

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

O FUTURO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E DO MERCADO

ATACADISTA DE ENERGIA

Aluno: Bruno Schlemm

Mat.: 9614789-0

Orientadora: Prof^a. Marina Figueira de Mello

Dezembro de 2000

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

O FUTURO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E DO MERCADO

ATACADISTA DE ENERGIA

Aluno: Bruno Schlemm

Mat.: 9614789-0

Orientadora: Prof^a. Marina Figueira de Mello

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

Dezembro de 2000

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

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais, Virginia e Jorge Paulo, pelo apoio compreensão durante toda minha vida escolar e principalmente durante a realização deste trabalho.

Agradeço ainda à minha tia Silvana e meu amigo Caio pelo carinho e preocupação durante este ano de finalização de meu curso de graduação.

Índice

I – Introdução	6
1.1 – Tempo de energia, energia do tempo	6
1.2 – O Setor Elétrico Brasileiro – um primeiro olhar	8
II - Evolução Histórica	15
2.1 – De Getúlio a Cardoso	15
2.2 – Características do Setor Elétrico brasileiro	21
2.3 – Privatização: um primeiro ensaio	23
IV – Regulação – O papel da ANEEL	25
V – O Mercado Atacadista de energia	31
5.1 – Histórico	35
5.2 – A estrutura do MAE	37
5.3 – Formação de preço	50
VI – Conclusão	56
VII – Bibliografia	63

I – INTRODUÇÃO

1.1 – TEMPO DE ENERGIA, ENERGIA DO TEMPO

Desejamos abordar neste trabalho alguns pontos que achamos de fundamental importância no que diz respeito à realidade de nossa sociedade e à nossa mesma, como futuros economistas e, além de tudo, como brasileiros.

O Programa Nacional de Desestatização está completando dez anos. Começou no governo Collor e ainda está em andamento. No último ano adquiriu um ritmo mais lento devido a uma série de questões ligadas ao próprio processo de desestatização - já que normalmente são privatizadas primeiro os casos mais fáceis - e também questões ligadas à política.

O advento da globalização que encurtou ainda mais as distâncias entre os mercados, culturas, pessoas e sonhos está diretamente ligado ao aumento da velocidade da informação. Hoje em dia, como ver-se-á durante o desenvolvimento desse trabalho, já se pode vender energia em uma espécie de “bolsa de valores de energia”, recebendo ao

mesmo tempo informações de diversas partes do país sobre as condições de cada empresa geradora de energia.

1.2 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – UM PRIMEIRO OLHAR

Competição é essencial em determinados setores. No entanto a indústria de energia enfrenta um problema relacionado aos aspectos tradicionais da regulação de monopólio, como retornos crescentes e assimetria de informação, que dificultam o atingimento dos benefícios da competição.

Na maioria dos países o setor de energia elétrica vem sofrendo uma reestruturação bem profunda. Podemos perceber um movimento internacional comum. Temos que deixar claro que existem diferenças de país para país, na medida em que leva-se em conta as diferenças culturais que influenciam diretamente o uso da energia elétrica.

Não podemos esquecer a importância da energia na vida de cada um e do país como um todo. Há muito tempo a energia não representa mais um luxo, mas sim uma necessidade sem a qual não mais podemos viver. Sendo assim, é do interesse público que nenhuma empresa venha a exercer poder demais sobre esta peça chave na vida de todos. A ANEEL, como órgão regulador do setor, tem um papel fundamental e crucial neste novo mercado de energia que está nascendo.

Por sua natureza, o setor de energia elétrica tem que passar pelo Estado de alguma forma. Seja por usufruir de suas terras para a passagem de linhas de transmissão, seja pelos lagos das usinas hidroelétricas ou utilização de quedas d'água que serão construídos, ou seja pela realocação da população ribeirinha e pelas questões ligadas às leis ambientais. O Estado está envolvido diretamente na definição de como seus recursos naturais serão utilizados para a produção de energia

Em alguns casos a situação da monopólio é aceita. Estamos falando de monopólio natural, neste caso, por um problema de escala, uma única firma é necessária para prover um determinado bem com eficiência. Novas firmas neste seriam economicamente inviáveis. Sendo assim a estrutura de monopólio deve ser mantida, mas o regulador deve tentar remontar um ambiente competitivo com a firma, para evitar abusos pelo fato de existir um monopólio.

Aqui estão, segundo Gilbert e Kahn (1996) alguns problemas típicos envolvendo monopólios naturais:

- Capital-intensivo e escala econômica mínima
- Nenhuma capacidade de estocagem e demanda flutuante
- Geração de externalidades ligadas à localização
- Necessidade essencial para a comunidade
- Envolve ligação, por meio de cabos, direta com consumidores

O fato de a energia não poder ser estocada ou transportada por longas distâncias, torna o mercado especial. Se houvesse a possibilidade de estocagem e transporte as firmas poderiam atuar em demais mercados, aumentando seu raio de ação e abrindo a possibilidade de mais de uma firma participar no seu mercado de origem.

A combinação entre a necessidade de energia com o fato de existir uma ligação direta com o consumidor implica em um grande poder de exploração por parte do produtor, revelando que a regulação por meio do Estado é inevitável.

A globalização é a fase mais avançada do processo de internacionalização das economias mundiais e da economia mundial como um todo. Está diretamente associada a uma grande e profunda reestruturação dos processos produtivos dos países industrializados, dentre os quais: a aceleração de mudanças tecnológicas, a reorganização dos padrões de gestão e a organização da produção, o aumento da concentração das estruturas de mercado e propriedade em geral – empresas transnacionais, – a redução de barreiras da natureza regulatória entre países e a interligação dos mercados financeiros.

A globalização gerou alterações no ritmo dos negócios, tornando tudo mais dinâmico e rápido. Sendo assim, a flexibilidade e a capacidade de dar respostas rápidas a situações novas marcam a nova era. Percebe-se uma maior integração entre tempo real e produção com o surgimento de conceitos como *just-in-time* e produção enxuta, agora produz-se o que já está vendido. Na verdade, quando falamos de energia elétrica, sempre está-se falando de produção *just-in-time*, já que sempre se produziu aquilo que

já estava vendido ou que se estava vendendo. Além do que, quando estamos tratando do parque energético brasileiro - que é, até agora, essencialmente hídrico - temos a peculiaridade de que todos os reservatórios das hidroelétricas têm que ser dimensionados para o consumo de pico. Ou seja, mesmo quando o momento de pico acontece só por poucas horas em um determinado mês, as estruturas têm que ser dimensionadas como se este consumo específico fosse a regra. Isso gera custos altos iniciais.

Previsão de Investimentos no Setor Elétrico

(emR\$ bilhões)	2000	2001	2002	2003	2004
Geração	3,80	5,30	5,60	4,00	3,40
Transmissão	2,70	3,40	2,50	1,10	1,00
Distribuição	1,70	1,50	1,50	1,50	1,40
Instalações Gerais	0,40	0,50	0,50	0,40	0,30
Total	8,60	10,70	10,10	7,00	6,10

(Fonte: Gazeta Mercantil, 21.06.00)

A posição do Brasil em relação ao processo de globalização encontra-se fragilizada, afinal o longo período de instabilidade econômica desorganizou profundamente o Estado, que vinha perdendo a capacidade de orientar a economia e sustentar financiamentos consistentes de investimento. Como podemos ver no quadro acima, o setor elétrico exigirá investimentos pesados nos próximos anos.

O processo de globalização trouxe consigo algumas questões fundamentais no que se refere ao seu impacto no nosso país, tais como: o que deve e o que não deve fazer o Estado ? Qual é o melhor modo de intervenção ? A desintegração das economias ditas comunistas, a crise do Estado na maioria dos países industrializados, a importante função do Estado no “milagre” dos tigres asiáticos, a desintegração dos Estados e a

exploração de emergências humanitárias como o direito a propriedade e de serviços básicos de educação e saúde trouxeram à tona as indagações sobre qual deve ser o modelo ideal de Estado, ainda mais no caso brasileiro, onde nos encontramos em um processo de reestruturação democrática do país.

A grande questão seria a eficiência do Estado. No Brasil, o Estado adquiriu um tamanho imenso, pois era o Estado o único responsável por promover o crescimento industrial do país. O Estado cresceu tão além de seus limites que encontrava-se impossibilitado de assegurar até mesmo bens e serviços essenciais.

Esta visão do Estado como o provedor de todo e qualquer serviço é uma visão que vem cada vez mais sendo criticada, ela pensava o Estado como promotor de desenvolvimento. A visão atual pensa o Estado como um regulador das atividades privadas, intervindo sempre em favor dos interesses da população em benefício do interesse público.

A idéia da reforma do setor elétrico e do Estado brasileiro em um âmbito maior visa essencialmente reduzir custos e assegurar investimentos contínuos, bem como reduzir os impactos ambientais incorridos no crescimento e utilização do parque hidroelétrico. Este objetivo deverá ser alcançado através de estímulos à competição entre empresas geradoras e comercializadoras de energia e através de mecanismos de incentivo, visando-se sempre garantir a eficiência do sistema.

Algumas peculiaridades do caso brasileiro devem ser levadas em conta. O parque de geração brasileiro é essencialmente hidroelétrico, o que demanda, conseqüentemente, um elevado grau de coordenação, já que, existindo mais de uma usina de geração em um único rio, a produção de uma afeta definitivamente a produção das demais. Neste ponto a atuação do Estado se faz não só necessária, mas também cuidadosa, uma vez que, pelo novo modelo do setor elétrico, a competição na geração é um dos pontos-chaves. No entanto, deve existir um órgão que assegure a cooperação do sistema, uma vez que os determinantes da produção de energia, como chuva e salto, não dependem somente da concessionária.

