

Há que introduzir correções da rota no processo, evitando o mal maior, qual seja o comprometimento do Objeto Nacional Permanente, com prejuízos relevantes no que diz respeito ao Poder Nacional, notadamente nos campos da Segurança e do Desenvolvimento.

Não pode ser descartada toda a experiência adquirida pelo País, ao longo de mais de um século, no desenvolvimento de Setor Elétrico.

Na elaboração de uma nova proposta política e estratégica, não poderá ser esquecido que:

- A transmissão de energia se caracteriza como monopólio natural;
- A implantação de um parque termelétrico à base de UTE's alimentadas a gás natural - mesmo resultando em processo mais imediato e menos oneroso - exigirá um permanente dispêndio na aquisição de combustíveis, em grande parte importados, caros e de disponibilidade limitada. Uma abordagem mais abrangente está apresentada em 4.3 Visão Prospectiva;
- Um parque termelétrico, baseado na instalação de UTE's que utilizem outros combustíveis fósseis, como o óleo e o carvão, resulta em alternativa pouco recomendável. São notórias as restrições nos âmbitos internacional e nacional, quanto à poluição atmosférica. Emissões intoleráveis de CO, CO₂, SO₂, NOX, são repudiadas pela sociedade. Os processos técnico-administrativos, necessários a obtenção de Licença Prévia Ambiental, exigem estudos de viabilidade a serem analisados, cuidadosamente, pela ANEEL e pelo IBAMA. Aliam-se a esse conjunto de dificuldades a complexidade do próprio processo de implantação e o ônus na aquisição do próprio combustível, que será em grande parte importado. Acresce

considerar que a produção de energia elétrica será sempre subsidiada para que se mantenha uma razoável competição com a geração hidrelétrica;

- O aproveitamento hidrelétrico ficará sempre vinculado ao uso compartilhado dos recursos hídricos visando: à navegação, ao abastecimento de água, à pesca, à regularização de bacias, à irrigação e, até mesmo, ao turismo. Seu significado estratégico dispensa maiores comentários, não sendo admissível sua subordinação a organizações que buscam, unicamente, o lucro. Lamentável é que tão delicado equacionamento se faça sob a égide de organizações alienígenas.

Define-se, dessa maneira, o motivo fundamental que conduziu os países defensores de suas soberanias, a deixarem de privatizar suas hidrelétricas.

A França, cujo Setor Elétrico é praticamente estatal, apoia-se na *Électricité de France – EDF*, aceitando conviver, limitadamente, com a empresa privada *Compagnie du Rhône*, responsável pelo atendimento de uma parte reduzida de seu território.

No Canadá, a hidreletricidade representa 60% da geração no país. Quatro estatais vinculadas às principais províncias, encarregam-se de geração transmissão e distribuição de energia. A *Hydro-Quebec* e a *British Columbia Hydro* são as mais importantes. Nos EE.UU., embora a hidreletricidade represente 11,5% do seu parque gerador, estão operando 95.000 MW em UHE's, cerca de uma vez e meia a capacidade total instalada no Brasil. O *US Army Corps of Engineering* e o *US Bureau of Reclamation* (órgãos federais), assim como o *Tennessee Valley Authority* e a *Boneville Power* (estaduais), encarregam-se da quase totalidade das usinas hidrelétricas em operação, não havendo qualquer pretensão de privatizá-las. Todos os empreendimentos exploram de forma compartilhada: a navegação, a irrigação, o abastecimento d'água, a pesca, além de exercerem controle racional das vazões. São considerados estratégicos e não saem das mãos do Estado.

Na Noruega os 27.000 MW de capacidade instalada estão nas mãos do governo, sendo a geração, praticamente, de natureza hidro. No contexto de toda as reformas introduzidas em seu Setor Elétrico, visando à competitividade do seu mercado, as empresas

federais, estaduais e municipais permaneceram sob o controle do governo. Não foi introduzida qualquer alteração no sentido de transferir concessões das empresas públicas para a iniciativa privada.

Trata-se, assim, de realçar a contradição entre outros países desenvolvidos e os emergentes, cada vez mais distantes de seus objetivos permanentes e sujeitos a elevados custos sociais.

Não é plausível e patriótico que o Brasil possa desconsiderar essa vertente política e estratégica da maior importância;

- A Política do Governo atual está perfeitamente delineada: trata-se do conceito neoliberal de minimização do Estado. Não está muito claro, no entanto, sua participação como elemento indutor do processo de desenvolvimento. São nítidas as controvérsias, na sua base política, a esse respeito. Na sua proposta eleitoral, quando da primeira eleição, era ressaltado que o processo de privatização do Setor Elétrico Brasileiro se desenvolveria com a necessária cautela, tendo em vista o seu conteúdo notadamente estratégico. Esse ressalva — supostamente apoiada pela ampla maioria dos eleitores — não foi, contudo, respeitada. O processo vem se desenvolvendo de forma desordenada, notadamente no que concerne às empresas federais. Até agora, apenas a Gerasul, resultante da cisão da ELETROSUL, foi privatizada. A parte relativa aos serviços de transmissão permanece sob o controle da ELETROBRÁS. As privatizações de FURNAS, CHESF e ELETRONORTE vem sendo objeto de resistência por parte de alguns governos estaduais, notadamente de Minas Gerais. Representa um esforço cívico que nos defenderá da periferia mundial. Os processos relativos às empresas de distribuição, notadamente às de controle estadual, vem se desenrolando sem maiores dificuldades. A maioria delas passou às mãos da iniciativa privada. Alguns governos estaduais - na qualidade de acionistas majoritários - venderam suas empresas, visando solucionar seus apertos financeiros. O BNDES tem lhes antecipado recursos, assumindo o controle acionário e promovendo a imediata

privatização. Aos governos que lhe cederam tal controle resta o recebimento do saldo da transação, relativamente ao montante adiantado.

A COPEL, do Paraná, não foi privatizada. A CEEE do Rio Grande do Sul e a CESP/São Paulo, foram privatizadas parcialmente⁷. A CEMIG negociou uma participação acionária de 33% com um consórcio formado pelo Banco Opportunity, pela Southern Electric e pela AES, tendo o governo Eduardo Azeredo abdicado do efetivo controle da Empresa, ao aceitar cláusula controvertida no Contrato de Acionistas.

O governo Itamar Franco protestou energicamente, tendo a Assembléia de Minas criado uma CPI para apurar as irregularidades suspeitadas. Em setembro, foram encerrados os trabalhos, sendo anulada a operação contratual por ser considerada fraudulenta. O consórcio passou à sua real condição de minoritário, sendo demitidos os seus três diretores, que participavam da administração da empresa. A CEMIG permanecerá na condição de sociedade de economia mista: com controle do Estado que manterá sua condição de acionista majoritário⁸.

De resto, o resultado financeiro dos processos levados a termo é pífio, tendo os recursos auferidos se estiolado. Nem mesmo a sua utilização para abatimento da Dívida Pública concretizou-se. Os recursos serviram, precariamente, para saldar parcelas irrelevantes envolvidas.

•Do ponto de vista institucional, as seguintes considerações merecem relevo:

⁷ O Governo Paulista - que já havia privatizado a Eletropaulo e a Cesp Paranapanema – vendeu a Cesp Tietê à AES, em 27/10/1999, alcançando um ágio de 30% sobre o preço mínimo de R\$ 721,8 milhões.

⁸ Em 18/10/1999, o Tribunal de justiça de Minas Gerais, julgando um recurso apresentado pela Southern Electric, concordou com o retorno dos diretores afastados pela CEMIG. Retirou, entretanto, o poder de veto que era exercido pelos minoritários - desde a assinatura do Contrato de Acionistas. Incompreensível era a estrutura organizacional da empresa privatizada: **Poder decisório para minoria alienígena.**