Temos aqui, então, não apenas uma análise do setor elétrico, mas, muito mais além, uma tentativa de entender como funcionará o novo mercado de energia brasileiro, que deve passar ainda por mudanças estruturais no que diz respeito à ANEEL - como defensor do interesse público - e das empresas geradoras, comercializadoras, transmissoras e distribuidoras de energia, as quais um dia estarão atuando no novo cenário energético nacional.

O papel da agência reguladora, ANEEL, neste novo contexto, é de profunda importância. Agora que o Estado deixa de ser o controlador efetivo dos investimentos no setor, a agência deve ser capaz de avaliar o que as empresas privatizadas e os concessionários estão fazendo. Deve ser rápida, ágil e segura nas suas decisões e deve ainda assegurar que elas estão sendo cumpridas. Sem estas características, o setor elétrico corre o risco de tornar-se um emaranhado de liminares judiciais concedendo isso ou aquilo a determinadas empresas, com uma agência perdida e lenta transmitindo a

uma imagem para o investidor de que aqui – no Brasil - é arriscado, incerto e custoso de se investir.

Concluindo, tentaremos fazer uma análise da realidade em que nós nos encontramos nesse mundo globalizado em contraste com o que foi planejado para o setor de energia elétrica. Tentaremos enxergar em que ponto estamos da gênese do novo setor elétrico, se falta muito, o que falta, se é possível e se estamos no prazo.

II – EVOLUÇÃO HISTÓRICA

2.1 – DE GETÚLIO A CARDOSO

O grande surto industrial que surgiu durante a Segunda Guerra Mundial e depois dela, aliado ao grande crescimento da população brasileira, fez com que a demanda por energia crescesse substancialmente. Durante toda a década de 50 e 60 tornava-se evidente o que o Governo já esperava há tempos: a necessidade de expandir o setor elétrico. Afinal, esse não poderia ser um empecilho para o desenvolvimento do país.

“Apesar da estrutura diversificada, historicamente, a estrutura de decisão do setor elétrico brasileiro era bastante centralizada. Essa característica acentuou-se após 1964, com a criação da Eletrobrás, que assumiu as funções de coordenação, planejamento, operação e de agente financeiro, transformando-se em holding das quatro geradoras federais (responsáveis ao longo da década de 90 por 50% da energia gerada no país)” (BNDES,1999).

Vale lembrar que a falta de investimento privado nessa época está ligada ao fato de a política tarifária ter um caráter não remunerador. Sendo assim, a iniciativa privada foi

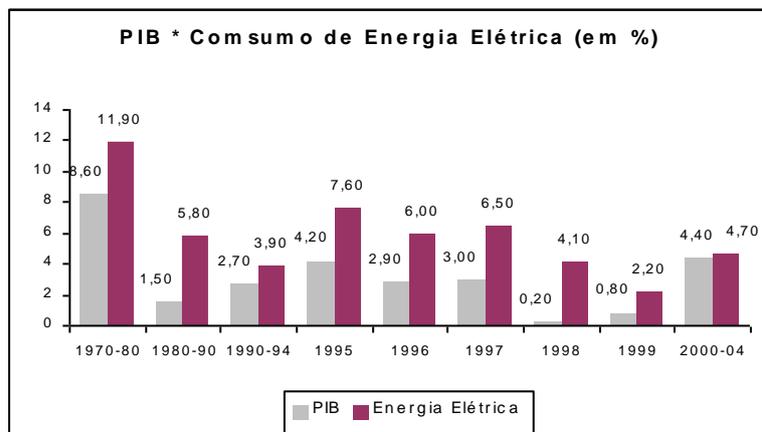
sendo, paulatinamente, afastada desse setor, o que deixou espaço para que Governos municipais, estaduais e federal assumissem os investimentos.

Muitos esforços foram empregados pelas diversas esferas do Governo para transformar uma estrutura fragmentada na estrutura integrada que conhecemos hoje em dia. De 1964 até a década de 70 o setor público brasileiro expandiu-se muito, assumindo o papel de investidor em infra-estrutura.

A atuação do Estado nos setor de energia elétrica permitiu um alto nível de expansão da oferta. Em média a oferta cresceu 7% ao ano, passando de 6.000 MW em 1960 para 57.000 MW em 1996. Os investimentos eqüivaliam a 2% do PIB ao ano (Mello, 1996).

O futuro ainda é um ponto de interrogação, já que, se forem mantidas as taxas de crescimento da demanda por energia de 5% ao ano, o setor terá uma necessidade de financiamento de US\$ 6 bilhões ao ano. O quadro fica ainda pior se analisarmos o desempenho do sistema Eletrobrás na década de 80 e no período de 1990 – 1994. Na década de 80 os investimentos foram em média de 0,8% do PIB e entrando nos primeiros anos da década de 90 ficaram somente em 0,4% do PIB. Esta taxa de crescimento da oferta vem se mostrando incapaz de atender ao crescimento da demanda, o que aumenta o risco de racionamento (Mello, 1996).

O mercado de energia elétrica tem um crescimento normalmente acima do crescimento da economia, quando há aumento da renda da população.



(Fonte: Gazeta Mercantil, 21.06.00)

A reversão do processo de crescimento das estatais teve início em 1970 com o Programa Nacional de Desburocratização. Ele visava deter a expansão contínua do setor público dificultando a criação de novas empresas estatais.

Com a eleição do presidente Fernando Collor de Mello em 1992, cujo plano Collor 1 tinha como principal aspecto o Programa Nacional de Desestatização (PND), aproximadamente US\$ 35 bilhões foram postos indisponíveis com o confisco das poupanças. Desta forma, uma parte substancial da poupança nacional estaria indisponível até 1991, quando o Governo passaria a devolver o dinheiro.

O dinheiro bloqueado seria usado para determinados fins que interessavam em muito o Governo, como o pagamento de impostos e aquisições de ações de empresas estatais privatizadas o que resolveria parcialmente a falta de capital nacional para ser usado nas privatizações.

O programa não funcionou, principalmente porque o Governo avaliou errado o tempo necessário para montar-se um programa de privatização claro, que garantisse não

somente os investimentos privados, mas também a eficiência das empresas. (Mello, 1996).

O Governo de Itamar Franco, um Governo curto que sucedeu a queda do Presidente Collor, trouxe uma nova visão extremamente equivocada às privatizações. Na ânsia de um governo com contas estáveis, todo o programa de privatização originalmente planejado e desenvolvido pelo Governo Collor foi terrivelmente desviado do seu caminho. Agora as privatizações deveriam trazer vantagens diretas para o Governo na forma de dinheiro, dinheiro este que deveria ter sido usado de forma racional em programas sociais e para pagar a dívida pública.

A idéia de usar as receitas de privatização para reduzir a dívida (aceitando títulos da dívida como forma de pagamento) não foi inteiramente abandonada, mas os títulos “podres” não seriam mais aceitos, o que dava mais espaço para o Governo avançar sobre o dinheiro das privatizações.

Na verdade o dinheiro foi muito pouco utilizado para pagar a dívida, foi usado sim para financiar o déficit do Governo. Vem sendo discutido constantemente na mídia o papel que as privatizações teriam na questão do ajuste fiscal do Governo. Na verdade elas não têm efeito duradouro sobre o déficit fiscal. Ao contrário do que parece para muitas pessoas, o fato de as receitas de privatização serem usadas para financiar o déficit do Governo não acaba com o déficit, somente o reduz naquele período. É fácil de ver isso. O déficit é um fluxo, ou seja, é ocasionado por um descompasso nas contas do Governo quando este gasta mais do que arrecada. Sendo assim, repetir-se-á por tanto

tempo quanto o descompasso persistir. Já as receitas de privatização são geradas somente em um período específico, no momento em que a empresa é vendida. Essas receitas não se repetirão por outros períodos. Deste modo essas receitas reduzem o déficit naquele período, já que excepcionalmente houve a venda de uma empresa que gerou uma determinada receita. Se formos mais a fundo, as privatizações podem até aumentar o déficit fiscal no longo prazo, já que as receitas de dividendos que as empresas privatizadas geravam não serão mais recebidas. As receitas de privatização adquirem um caráter temporário e provisório - a solução definitiva seria gastar menos ou arrecadar mais, ou até mesmo os dois.

A idéia de que a privatização tem que dar receitas ao Governo é uma idéia completamente distorcida, no entanto fácil, muito fácil de ser entendida pelo povo - uma vez que o Governo estaria vendendo um bem de todos, e muito caro. Quando se vende uma casa, ganha-se dinheiro por ela, quando se vende uma, empresa então, temos que lucrar.

A privatização vem em um momento em que o Governo não pode mais arcar com as despesas crescentes de investimentos que o setor necessita. Ou seja, segue um movimento mundial de redução do tamanho do Estado, transformando-o em Estado regulador, e não executor. Desta maneira o Estado pode concentrar-se naqueles deveres básico do Estado, deixando a administração das empresas para o setor privado - que pode administrar melhor, sem todos os problemas conhecidos da administração estatal.

O Governo Fernando Henrique Cardoso herdou a definição distorcida de privatização do seu antecessor, mesmo porque o novo Presidente da República foi o Ministro da Fazenda no Governo anterior. No entanto, dentro de pouco tempo a percepção do caminho errado que as privatizações estavam seguindo foi percebido e, apesar de todo o sistema de telecomunicação ter sido privatizado dando “lucro” ao Governo, a Petrobrás já trouxe o real caráter da privatização de volta. Seu capital foi pulverizado, dando a todos os interessados do povo o direito de lucrarem com a privatização.

Aqui estão alguns dados das privatizações do setor elétrico. Vemos que o Governo Federal foi bem hábil em promover a privatização das empresas estaduais, seja diretamente por via do orçamento – proibição de antecipação de receitas orçamentárias e restrição da folha de pagamento estadual – ou indiretamente, via BNDES – antecipação das receitas de privatização.

Empresa	Data de oferta	Receita dos Leilões	Dívida Transferida	Resultado Geral
CERJ	20/11/96	605	360	965
COELBA	31/07/97	1.731	222	1.953
CACHOEIRA DOURADA	05/09/97	780	145	925
CEEE - NORTE-NE	21/10/97	1.635	161	1.796
CEEE - CENTRO-OESTE	21/10/97	1.510	69	1.579
CPFL	05/11/97	3.015	110	3.125
ENERSUL	19/11/97	626	234	860
CEMAT	27/11/97	392	503	895
ENERGIPE	03/12/97	577	43	620
COSERN	12/12/97	676	121	797
COELCE	02/04/98	987	422	1.409
ELETROPAULO METROPOLITANA	15/04/98	2.027	1.386	3.413
CELPA	09/07/98	450	131	581
ELEKTRO	16/07/98	1.479	497	1.976
EBE - (BANDEIRANTE)	17/09/98	1.014	434	1.448
CESO - PARANAPANEMA	28/07/99	1.239	805	2.044
CESP - TIETÊ	27/10/99	938	1.182	2.120
CELPE	17/02/00	1.781	234	2.015
Total Elétrico	21/06/00	21.462	7.059	28.521

(Fonte: Gazeta Mercantil, 21.06.00)

2.2 - CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil é um país de dimensões continentais onde mais de 95% da energia é gerada por usinas hidroelétricas espalhadas por todo o território nacional, muitas das quais com capacidade de armazenagem plurianual, ou seja por um período maior do que um ano. O regime de chuvas brasileiro é de mais ou menos cinco anos. De cinco em cinco anos os ciclos de chuvas se repetem. Muitas represas podem armazenar água suficiente para sobreviver a este ciclo. As usinas termelétricas que inicialmente operavam em anos de seca, somente como forma de suporte para o sistema, irão operar de forma integrada ao sistema durante todo o ano, uma vez que a demanda de energia não foi suprida por novos projetos hidroelétricos que demorariam anos de construção se comparados ao pouco tempo de entrada em funcionamento de uma usina termoelétrica.

Cerca de 90% da população está servida de energia. No entanto, a média nacional esconde o fato de que a média nas áreas rurais é de apenas 63%. Mesmo assim, é absurda a diferença entre as áreas rurais de São Paulo, com 95% de eletrificação e as do Piauí, com 27% de eletrificação. O crescimento da demanda global está estimado entre 5 % e 7 % ao ano.

Pelo o tamanho do país o sistema é intenso em transmissão quando comparamos com outros países. Existem dois sistema que estão interligados: Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO) e Norte/Nordeste (N/NE). O primeiro representa cerca de 80% do consumo e o segundo 20%, sendo que a região Norte representa apenas 1,5% do consumo.

A Eletrobrás é uma holding responsável por muitos papéis dentro do setor elétrico além de desempenhar também o papel de agente financeiro. A Eletrobrás opera como uma extensão do Governo, apesar de 25% de seu capital ser da iniciativa privada.

2.3 - PRIVATIZAÇÃO – UM PRIMEIRO ENSAIO

O Governo pretende estabelecer um conjunto de argumentos institucionais, comerciais e regulamentares que dêem capacidade para o desenvolvimento do setor.

- Assegurar o suprimento seguro e confiável de energia elétrica e acesso a ela para aqueles que ainda não estão conectados.
- estabelecer condições que garantam a eficiência econômica em todos os segmentos através da maximização da concorrência, quando possível.
- apoiar o desenvolvimento de novos projetos hidroelétricos.
- Tornar os investimentos no setor elétrico atraentes ao setor privado

No entanto, existem uma série de fatores que poderiam eventualmente atrapalhar estes planos:

- necessidade de contenção do aumento das tarifas como parte do combate à inflação, mantendo também a confiança dos consumidores nas reformas.

- A grande preocupação ambiental no que diz respeito a novos projetos de alagamento e de construção de novas redes de transmissão.
- Histórico brasileiro de dificuldades financeiras que tornam o risco Brasil muito relevante para os bancos estrangeiros que poderiam vir a financiar projetos de longo prazo.
- O grande empecilho das mudanças legislativas necessárias para o novo modelo de setor elétrico que está nascendo.

Os três conceitos básicos para analisar qualquer questão referente às privatizações são: a) eficiência econômica, b) investimento e c) o ajuste fiscal. Podemos dizer que é a busca de eficiência que motiva a privatização.

Ao analisarmos esses três conceitos fica fácil perceber que aquela que prevalece é a de eficiência econômica. Os benefícios da privatização são maximizados quando o Governo tem como motivação exatamente a eficiência.

Um outro ponto importante em relação às privatizações passa pelo caráter dúbio, privado e estatal que a maioria das empresas estatais tinham/têm e que obscurece os objetivos das empresas. A privatização tem como objetivo implementar um novo ritmo às empresas dando-lhes mais dinamismo, velocidade, eficiência e modernização, além de garantir investimentos em infra-estrutura que o Governo não está sendo mais capaz de fazer.

IV – REGULAÇÃO – O PAPEL DA ANEEL

Uma das tarefas mais importantes e interessantes hoje em dia no setor elétrico é a formulação de regras claras e definidas de como o novo sistema deverá funcionar e ser supervisionado pelo governo, já que existem, entre outras, uma série de limitações técnicas como as bacias hídricas – sua interligação – e a rede de transmissão.

A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – é o órgão responsável pela regulação do setor e tem como ponto básico conjugar todas as características e resolver os problemas que venham a surgir, interesses conflitantes entre comercializadores e consumidores.

Depende da ANEEL a definição de regras claras para o funcionamento do mercado. É dessa clareza que dependerão, fundamentalmente, todo e qualquer investimento que venha a ser feito pela iniciativa privada.

Uma das grandes questões iniciais sobre o novo modelo do setor era como seria feita a desestatização. O sistema elétrico brasileiro é essencialmente hidroelétrico, ou

seja, utiliza-se de recursos hídricos para a produção de energia, o que leva à obrigatoriedade de utilização - e futuramente criação - de imensos reservatórios de água (lagos).

No entanto, esses reservatórios e lagos são abastecidos por rios e córregos e muitas vezes temos em um único rio muitas usinas hidroelétricas funcionando ao mesmo tempo. Se cada uma for privatizada separadamente poderiam surgir conflitos de interesses envolvendo as externalidades inerentes.

Uma geradora poderia resolver produzir pouca energia, liberando pouca água, já que prefere armazenar água para quando seus contratos estiverem entrando em vigor. Só que uma outra, localizada mais abaixo no rio, tem que produzir mais para honrar seus contratos de agora. Teríamos um conflito sério de interesses.

Além disso, existem questões ambientais sérias que envolvem a criação de novos reservatórios para usinas novas, bem como questões de interesse do Estado - como o deslocamento da população ribeirinha - que não podem ser esquecidas.

Depois da “Lei das Concessões”, que será explicada em detalhes mais adiante, o segundo grande evento no processo de reestruturação do setor elétrico foi a criação da ANEEL.

“A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao

Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal. Constituída a Agência, com a publicação de seu Regimento Interno, ficará extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE” (ANEEL, 2000).

A partir de maio de 1998 a cadeia de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia no Brasil, hora verticalizada e monopolista, passou por profundas mudanças com a Lei n.º 9.648 que estabeleceu novas regras para o setor. Esta Lei autoriza, basicamente, o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias.

Como consequência disto, a ANEEL ficou autorizada a comprar e vender energia através de um agente comercializador, ou seja, a comercialização eventual e temporária pelos autoprodutores de seus excedentes de energia, bem como a importação e exportação de energia e a implementação dos respectivos sistemas de transmissão associados a estas possíveis ações. Além disso, desencadeou o processo de criação de sociedades por ações, a partir da reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, “mediante qualquer operação de cisão, fusão, incorporação, redução de capital ou constituição de subsidiárias integrais” (FURNAS, 1999).

A “Lei das Concessões” aprovada em 1995 pelo Governo Federal prevê basicamente que se pode dispor de concessões e permissões de prestação de serviços públicos previstos no Artigo 175 da Constituição. Com isso foi criado o arcabouço

jurídico-normativo de um novo modelo do setor. O setor estaria aberto a novos agentes que poderiam participar mediante contratos de concessão e a tarifa fica sendo fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação. O Estado reafirma seu papel de agente regulador e fiscalizador do serviço público. Este seria o modelo ideal, no entanto não é o que ocorre hoje em dia, já que, segundo esse modelo, o Governo estaria abrindo mão de vender suas empresas por um alto preço e sair lucrando muito. Hoje em dia o Governo fixa - entre outros detalhes importantes como investimentos - a tarifa, e a proposta vencedora é aquela que oferece o preço mais alto pela empresa, gerando uma receita de privatização imensa.