- O modelo estratégico, sugerido pela Coopers & Lybrand, baseou-se na experiência inglesa, que não se adequa ao Brasil e que, na própria Inglaterra, não produziu os resultados almejados.
- A política, adotada pelo Governo, se baseou nas estratégias preconizadas pelo consultor estrangeiro, na contramão da doutrina que subordina a estratégia às linhas de ação política;
- Os próprios consultores propuseram, em seu Relatório Final, a alteração da estrutura legislativa do País, sem consulta prévia ao próprio Congresso Nacional;
- A criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, reduziu o produto Energia Elétrica à condição de “Commodity”, olvidada a sua importância como bem de utilidade pública e com elevadíssimo conteúdo estratégico;
- O esvaziamento do Ministério das Minas e Energia, cujas funções reguladoras e fiscalizadoras foram passadas de um órgão da Administração Pública – o Departamento Nacional de Energia Elétrica/DNAEE – para uma autarquia - a Agência Nacional de Energia Elétrica/ANEEL – que carece de efetivos poderes políticos;
- Com a extinção do DNAEE, gerou-se um vazio no que concerne à regulamentação e à fiscalização do uso abrangente das águas;
- A ação da ANEEL ficou limitada ao aproveitamento e uso do potencial hidráulico (energético). O Governo permanece mergulhado em grande indefinição quanto a esse problema;
- Reações políticas quanto à privatização das usinas hidrelétricas são registradas especialmente no Nordeste. O aproveitamento compartilhado do rio São Francisco tem gerado grande controvérsia. Cursos d’água como os rios Grande, Paranapanema, Tietê e Paraná – alguns deles constituindo-se em fronteiras líquidas entre Estados importantes da Federação como Minas Gerais, São Paulo e Paraná – revestem-se de altíssimo valor estratégico, sendo requerida, uma forte e adequada influência do Poder da União. É preciso registrar que, na tentativa de superar tão importante problema, foi

proposta a criação da Agência Nacional de Águas – ANA. Essa autarquia - cuja criação é objeto de um Projeto de Lei – deverá organizar e controlar o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. É de esperar que a ANA fique imprensada entre os Ministério de Minas e Energia e Ministério do Meio Ambiente. Grandes reações já são constatadas entre as diversas correntes políticas. O único apoio efetivo registrado originou-se do Banco Mundial (BIRD), o que parece bastante estranho.

- A operação do Setor Elétrico, particularmente no que concerne aos sistemas interligados, está nitidamente comprometida com a extinção do GCOI e sua substituição pelo ONS. No Capítulo IV sua fragilidade está amplamente caracterizada;
- O planejamento setorial será bastante enfraquecido, apesar da camuflagem bem urdida pela Secretaria de Energia do MME, que chamou a si a sua coordenação geral, mantendo atuante as antigas estruturas do GCPS. Na condição de “indicativo”, deverá selecionar os empreendimentos que serão objeto de licitação, com vistas à outorga das concessões.

Fatos Portadores do Futuro.

Abordadas as premissas mais importantes, depreende-se que deverá ser considerado o seguinte elenco de fatos:

- A mudança do Modelo Institucional;
- A desestruturação inexorável e progressiva do modelo, atualmente em extinção;
- A transição, nitidamente tumultuada, que se processará durante os próximos anos, podendo ultrapassar o mandato do governo atual;
- A escolha do BNDES como Agente Financeiro Setorial – AFS;
- O processo de privatização em curso;
- As transformações da estrutura legal, exigindo a criação e implantação de novos órgãos reguladores e fiscalizadores.

Alguns **Óbices** de maior relevância podem ser, também, identificados.

Óbices

Pelo acima exposto, são identificados:

- O alto risco que se configura quanto ao atendimento da demanda e à estabilidade dos sistemas interligados;
- O pouco interesse dos potenciais empreendedores da iniciativa privada com relação à Produção de Energia Elétrica, a partir das novas instalações de maior porte e de maturação mais demorada;
- A carência de recursos financeiros destinados a dar suporte à ampliação do sistema de transmissão da rede básica;
- A resistência, dentro de organização federativa, quanto à privatização do patrimônio público de natureza estadual;
- O desinteresse dos novos proprietários das empresas privatizadas em investir na expansão de suas redes, em benefício de consumidores que representem: baixa remuneração, e, particularmente os de baixa renda, baixa concentração de demanda ou, ainda, situados em locais de difícil acesso;
- A tendência de algumas empresas privatizadas em atuar como “Produtor Independente”, escapando – como a Cesp Tietê e a Gerasul, respectivamente adquiridas pela AES e Tractbel – das obrigações de expansão, que são ainda exigidas das antigas concessionárias;
- A esperada recusa ou efetiva resistência dos agentes do MAE em contribuir para a conta de Compensação de Combustível – CCC⁹.