A nova “Lei das Concessões” estabelece normas para criação e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece ainda a possibilidade de venda de energia por um “Produtor Independente”, bem como a opção de compra de energia pelos consumidores. Ou seja, eles terão a possibilidade de escolher de quem comprar a energia. Estabelece ainda que haverá um reajuste tarifário assegurado pelos contratos de concessão como garantia do equilíbrio econômico-financeiro. Define o que são as instalações de transmissão quanto à sua destinação: rede básica, concessionário de distribuição ou centrais de geração e ainda permite a criação de consórcios de Geração.

As conseqüências das ações originadas pela “Lei das Concessões” permitiram ao setor elétrico uma remodelagem profunda; os prazos de amortização dos investimentos foram limitados a 35 e 30 anos para as concessões de transmissão e geração, respectivamente; alguns mercados cativos foram extintos e o risco dos investidores foi, conseqüentemente, reduzido.

A grande expectativa é que a partir de 2003 qualquer consumidor, seja ele residencial ou comercial, poderá escolher seu fornecedor de energia. A energia elétrica passa a ser como qualquer outro bem que consumidores escolhem livremente para comprar. Devem assim seguir os padrões de respeito aos consumidores oferecendo qualidade, preço, confiabilidade e diversidade de serviços.

Este projeto já é realidade para consumidores grandes como a CSN – Companhia Siderúrgica Nacional -, que já pode escolher de quem comprar sua energia comparando preços e demais variáveis que poderiam trazer vantagens para sua atividade.

O novo modelo do setor elétrico administrado pelo MAE dá mais transparência ao sistema, oferecendo sinais econômicos concretos aos investidores e conferindo transparência à formação de preços. Antigamente o modelo utilizado era o de subsídios cruzados, onde os custos de distribuição eram embutidos na produção, o que inviabilizava uma visão clara de quanto custava cada etapa do serviço. Além disso, a tarifa fixada por lei não refletia de forma alguma os custos do quilowatt por hora.

O Acordo de Mercado que foi fixado em 1998 sob a coordenação do MAE - a base de funcionamento deste organismo - foi realizado (diferentemente de outros países, onde foi imposto pelo Estado) entre geradores, distribuidores e comercializadores de energia. Assim os próprios participantes discutiram e criaram um modelo de autoregulação.

“Com uma capacidade instalada de 65,2 GW e um consumo mensal de eletricidade de 23.725 GWh, o Brasil adotou um modelo capaz de garantir competitividade, investimento, eficiência e segurança” (Lumière, 2000).

Um dos maiores problemas enfrentados pelo Governo atualmente é o estabelecimento de uma tarifa de energia tal que assegure os investimentos necessários para os próximos anos.

V - O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA (MAE)

“O Mercado Atacadista de Energia é um mercado regulado e regido por regras claramente especificadas através das quais a energia é adquirida e vendida a preços específicos. As partes disponibilizam a energia e a recebem ou entregam através do sistema interligado, o que gera créditos e débitos. Os vendedores são partes que recebem os créditos pela energia relativa à suas obrigações nos contratos bilaterais registrados (usualmente entre geradores). Os compradores são as partes que recebem débitos de energia relativa à suas obrigações dos contratos bilaterais (usualmente empresas de distribuição e varejo)”.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) é um conceito abstrato, na verdade é um ambiente criado artificialmente para possibilitar o funcionamento do novo setor elétrico, agora longe da influência direta do Estado. Para tanto existe uma empresa, que ao lado do ONS e da ANEEL fica responsável pela administração de todo o sistema do MAE. É a ASMAE, que tem como missão operar o mercado e prover todo e qualquer suporte administrativo, jurídico e técnico para possibilitar o funcionamento do MAE, buscando soluções inovadoras para o desenvolvimento de uma forte parceria com os Agentes.

O sistema brasileiro de energia está entre os mais modernos, atraentes e competitivos do mundo, com uma incrível possibilidade de desenvolvimento sustentável e grandes vantagens para usuários finais e sociedade como um todo. Necessita porém de mais transparência na gestão e um aumento na eficiência dos serviços.

Atualmente as regras para o Mercado atacadista já foram aprovadas, o Mercado está funcionando, o sistema Sinercom está otimizando as operações, os agentes têm a infraestrutura pronta para operar o Mercado Atacadista e a ASMAE (Administrador de Serviço do Mercado Atacadista de Energia) está estruturada para atender às necessidades dos agentes em relação à operação do MAE

A reestruturação do setor elétrico brasileiro tem como objetivo promover a livre competição entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no país. O projeto inicial surgiu depois de uma série de discussões dentro do Projeto RESEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), promovido pelo Ministério de Minas e Energia e finalizado em Agosto de 1998. Logo depois se estabeleceu a criação do MAE através da assinatura do Acordo de Mercado – um acordo multilateral homologado pela ANEEL em janeiro de 1999 - pelos agentes do mercado.

As etapas de implementação do MAE são as seguintes:

1. Até 1º de setembro de 2000
 - Definição dos preços ex-ante de energia em base mensal.

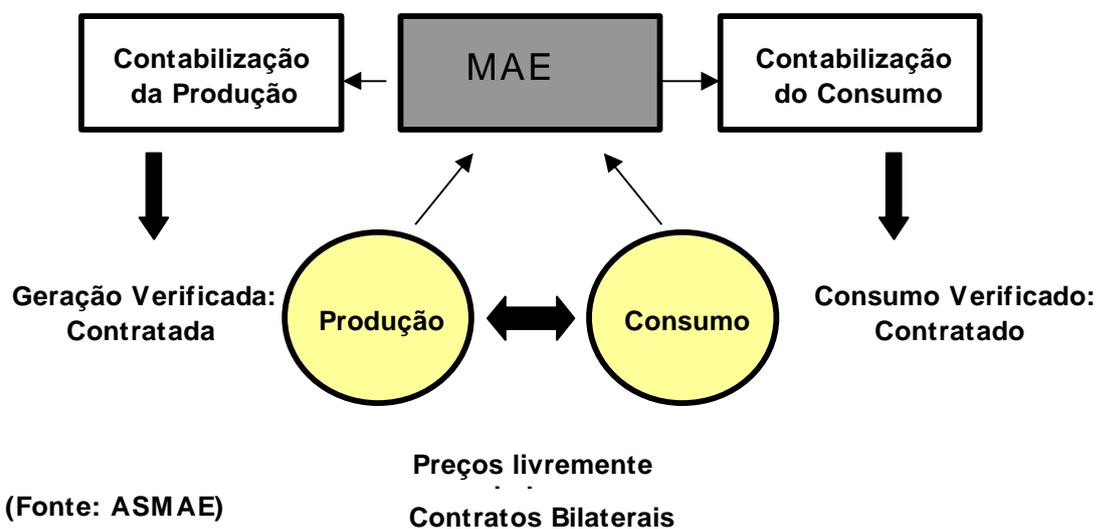
2. Até 1º de julho de 2001

- Início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post em base mensal.

3. Até janeiro de 2002

- Adicionando-se à dupla contagem, início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo.

As regras do MAE visam criar condições para a operação comercial no mercado de energia elétrica. As regras são fornecidas basicamente através de uma fórmula algébrica que estabelece relacionamentos entre as variáveis do processo. Os preços do MAE devem, antes de tudo, refletir os custos reais do sistema, sendo que os riscos controláveis devem ser assumidos pelos Agentes e devem produzir incentivos para a entrada de novos competidores, sendo suas regras claras e não distorcíveis a curto prazo.



Para que seja possível o cálculo das diferenças está disponível um registro de contratos contendo informações sobre os volumes dos contratos dos agentes afetados.

5.1 - HISTÓRICO

Quando o modelo foi idealizado, ficou claro que o modelo atual de desenvolvimento do setor elétrico estava em crise. E mais, ficou claro que o mercado de energia no Brasil representava também uma gama de oportunidades de investimento e de crescimento para o país. Durante anos pudemos nos orgulhar de um crescimento econômico que nunca foi atrapalhado pela falta de energia. No entanto, chegou o momento em que o Estado estava sem condições de continuar a tarefa, até então tão bem sucedida.

Existia uma grave insuficiência de investimentos, um esgotamento da capacidade de geração de energia, aliados a um aquecimento da economia e uma necessidade de expansão do setor. Fora tudo isso, o quadro ainda era piorado pela escassez de recursos do Governo.

A solução encontrada liberava o Governo do papel de investidor ativo e o levava ao papel de orientador e fiscalizador. Além disso, a regra agora seria a da oferta e procura, levando a uma otimização do setor e à criação do MAE.

Alguns acontecimentos que antecederam a criação do MAE:

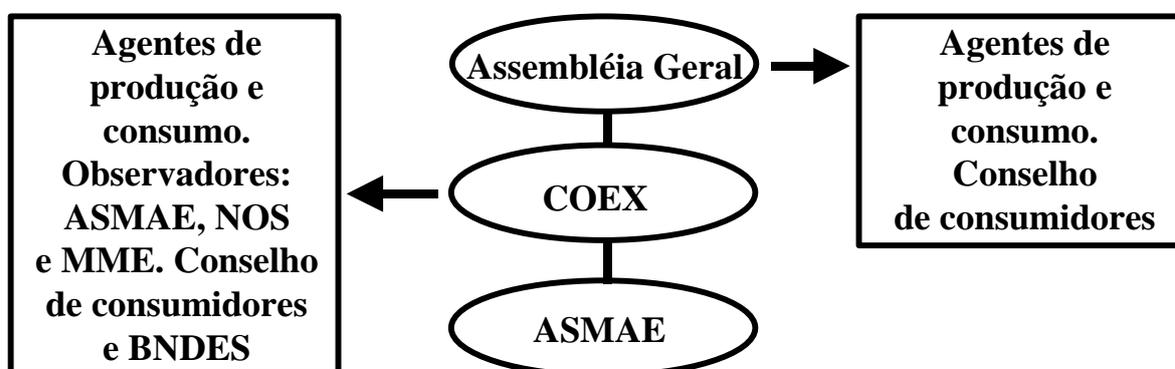
- Julho de 1995 - Lei de Concessões
- Agosto de 1996 – Início da fase de desenvolvimento do projeto
- Dezembro de 1996 – Criação da ANEEL
- Maio de 1998 – Criação do MAE e do ONS
- Agosto de 1998 – Assinatura do acordo de Mercado
- Fevereiro de 2000 – Aprovação no MAE das Regras de Mercado
- Agosto de 2000 – Homologação das Regras pela ANEEL
- Setembro de 2000 – Inauguração do MAE

5.2 – A ESTRUTURA DO MAE

Os participantes do MAE estão divididos em duas categorias: produção e consumo.

As empresas de transmissão não participam do MAE.

A estrutura do MAE compõe-se da seguinte forma: em um primeiro nível temos a Assembléia Geral formada por todos os agentes de produção e consumo, cada um com direito a voto proporcional, e pelo conselho dos consumidores. Abaixo temos o Comitê Executivo que executa as diretrizes da Assembléia Geral e por último a ASMAE, que é o braço operacional



(Visões Gerais das Regras de Mercado)

Para que qualquer regra nova seja aceita, deve ser aprovada por, no mínimo, sessenta por cento dos votos presentes de cada categoria e por metade do número total

de votos do MAE. As tarefas executivas são executadas pelo Comitê executivo (COEX), que tem representantes das classes de produção e consumo, sendo também considerada a participação de convidados como: ASMAE, ONS, Ministério das Minas e Energias e BNDES. Cabe ao ASMAE conduzir as atividades operacionais.

Alguns pontos básicos do MAE devem ficar claros desde o início. São eles:

- Os preços devem refletir os custos reais
- Os riscos controláveis são assumidos pelos agentes
 - Os riscos não controláveis são compartilhados (neste ponto falta ainda definir o que são exatamente estes riscos, uma vez que existem outros riscos além da queda de um raio em uma sub-estação, por exemplo. A definição destes riscos é de extrema importância, já que é onde o risco de racionamento será abordado).
 - As regras devem ser duráveis e não distorcidas por fatores de curto prazo
- Devem existir incentivos eficientes no curto e longo prazo.

Os pontos acima devem assegurar que:

- O sistema opere eficientemente
- Haja uma contratação de agentes eficientes
- Haja investimentos eficientes

Além disso, as regras do MAE devem ser capazes de evoluir a medida em que o sistema e o país se desenvolvam.

Um dos maiores problemas quando estamos discutindo as questões relacionadas à energia elétrica é a impossibilidade de existir um comércio internacional com países que não estão geograficamente perto, uma vez que é impossível exportar energia para algum país da Europa, já que se perderia quase toda a energia durante a transmissão.

Seguindo a mesma linha de pensamento, é ainda impossível a estocagem de energia. Até agora o que se pode fazer é estocar água na represa, o que não é o mesmo que estocar energia, pois não depende inteiramente do produtor, mas sim da natureza. Além do que, os lagos das usinas têm que ser dimensionados para a demanda de ponta, ou seja, para a demanda máxima de energia do país, o que representa um gasto altíssimo.

A organização do MAE, exposta acima, tem um poder auto-explicativo que não pode ser negado. No entanto deixa uma série de dúvidas a respeito de seu funcionamento. Para esclarecermos isso, algumas definições serão necessárias.

O Acordo de Mercado é um contrato multilateral de adesão subscrito por agentes da geração, comercialização, importação, de exportação e por consumidores livres de energia elétrica. Este acordo estabelece a entrada no MAE.

Quem necessariamente deve participar do MAE:

- titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW.
- titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividade de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300GWh/ano.
- titulares de autorização para importação e exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW.

Quem pode participar do MAE:

- demais titulares de concessão ou autorização para exploração dos serviços de geração.
- demais titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica.
- demais titulares de autorização para importação e exportação de energia elétrica.
- consumidores livres.

A participação de agentes que tenham uma autorização para autoprodução com uma central geradora própria de capacidade igual ou maior que 50 MW será opcional. No entanto, as instalações de geração devem estar ligadas diretamente as suas instalações de consumo e não ter influência significativa no processo de otimização de energia interligado coordenado pelo ONS.

O ONS é o Operador Nacional do Sistema, uma organização independente de propriedade conjunta de diversas entidades do setor elétrico – empresas geradoras, distribuidoras, a ANEEL, empresas estatais e as empresas de transmissão -, e responsável pela operação física do sistema, e, conforme acordo, por prestar serviços de contabilidade e liquidação para a operação do MAE.

“Com a reestruturação do Setor Elétrico e a abertura do mercado para livre concorrência, foi criado o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Para alcançar seus objetivos, o MAE precisa, basicamente, ter regras claras, um Sistema Computacional eficiente e de uma empresa para administrá-lo. Esta empresa, criada é a ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma sociedade civil de direito privado e sem fins lucrativos, criada e mantida pelos Agentes do MAE e que funciona como operadora e administradora do MAE.”

Além disso, a ASMAE tem como meta oferecer os seguintes serviços:

- Operar e administrar o mercado
- O registro dos Agentes e dos contratos bilaterais
- Estabelecer o preço da energia no MAE
- Implementar e monitorar as regras de mercado
- Definição dos procedimentos de Mercado
- Promover o acompanhamento legal da operação do MAE
- Promover treinamento de Agentes

- Implementar ferramentas de serviço aos Agentes
- Administrar o sistema Sinercom.

Todas as regras do MAE serão implementadas através de um sistema computacional chamado SINERCOM (Sistema de Contabilização e Liquidação). È ele quem permite que o MAE funcione, fazendo todas as contas dos contratos bilaterais e das vendas no mercado de curto prazo. Os dados de entrada são os seguintes:

- Dados fixos:

Informações cadastrais dos Agentes – detalhes de contratos e técnicos

- Dados de submercados:

Restrições de transmissão dos submercados e seus limites operacionais. Cada submercado é considerado como um mercado independente. Existem preços diferentes para cada um e a contabilização também será realizada desta forma.

- Declarações:

Informações relativas a disponibilidades feitas antes do despacho para possibilitar a programação do despacho e do preço do MAE. Geradores hidráulicos informam sua capacidade técnica de geração e os térmicos informando seus custos de geração.

- Previsão de Consumo:

Informações relativas às quantidades de energia que serão consumidas. O ONS prepara uma previsão de consumo para cada submercado.

- Instruções de Despacho:

Quantidades de geração de energia estipuladas para cada gerador determinados pelo ONS.

- Registro de contratos:

Os Agentes registram junto ao MAE os volumes contratados para cada período de comercialização.

- Perdas:

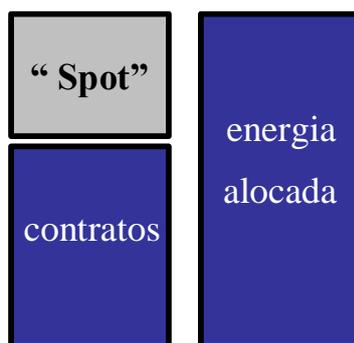
Perdas de energia por conta da transmissão são rateadas entre os agentes. Na etapa inicial o rateio será igual entre os agentes de produção e consumo de cada submercado, relativamente às quantidades de despacho e consumidas.

Um órgão administrará o sistema de contabilização e liquidação. É o Administrador do Sistema de Contabilização e Liquidação ASMAE, responsável pelo registro dos contratos e contabilização de compra e venda de energia elétrica dentro do MAE e também no mercado de curto prazo. Inicialmente este papel será desempenhado pelo ONS.

Existem dois setores dentro do MAE. O mercado de longo prazo e o de curto prazo (“spot”). No mercado de longo prazo serão fechados contratos que devem representar quase que 90% da energia a ser entregue e no mercado de curto prazo serão comercializados os outros 10%, caso necessário.

Quando um agente comercializador fecha a compra de energia que irá abastecer uma cidade e baseia sua compra em uma expectativa de consumo dos habitantes daquela cidade.

Este consumo pode variar para mais ou para menos, sendo esta a estimativa a ser usada nos contratos de longo prazo. Caso o comercializador perceba que necessitará de mais energia para aquela cidade, recorrerá ao mercado de curto prazo. Caso perceba que a cidade consumirá menos, vende o restante no mercado de curto prazo.