Políticas Sugeridas

A vitoriosa política adotada por Getúlio Dorneles Vargas e fortalecida durante os Governos Militares, está sendo abandonada. Há quase duas décadas os governantes vem contribuindo para inviabilizar o desenvolvimento do Setor Elétrico que se sustentava, com êxito, na própria estrutura tarifária, nos impostos e em taxas (extra-tarifárias).

Tal política desestabilizadora implicou em:

⁹ Pela legislação atual a contribuição para a CCC será exigível até o ano 2003.

- não atendimento localidades isoladas e/ou consumidores de baixa renda pela extinção do IUEE;
- descontinuidade da equalização tarifária, com a extinção da RGG;
- dificuldade de ser promovida a aquisição de ativos inoperantes com níveis de manutenção precários - ou ainda, com expansão inadequada - bem como a implantação de nossos empreendimentos, visando à substituição de ativos já depreciados como resultado da redução e gradual extinção da RGR.

Ressalte-se que nos capítulos precedentes está desenvolvida pormenorizada análise a respeito dos efeitos daninhos provocados pelo a aviltamento tarifário, associado à: descontinuação, redução e ou eliminação do IUEE e da RGR.

Igual resultado desastroso ocorreu com o Sistema de Transportes Brasileiro, particularmente no que concerne à manutenção das rodovias e ferrovias. Os constituintes de 1988 eliminaram, conjuntamente: o IUEE e o imposto de combustíveis e lubrificantes – IUCL. A ruína do sistema rodo-ferroviário encorajou o Governo a restabelecer o IUCL no bojo da Reforma Tributária.

Seria de bom alvitre que igual medida se estendesse ao Setor Elétrico, com o restabelecimento do IUEE, visando ao atendimento de projetos onerosos e de alcance social, em benefício de comunidades carentes, da eletrificação rural e do abastecimento de comunidades isoladas, entre outras iniciativas onerosas que, continuam a ser, igualmente, subsidiadas pelo Estado. Recomenda-se, prioritariamente, promover o:

- **RESTABELECIMENTO DO IMPOSTO ÚNICO SOBRE O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA – IUEE**

No modelo proposto pela Coopers & Lybrand, todos os encargos relativos a empreendimentos de difícil retorno deveriam ser atribuídos à ELETROBRÁS.

O pouco interesse até agora demonstrado pela iniciativa privada em concorrer aos processos licitatórios, relativos à usinas hidrelétricas de grande porte, ensejará a convocação das empresas estatais ainda não privatizadas.

A ELETROBRÁS já está autorizada a participar, como minoritária, nos empreendimentos de geração e transmissão conforme é estabelecido na

Lei 9.648. Assim ocorreu quando se tornou necessária a construção do 1º circuito da LT Norte-Sul. O Governo delegou, integralmente, à FURNAS e à ELETRONORTE, esse encargo, tendo em vista o desinteresse do setor privado. Em futuro próximo outras iniciativas nesse sentido deverão ser tomadas. Surge daí uma nova sugestão de caráter político, qual seja:

- PARTICIPAÇÃO DO SETOR ESTATAL, SEMPRE QUE NECESSÁRIO, EM NOVOS EMPREENDIMENTOS DA GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO.

O BNDES tem financiado a iniciativa privada em diversos projetos a exemplo da construção de: Juba I, Juba II e Serra da Mesa. Não seria herética a volta de financiamento às empresas estatais sempre que - em casos de projetos que não venham a merecer o interesse dos nossos empresários - tal apoio financeiro do banco estatal for julgado conveniente. Assim impõe-se:

- VOLTA AOS FINANCIAMENTOS DO BNDES EM APOIO AO SETOR ESTATAL, SEMPRE QUE O GOVERNO JULGUE CONVENIENTE

As dificuldades, já registradas no processo de privatização¹⁰, não são desprezíveis. A sua interrupção forçaria os empreendedores privados a se voltarem para os projetos novos, cuja outorga vem sendo licitada pela ANEEL sem grande sucesso.

Seria, assim, descontinuada a busca de “negócios da China”, consubstanciados na aquisição de ativos - que já estão em operação - por preços altamente vantajosos. É preciso que se estabeleça uma efetiva concorrência em lugar da manutenção do patrimonialismo vigente.