Gerador

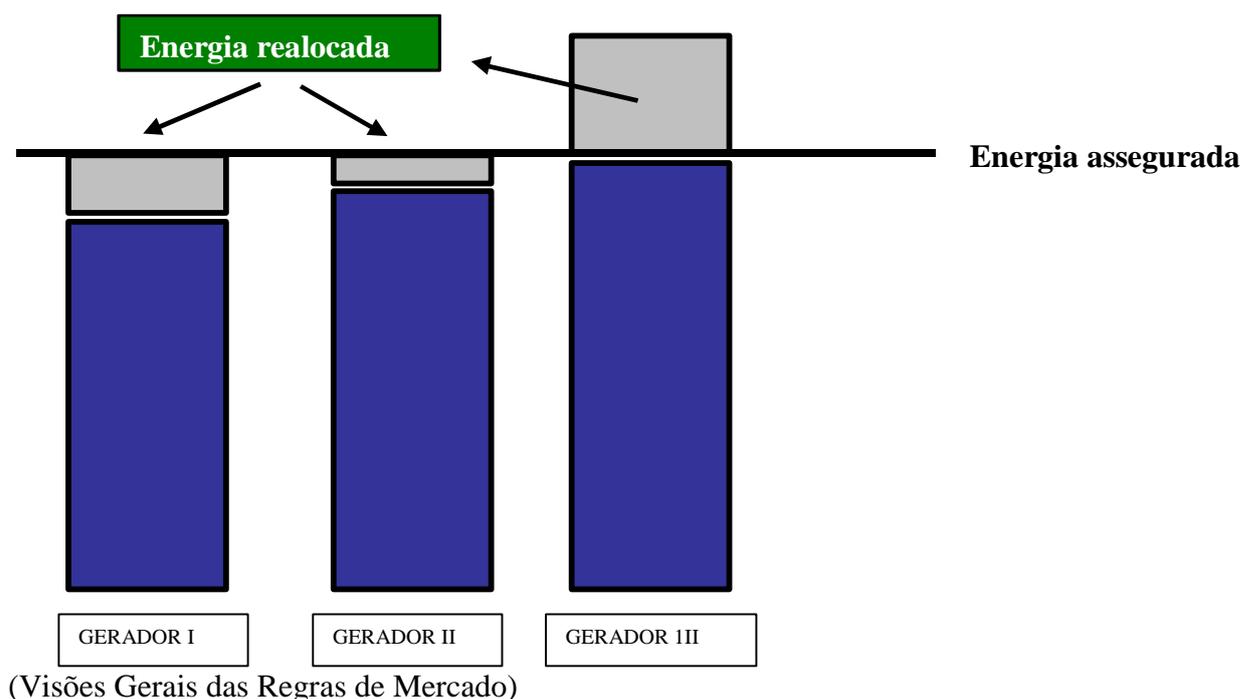
(Visões Gerais das Regras de Mercado)

É muito mais interessante para o comercializador acertar nas suas perspectivas, ou seja, produzir a energia contratada, uma vez que o preço no mercado de curto prazo não é nem previsível nem negociável, e muito menos as quantidades disponíveis são previsíveis.

Os geradores sujeitos ao despacho centralizado não têm controle sobre seu nível de geração. São livres para vender toda a sua energia assegurada, cujo montante foi estabelecido no momento da concessão do serviço pela ANEEL

Todos os integrantes do MAE compartilham os riscos hidrológicos no sistema interligado - através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia). O MRE será operado pelo ONS isso significa que cada integrante do MAE é indiretamente responsável pela entrega da energia comprada por uma distribuidora, dentro do regime de cooperação, caso venha a faltar a energia.

O MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geram além de sua energia assegurada para aqueles que geram abaixo por imposição do despacho ótimo do sistema.

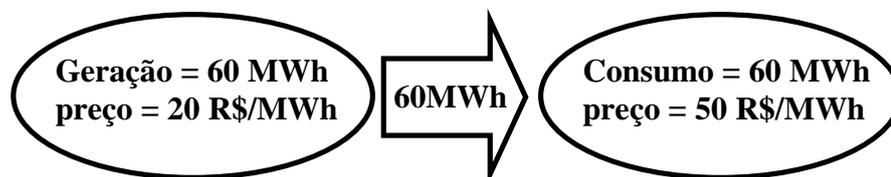


Quando uma usina é vendida, no seu contrato de concessão fica estipulada a capacidade de produção de energia daquela usina. No entanto, para assegurar que não existirá qualquer tipo de perda devida a uma eventual quebra no sistema de cooperação, está estabelecido também o montante de Energia Assegurada, ou seja, a quantidade até a qual aquele gerador poderá vender de energia. Mesmo que sua usina não produza nada naquele período, o MRE garante a entrega da Energia assegurada, caso em que a energia virá de uma outra usina que está produzindo acima do montante assegurado.

Caso a energia gerada pelas usinas seja maior ou igual ao total de energia assegurada, todos os geradores receberão sua energia assegurada alocada devidamente, independente dos níveis individuais de energia gerada. No caso do excesso de energia total gerada, haverá um excedente de energia no sistema, a energia secundária que será realocada proporcionalmente entre os geradores. No caso da energia total gerada ser insuficiente para o cumprimento da energia assegurada, será calculado um novo valor de energia alocada a cada gerador proporcionalmente à sua participação na geração total.

Existe ainda um outro ponto interessante que não pode deixar de ser mencionado, que é o Excedente Financeiro. O excedente Financeiro surge quando o preço da energia no subsistema do gerador for menor do que o preço no subsistema do consumidor - então o gerador receberá menos do que o consumidor pagará. A diferença é o Excedente Financeiro. Este excedente deverá ser alocado em primeira instância à compensação de

um eventual saldo negativo no período anterior. Caso não haja tal saldo, na redução dos Encargos de Serviços do Sistema, que são os custos de operação do MAE.



Recebimento do Gerador = $60 \times 20 = \text{R\$ } 1.200$

Recebimento do Consumidor = $60 \times 50 = \text{R\$ } 3.000$

Excedente Financeiro = $60 \times (50 - 20) = \text{R\$ } 1.800$

(Visões Gerais das Regras de Mercado)

A partir de 2005, quando os contratos iniciais forem totalmente liberados, os geradores deverão criar mecanismos próprios para gerenciamento de seus riscos. Desta forma, até o risco hidrológico deixaria de ser compartilhado por cada agente, cada um passando a fazer sua própria gestão de risco.

O planejamento de longo prazo, contendo planos de expansão de geração e planos de expansão de transmissão, é de responsabilidade do Planejador Indicativo.

Os objetivos mais importantes do MAE são:

- a) Estabelecer um preço que reflita, a cada período de tempo, o preço marginal da energia. Com isso geradores e usuários terão um incentivo para tomar decisões que reflitam o custo real da energia.

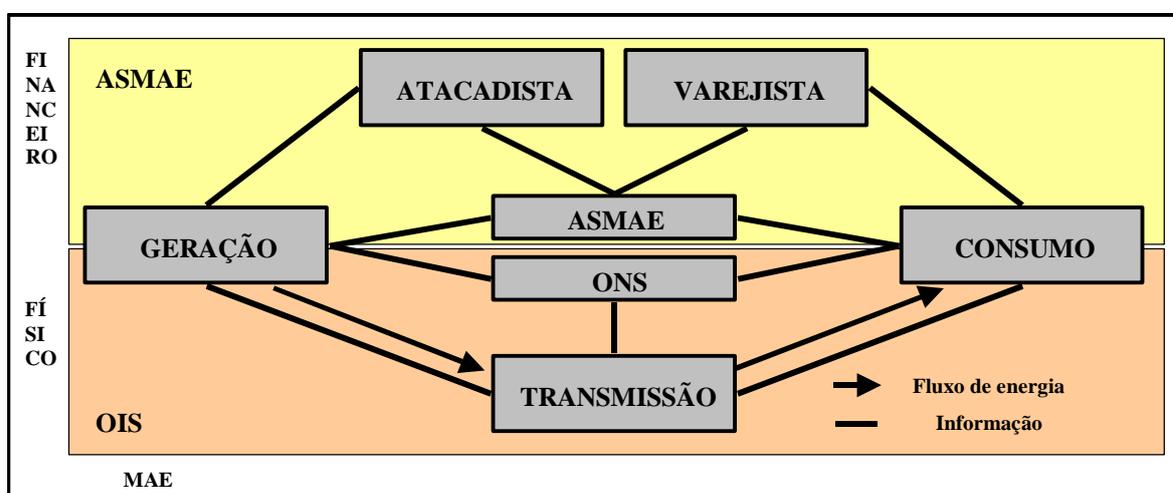
- b) Estabelecer um preço que possa servir como base para contratos bilaterais de longo prazo.
- c) Proporcionar um mercado no qual geradores e varejistas possam negociar sua energia não contratada.
- d) Criar um ambiente multilateral em que os varejistas possam comprar de qualquer gerador e este possa vender a qualquer varejista.

Quando a privatização do setor elétrico foi idealizada ficou claro que o modelo adotado pelos britânicos, país pioneiro na privatização do setor elétrico, não poderia ser adotado integralmente para o Brasil. Teria, sim, que sofrer certas alterações.

Desde o início, era evidente que seria impossível a criação de concorrência entre os produtores, já que 95% da geração de energia elétrica no Brasil é gerada por usinas hidroelétricas¹, onde existe um elevadíssimo grau de externalidades, o que não era de forma alguma o caso britânico, onde as usinas eram basicamente termoelétricas e o funcionamento ou desligamento de uma usina não tem qualquer influência sobre a produção das demais.