Caracteriza-se como altamente conveniente a:

¹⁰ O BNDES viu-se obrigado, em 27/10/1999, a financiar R\$ 360 milhões para que a empresa estrangeira AES participasse da privatização da Cesp Tietê. Julgando ação popular – apresentada pelo radialista João Roxo Sanchez – o Juiz da 10ª Vara Federal de São Paulo concedeu, em 10/11/99, medida liminar suspendendo o financiamento que fora concedido pelo banco estatal.

- INTERRUPTÃO IMEDIATA DA POLÍTICA PATRIMONIALISTA VIGENTE.

Não sendo possível, a curto prazo, incrementar a oferta de energia de sorte a superar as condições de alto risco operacional, admite-se ser conveniente um esforço concentrado na melhoria das redes interligadas de transmissão, conferindo-lhes melhor confiabilidade.

A partir desse enfoque torna-se urgente a:

- CONCENTRAÇÃO DE RECURSOS NA IMEDIATA RECUPERAÇÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA

Essas são as sugestões mais imediatas com vistas a uma correção de rota na política governamental, sem grandes traumas quanto à tendência liberal dominante. Seguindo a nova linha preconizada pelo FMI e pelo BIRD, que estão à busca de novos rumos para a macroeconomia, o Ministro José Serra tem recomendado a revisão do conceito de “déficit público”. Defende uma renegociação para que as empresas públicas voltem a investir, uma vez que - pelo critério atual do FMI - tais investimentos são erroneamente contabilizados como **débito**. A União Européia, por exemplo, declara-se totalmente contrária a esse conceito, advogando a contabilização como **crédito**. É sabido que todo o esforço do FMI em retirar o setor público da participação direta em projetos desenvolvimentistas reside na redução do déficit público. **Bloqueou-se a participação do setor público e agravou-se a recessão!** Torna-se, finalmente, imperiosa a:

- REFORMULAÇÃO DO ACORDO COM O FMI NO QUE TANGE AOS INVESTIMENTOS ESTATAIS

Sem maiores comentários e em sintonia com o acima sugerido, seria aconselhável a adoção das algumas estratégias. São elas:

Estratégias Sugeridas

- Resgatar para o ONS o poder que era atribuído ao GCOI no comando de operação interligada dos sistemas;
- Assegurar ao titular da Rede Básica a capacidade de barganha, em lugar da submissão aos interesses do MAE;

- Colocar o MAE na condição de prestador de serviço público, com vistas ao benefício do consumidor;
- Restabelecer o planejamento executivo, sob a responsabilidade do MME, sepultando o conceito equivocado do planejamento indicativo;
- Permitir às empresas estatais o direito de concorrer nas licitações lançadas pela ANEEL;
- Restabelecer, dentro do MME, o poder regulatório do setor, deixando à ANEEL o papel de coadjuvante, com dedicação prioritária à sua ação fiscalizadora;
- Manter a ELETROBRÁS em condições de ser acionada para atender à convocação do próprio Governo nos momentos julgados oportunos;
- Dar continuidade aos programas de treinamento e aperfeiçoamento dos quadros das empresas estatais que venham a permanecer atuando no setor;
- Manter uma reserva de especialistas técnicos e administradores, prontos para colaborar sempre que convocados pela Administração Pública;
- Conservar, no âmbito das estatais remanescentes, a capacidade de empreender e desenvolver projetos em setores, ou regiões, onde a iniciativa privada não demonstre, efetivamente, o seu interesse em participar;
- Manter a ELETROBRÁS como um dos agentes financeiros do setor, evitando a exclusividade reservada ao BNDES;
- Facultar à ELETROBRÁS a continuidade de acesso aos agentes financeiros internacionais;
- Evitar improvisações resultantes da má administração do plano de atendimento aos requisitos do mercado;
- Impedir, com patriotismo, a dilapidação do acervo tecnológico conquistado pelo Setor Elétrico Brasileiro.
- Enfatizar o esforço nacional para que o Brasil não se torne um país periférico.

CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO

O Povo Brasileiro vem procurando, com fé e afincos, colocar as forças da natureza a seu serviço, beneficiando-se dos seus recursos energéticos.

Há mais de um século mantém iniciativas dirigidas ao aproveitamento da energia elétrica, sendo simbólico o marco inicial materializado com a construção da UHE de Marmelos, próximo a Juiz de Fora (1889).