A solução encontrada foi a de cooperação, ou seja, existirá um órgão regulador que assegurará a existência da cooperação, o ONS (Operador Nacional do Sistema). Quando as usinas forem privatizadas, nos contratos de exploração os novos produtores poderão escolher somente o preço pelo qual ofertarão seu produto, não a quantidade, que será determinada pelo órgão responsável por assegurar a cooperação. O comprador estará comprando a capacidade de produção de uma usina e venderá exatamente esta

capacidade em seus acordos bilaterais. Desta forma as usinas venderão sua energia baseadas na sua capacidade estimada de produção de energia, mesmo que esta energia não seja produzida pela usina que a vendeu – uma vez que no local da usina não choveu muito, por exemplo -, o ONS entregará a energia ao consumidor tirando-a de uma outra usina que está produzindo muita energia em uma localidade que está chovendo muito.



(Fonte: ASMAE)

O sistema elétrico brasileiro vem sofrendo profundas mudanças em suas estruturas desde 1993, quando houve o fim da equalização tarifária. De lá para cá, o governo, em conjunto com suas Agências especiais e grupos de trabalho, vem tentando criar o sistema elétrico mais moderno do mundo, onde haverá uma bolsa de energia elétrica na qual cada gerador poderá ofertar sua energia, tendo os consumidores a livre escolha de qual energia comprar. Até chegarmos a este estágio, muito ainda tem que ser feito.

¹ Extraído do Projeto Comercial e Regulamentar de Junho de 1997, Volume II pela Coopers&Lybrand.

5.3 - O PREÇO DO MAE

Segundo a Resolução ANEEL 290/2000, a implementação do MAE será feita gradualmente. Foi iniciada em 01/09/2000 e deverá estar concluída até o primeiro dia de Janeiro de 2002. Inicialmente, o preço do MAE será determinado mensalmente, levando-se em consideração três patamares de carga, dependendo de a qual submercado estamos nos referindo. São eles: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O preço do MAE deverá ser calculado com base ex-ante - considerando todas as informações de

Totalizacao do número de horas do mês por patamar

Patamar de Carga	Segunda a Sabado	Domingos e feriados	Total
Pesada	72	--	72
Media	336	30	366
Leve	168	114	282
Total	576	144	720

(pagina da Internet do ASMAE)

Novembro/2000

Definicao dos Patamares de Carga (fonte ONS)

Patamar de Carga	Segunda a Sabado	Domingos e feriados
Pesada	19h as 22h	--
Media	7h as 19h e 22h as 4h	18h as 23h
Leve	0h as 7h	0h as 18h 23h as 24h

(pagina da Internet do ASMAE)

disponibilidade de carga – e servirá para o fechamento de todos os contratos de curto prazo entre os agentes, ou seja, para a energia não contratada previamente.

O preço do MAE é formado conjugando-se os dados utilizados pelo NOS para otimização da operação e dados informados pelos agentes. Os dados são levados aos sistemas de computação e obtém-se o custo marginal de operação (CMO).

Historico dos precos do MAE (R\$MWh)

	Submercado	Pesada	Media	Leve
novembro/2000	SE/CO	149,70	149,70	149,70
	S	149,70	149,70	147,15
	NE	127,30	127,30	127,30
	N	149,70	127,30	127,30
outubro/2000	SE/CO	93,02	93,02	93,02
	S	93,02	93,02	27,45
	NE	76,07	76,07	76,07
	N	76,07	76,07	76,07
setembro/2000	SE/CO	156,11	156,11	156,11
	S	175,99	175,99	156,11
	NE	101,49	101,49	101,49
	N	101,49	101,49	66,06

(pagina da Internet do ASMAE)

O preço, calculado pela ASMAE, é determinado para cada um dos submercados. Na etapa de implementação em uma base mensal ex-ante (apurado antes da operação real) e por patamar de carga. Nesta etapa só será utilizado o sistema NEWAVE. Na etapa final serão utilizados todos os sistemas computacionais – NEWAVE, DECOMP e DESSEM - que produzirão um CMO para cada submercado com um intervalo de meia hora.

A metodologia para a determinação do preço é operacionalizada através de dois programas aos quais qualquer pessoa tem acesso. São eles:

a) NEWAVE:

- modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

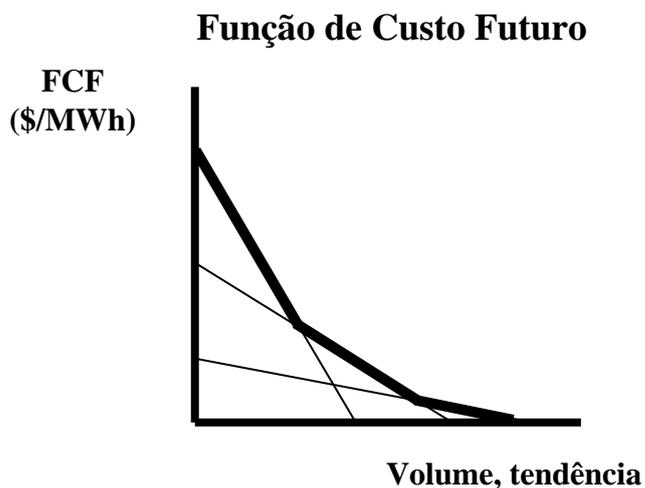
b) DECOMP:

- este modelo define a política de operação de curto prazo, com uma horizonte que pode variar de uma semana até um ano. Ele representa as características físicas e restrições operacionais das usinas de forma individualizada através de modelos hidrológicos. Não considera as restrições de transmissão em cada um dos submercados.

b) DESSEM:

- Define a programação de operação de curto prazo, com um horizonte que varia entre horária e semanal. Permitirá a obtenção de preços horários. Não considera também as restrições de transmissão internas.

O modelo NEWAVE calcula uma função de custo futuro que é acoplada ao modelo DECOMP no final do horizonte de planejamento. Ela relaciona o valor esperado dos custos futuros, o volume do reservatório e a tendência hidrológica.



(Visões Gerais das Regras de Mercado)

Por exemplo, se a decisão é utilizar energia hidroelétrica para atender o mercado hoje, e no futuro ocorrer uma seca, poderá ser necessário utilizar energia térmica de custo elevado, ou até interromper o fornecimento de energia. Por outro lado, se optarmos por utilizar mais intensivamente a energia térmica, conservados altos os níveis dos reservatórios, e ocorrerem vazões altas, poderá haver vertimento - liberação de água sem gerar energia - no sistema, o que representa um desperdício de energia e um aumento do custo de operação.

Até Setembro de 2000, antes da implantação do MAE, os preços de energia elétrica utilizados na Contabilização e Faturamento da energia de curto prazo eram iguais às tarifas de energia elétrica no curto prazo (TMO), para período de ponta e fora de ponta para cada subsistema interligado, determinados e publicados mensalmente pela ANEEL. Estas tarifas de energia elétrica no curto prazo eram determinadas com base no Custo Marginal Mensal de Operação, informado pelo ONS.

Demonstrativo da Tarifa Marginal de Operacao (TMO - R\$MWh)

	Submercado	Ponta	Fora de Ponta	Media
ago/2000	N/NE	89,72	89,72	89,72
	S/SE/CO	155,93	127,13	129,80
jul/2000	N/NE	99,53	99,53	99,53
	S/SE/CO	155,93	144,79	145,73
jun/2000	N/NE	69,51	69,51	69,51
	S/SE/CO	142,69	136,63	137,16
mai/2000	N/NE	47,84	47,84	47,84
	S/SE/CO	96,72	85,04	86,08
abr/2000	N/NE	33,30	33,30	33,30
	S/SE/CO	61,73	56,24	56,67

(pagina da Internet do ASMAE)

O ONS será responsável pela otimização centralizada do sistema. Terá um programa de geração que identificará quais usinas devem ser despachadas para proporcionar a operação do sistema ao menor custo e maximizar a produção de energia. Como parte deste processo, calculará os valores da água, que forma a base para a determinação dos preços do MAE em cada período.

O preço do MAE deverá estar determinado antes do despacho e deverá refletir o custo marginal do sistema derivado dos modelos de otimização levando em conta os efeitos da transmissão.

Todos os agentes que assinaram o acordo de mercado estão sujeitos às regras do MAE e, portanto, sujeitos a diversas penalidades caso não cumpram com suas obrigações. Aqui estão algumas das razões para a existência das penalidades.

- Não cumprimento das instruções do despacho centralizado
- Falsas declarações de disponibilidade
- Entrega de dados fora do prazo ou com baixa qualidade
- Não cumprimento das instruções do ONS

As penalidades serão aplicadas gradativamente com a entrada nas etapas do programa.

Existem custos de administração de todo o sistema que são os Encargos de Serviço do Sistema (ESS), valores que não estão incluídos no preço do MAE. A recuperação dos custos é efetuada por cada submercado e paga por todos os agentes de consumo do MAE. A seguir estão alguns dos custos do sistema (as receitas de penalidades servem para reduzi-los):

- Custos de restrição das operações
- Pagamento de capacidade adicional
- Custos de serviços auxiliares
- Custo de serviços de teste de disponibilidade

VI – CONCLUSÃO

Apesar de todas as críticas e todos os problemas que surgiram e podem surgir, o MAE traz um avanço pioneiro no cenário de empresas privatizadas no mundo. O aprendizado de regular eficientemente um setor da economia tão complicado e rebuscado trouxe e trará ao Governo um conhecimento sobre regulação que certamente poderá ser aplicado a demais setores da economia brasileira, contribuindo para o crescimento do país.