Durante a primeira metade do Século XX, carente de recursos financeiros e de conhecimentos tecnológicos, recorreu à iniciativa estrangeira, que veio a assumir altitude monopolista na exploração da energia elétrica.

Desinteressando-se de nosso mercado, a partir dos anos 30, os empreendedores americanos e canadenses - Amforp e Light - passaram a manifestar interesse em abandonar o Setor Elétrico Brasileiro na década dos anos cinquenta.

Os brasileiros assumiram, sob a liderança de Getúlio Dorneles Vargas e com o posterior apoio dos Governos Militares, uma posição corajosa, independente e patriótica.

Em cerca de cinquenta anos de labor conseguiram elevar o potencial elétrico instalado de pouco mais de 1.300 MW para cerca de 60.000 MW.

Dominando totalmente a tecnologia dos empreendimentos hidrelétricos, construíram, em parceria com os seus vizinhos paraguaios, a maior hidrelétrica do mundo – a UHE de ITAIPÚ.

Não descuraram, também, do desenvolvimento de seu parque gerador termoelétrico, construindo, até mesmo, suas primeiras usinas termonucleares.

Tamanho foi o êxito alcançado que, atualmente, exporta seus conhecimentos tecnológicos para os demais países sul-americanos, africanos e, mais recentemente, para a Ásia. Nossa indústria e nossos técnicos participam da construção da UHE TRÊS GARGANTAS, na China, que deverá suplantará a potência instalada em ITAIPÚ.

Tão brilhante trajetória vem sofrendo alguns percalços, desde o advento da globalização da economia que, em última análise, assume característica neocolonialista. As pressões externas aumentam a vulnerabilidade das partes: fosso entre os estados e as sociedades.

O Setor Elétrico Brasileiro não poderia deixar de sofrer o impacto dessa “nova onda”, passando por grandes transformações que ameaçam dilapidar nosso patrimônio tecnológico.

Sendo de alto valor estratégico, no cenário nacional, o aproveitamento de nossos recursos energéticos, há que mobilizar a sociedade brasileira, com vistas à preservação de nossas conquistas: liderança científica e tecnológica.

Não pode o Governo abdicar de suas responsabilidades deixando – sob a égide do liberalismo econômico de cumprir aquilo que preceitua a Constituição Federal em seu Artigo 21, Inciso XII, letra b: Cabe a União **“explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão 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”**

Sendo necessário, deverá acionar todos os meios ao seu alcance para atender as necessidades do mercado. Não estará obrigado, pelo contrário, a se restringir a outorgas de concessão, mediante licitações nem sempre bem sucedidas.

Na presente monografia buscou-se realizar uma correta avaliação da atual conjuntura, bem como sugerir algumas políticas e estratégias necessárias à salvaguarda dos mais altos interesses nacionais.

“Post hoc ergo propter hoc” – o que sucede é consequência do que antecede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- LIMA, José Luiz. Política de Governo e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica – Memória da Eletricidade. Rio de Janeiro, 1995.
- MEDEIROS, Reginaldo Almeida. História e Energia. Rio de Janeiro, 1996.
- SCHMIDT, Cristina Alkimin Junqueira. Panorama do Setor de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 1995.
- BIONDI, Aloysio. O Brasil Privatizado. Um Balanço do Desmonte do Estado. São Paulo, 1999.
- MELLO, Henrique Couto Ferreira. Transferência de Tecnologia da América Latina (especificamente do Brasil) para a África para Projetos de Grandes Usinas Hidrelétricas. Conselho Mundial de Energia. Salvador, 1997.
- PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1999/2008. Elaborado pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétrico – GCPS. ELETROBRÁS, 1999.
- RELATÓRIO ANUAL DO GTIB. Elaborado pelo Grupo de Trabalho de Informações Básicas para o Planejamento da Expansão da Geração – GTIB/GCPS ELETROBRÁS, 1999.
- INFORME DA ANEEL. Elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 1999.
- LEGISLAÇÃO BÁSICA DO SETOR ELÉTRICO. Elaborada pelo Grupo de Coordenação para Operação Interligada – GCOI, ELETROBRÁS, 1998.
- REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – Relatório consolidado elaborado pela Coopers & Lybrand. Brasília, 1997.