Dentre as vantagens do novo modelo do setor elétrico e do MAE podemos destacar algumas como a livre concorrência, o poder de escolha do fornecedor, a criação de um ambiente de compra e venda de energia, a criação de regras claras regendo o mercado, qualidade, baixo custo de novos participantes e a criação de um ambiente de competição o que leva a um relacionamento mais próximo entre fornecedores de serviços de energia e consumidores. Além disso, o novo modelo é o ambiente ideal para assegurar os novos investimentos no setor.

A comparação com o antigo modelo torna-se inevitável. As empresas antes verticalizadas foram desverticalizadas e privatizadas; atualmente existem empresas não

só estatais, mas também privadas, participando do mercado do setor elétrico. Os mercados cativos vem sendo substituídos por um modelo de mercado livre, a remuneração variável tomou o lugar da antiga remuneração pela taxa fixa; o sistema de regulação pelo DNAEE foi substituído pela regulação pela ANEEL e, por último, a operação e o planejamento passaram da Eletrobrás para o ONS - operação, CCPE, planejamento -, e MAE/ASMAE –comercialização.

Os benefícios da nova estrutura do setor elétrico podem ser resumidos em cinco pontos: a) os consumidores têm agora maior poder de escolha, b) a competitividade trará uma redução nos custos, c) uma estrutura voltada para o cliente, d) melhoria no desempenho das empresas com a competitividade e o mercado aberto e e) revisão permanente dos serviços oferecidos e da qualidade destes pelas empresas.

Apesar de bom e pioneiro, o projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro e o MAE, como seu carro chefe, vêm sofrendo muito, por decisões políticas do Governo Federal, por interesses políticos de dirigentes de empresas estatais e por mudanças no humor internacional dos investidores – o que não deixa de ser um reflexo dos argumentos acima.

Enquanto o discurso oficial apontava para uma direção, as decisões do Executivo caminhavam na outra. O Projeto de Lei 2.905 encaminhado ao Congresso nacional em maio aumenta o poder da Eletrobrás, na medida em que lhe confere funções como a comercialização de energia excedente da binacional Itapu, o financiamento a qualquer concessionária e investimentos em usina termelétricas.

Outro ponto que evidencia esta mudança de rumo do Governo é a mudança no modelo de privatização de Furnas. A estatal não mais será dividida em três e privatizada como o resto do setor elétrico. A parte de transmissão será separada e a empresa restante terá seu capital pulverizado. Não se sabe nem se o controle da empresa passará definitivamente para a iniciativa privada. Está sendo criado, desta forma, o maior *player* do mercado de energia do país.

O modelo original previa a privatização, a desverticalização e a pulverização máxima da oferta. Deste modo o Estado-empresário passaria a Estado-indutor de investimentos.

Desta forma, os aspectos acima colocam em xeque dois dos principais pilares do novo modelo: a privatização das estatais e a introdução de competição nas relações comerciais das empresas, cuja base é exatamente a competição entre as geradoras. Furnas é a maior das geradoras, com capacidade instalada de 9.80 MW ou 43% da energia consumida no país.

As duas decisões do Governo federal fortalecem duas estatais e comprometem a abertura do setor iniciada em 1998 com a assinatura do Acordo de Mercado. (Gazeta Mercantil, 21.06.00)

Essa alteração no projeto inicial de privatização de Furnas não pode ser encarada como uma alteração no modelo de privatização do país, mas sim como uma pequena adaptação.

Outro ponto importante a ser mencionado é que Furnas tem sua energia comprometida com contratos de longo prazo até 2003, depois do que sua energia poderá entrar novamente no mercado. Essa participação, com certeza mudará os horizontes do setor, não só pelo fato de Furnas ser um gigante, como porque seu megawatthora é um dos mais baratos do Brasil, uma vez que suas usinas já estão em operação há alguns anos. Desta forma as geradoras enfrentarão a competição dos R\$ 30 MWh em média de Furnas contra os R\$ 50 MWh das termelétricas.

Somando-se a estas questões, existem questões de ordem técnica do sistema. O reservatório de Furnas, o maior da região sudeste, está com 40% de sua capacidade - um volume considerado pequeno para esta época do ano. Parece que o problema de energia de 2000 é menos de falta generalizada de energia e mais de atingimento da capacidade em horários de pico, como aconteceu dia 27 de abril em São Paulo. Com reservas de segurança menores o sistema torna-se mais suscetível a problemas, como a quebra de equipamentos ou o desligamento de uma linha.

Para 2001 as perspectivas ainda não estão claras. Tudo depende do volume das chuvas, da construção e entrada em operação de novas usinas. Se compararmos o Brasil com a Grã-Bretanha fica claro que a demanda por energia no país ainda deverá crescer, nos próximos 50 anos, isto porque nós estamos longe de ter em média nossas

necessidades atendidas pela eletricidade. O fato de sermos uma nação em desenvolvimento deixa claro que o potencial de consumo brasileiro é grande.

Existe ainda muita controvérsia a respeito das privatizações efetuadas e previstas no setor elétrico brasileiro. A privatização do setor elétrico já rendeu ao Governo R\$ 28,5 bilhões desde 1996 até este ano, sendo que a maior parte pela venda de distribuidoras estaduais. A receita do Programa Nacional de Desestatização (PND), responsável pela privatização das estatais do setor foi de apenas R\$ 3,9 bilhões relativos aos leilões das três geradoras vendidas: Escelsa, Light e Gerasul.

Uma análise dos números deixa claro que os estados foram mais rápidos na venda de suas empresas, motivados muito mais por razões financeiras do que políticas, entre elas: a) fim das antecipações de receitas orçamentárias, b) a Lei Camata, que restringe a folha dos Estados a 60% da receita, c) a falta de recursos de investimentos e d) o incentivo dado pelo BNDES na medida que antecipava as receitas de privatização das empresas do Estado no setor elétrico.

Só no dia 9 de junho de 2000 o Conselho Nacional de Desestatização aprovou o modelo definitivo de venda das três geradoras restantes do país: Furnas, Centrais Elétricas do São Francisco e Eletronorte. O Governo espera arrecadar R\$ 5 bilhões com os leilões.

Além das empresas citadas acima, falta privatizar Manaus Energia e a Boa Vista Energia. A privatização das geradoras federais encontra resistência dentro da própria

Eletrobrás, que lucrou em 1999 R\$ 580 milhões sem ter produzido um único quilowatt de energia.

Outra questão de profunda relevância para o MAE que vem sendo discutida atualmente na mídia, é o caso do não pagamento da dívida que Furnas tem com seus fornecedores de energia. Apesar de não estar escrito em nenhum lugar que Furnas tem a obrigação de entregar a energia produzida por Angra II, é o que vem ocorrendo. À medida em que as obras de Angra II foram atrasando, os contratos de entrega de energia foram vencendo e Furnas se viu na obrigação de entregar a energia. Foi aí que a empresa decidiu comprá-la no mercado e entregar. Agora existe uma dívida da empresa com as geradoras que ela não assume.

O problema disso é o peso que Furnas tem no setor elétrico. Entre janeiro e dezembro de 1999, dos R\$ 229 milhões movimentados no mercado atacadista de energia, Furnas participou com nada menos que R\$ 175 milhões, ou seja 76,4%. Entre janeiro e julho deste ano, dos R\$ 441 milhões movimentados, R\$ 365 milhões correspondem às operações de Furnas – 82,7%.

A credibilidade do MAE está sendo atacada. Uma vez que a dívida de Furnas está sendo aceita, os outros investidores estão tendo as mesmas idéias e não honrando seus compromissos, ou pedindo condições especiais de pagamento, como é o caso da Gerasul. Isto põe em risco o MAE, uma vez que a energia deve ser ofertada e paga no prazo e à vista.

Outra questão atual importante é se existirá somente um mercado envolvendo a água e a energia ou se existirão dois mercados, um só de energia e outro só de água. Existindo o segundo modelo, o problema das externalidades do exemplo acima citado poderia ser resolvido. Afinal, a usina que não tem demanda por sua energia poderia vendê-la para as demais rio abaixo. Cabe mais uma vez à ANEEL resolver esta questão.

VII - BIBLIOGRAFIA

GILBERT, Richard J. e KAHN, Edward P. – Internacional Comprais of. Electricity Regulations, University of California, Berkeley – Cambridge University Press, 1996.

MELLO, Marina Figueira de – Os Impasses da Privatização do Setor Elétrico, PUC - RIO, dezembro de 1996.

VICKERS YARROW – Regulation. Cap 4, 1995.

MEDEIROS, Norberto de Franco – The 1997 Latin American Conference, FURNAS, outubro de 1997.

BRASIL NETO, Caio Pompeu de Souza; COUTINHO, Henrique de Souza Aguiar – Determinantes da Reforma, FURNAS 1998.

----- Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Coopers&Lybrand Relatório Consolidado Etapa IV – 1, Volume II: Projeto Comercial e Regulamental, junho de 1997.

-----Documento básico para o estabelecimento das regras do MAE, ANEEL, 1998.

----- Estatuto do ONS, ANEEL, 1998.

----- Estatística Brasileira de Energia 1997, Conselho Mundial de Energia, 1997.

-----Ten Year Expansion Plan 1998/2007, Executive Summery, Eletrobrás, 1998.

----- Reestruturação do Setor Elétrico, 1999, FURNAS – documento interno, 1999.

----- O Mercado Atacadista de Energia, Revista Lumière, Ano 2 n.º 21, 2000.

----- Visão Geral das Regras de Mercado – Etapa de Implementação, Documento ASMAE/COEX, agosto de 2000.