

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

**O PAPEL DO MAE NO NOVO AMBIENTE COMPETITIVO DA
INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA –
PROPOSTAS E PERSPECTIVAS**

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para
obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 – Monografia.

POR CHARLES JOAQUIM PAULI

ORIENTADOR: PROF. EDVALDO ALVES DE SANTANA

ÁREA DE PESQUISA: INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

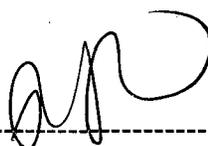
Palavras – Chaves: 1 - Mercado Atacadista de Energia Elétrica
 2 – Reestruturação
 3 – Ambiente competitivo

Florianópolis, novembro de 1999.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 8,5 (oito e meio) ao aluno Charles Joaquim Pauli na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:



Prof. Edvaldo Alves de Santana
Presidente



Prof. Sílvio A. F. Cário
Membro



Prof. Renato F. Lebarbenchon
Membro

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Edvaldo Alves de Santana pelo amplo apoio e orientação na elaboração deste trabalho;

A Evandro Cabral pelo apoio e fornecimento de material bibliográfico;

A Alesandra, Nicolle e Monique, que aprenderam a renunciar à minha presença de marido e pai em muitos momentos do meu curso, principalmente na confecção desta monografia;

Aos meus pais que sempre primaram pela minha formação estudantil;

Aos meus colegas de serviço, especialmente Henrique e Jacson, que me deram o suporte devido e a palavra certa nos momentos de incerteza;

Aos meus familiares e amigos que sempre me apoiaram;

Aos professores e amigos acadêmicos direta ou indiretamente envolvidos na realização deste trabalho e

A Deus por tudo.

RESUMO

O presente trabalho consiste em uma análise do papel do Mercado Atacadista de Energia Elétrica no Brasil (MAE), suas propostas e sua inserção na nova estrutura da indústria de energia elétrica do país.

Através de uma análise descritiva dos antecedentes históricos estruturais, *ex-ante* e *ex-post* ao movimento de desestatização, e dos processos de reestruturação da indústria de energia elétrica em outros países, busca-se, paralelamente às propostas institucionais do MAE, estabelecer perspectivas para o seu sucesso como um ambiente competitivo. Concluiu-se que o MAE desempenha um importantíssimo papel estratégico e que as novas condições ambientais e institucionais são favoráveis para a atuação de um mercado competitivo nesta nova estrutura.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - O PROBLEMA	3
1.1 – Introdução	3
1.2 – Problemática	3
1.3 – Objetivos	5
1.3.1 - Geral	5
1.3.2 - Específicos	5
1.4 – Metodologia	5
1.5 – Estrutura do trabalho	6
CAPÍTULO II – A ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	7
CAPÍTULO III - A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA ANTES E DEPOIS DA REESTRUTURAÇÃO	12
3.1 - Considerações gerais	12
3.2 - A antiga configuração da indústria de energia elétrica brasileira	12
3.3 - A nova configuração da indústria de energia elétrica brasileira.	15
CAPÍTULO IV - EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	19
4.1 – A reforma inglesa	19
4.2 – A reforma norueguesa	22
4.3 – A reforma norte-americana	25
4.4 – A reforma chilena	29
4.5 – A reforma argentina	31
CAPÍTULO V - O PAPEL PROPOSTO PARA O MAE	34
5.1 - Considerações iniciais	34
5.2 – O Acordo de Mercado	36
5.3 - Formação de preços	37
5.3.1 - Condições normais	38
5.3.2 - Condições de racionamento	38
5.3.3 - Condições de racionamento da capacidade	39
5.4 – Encargos aos participantes do MAE	40

5.5 - Oferta de redução de carga	41
5.6 – Interligações internacionais	41
5.7 – Penalidades e incentivos	42
5.8 – Mecanismo de realocação de energia (MRE)	42
5.9 - Comparações com as experiências internacionais	43
5.10 - Considerações finais	45
CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	47
6.1 - Conclusão	47
6.2 - Recomendações	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
BIBLIOGRAFIA GERAL	51

CAPÍTULO I - O PROBLEMA

1.1 – Introdução

A indústria de energia elétrica brasileira, que se configurava até então como um modelo estatal verticalmente integrado, passa a ser desenvolvido sob o regime concorrencial, com a supervisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Ao se instituir o novo mercado competitivo de eletricidade, tenta-se viabilizar a expansão do sistema elétrico por intermédio de capitais privados. E neste novo mercado é instituído um ambiente negocial onde serão realizados os contratos de energia no curto e longo prazo, denominado Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), objeto de estudo deste trabalho.

1.2 – Problemática

A energia elétrica sempre se constituiu em um insumo essencial no processo de desenvolvimento econômico. O fornecimento de energia elétrica desempenha um papel importante quando se trata de industrialização, urbanização e desenvolvimento de qualquer sistema econômico.

Haja vista a indústria de energia elétrica ser caracteristicamente um setor com longa maturação de investimentos, coube ao Estado, no início¹, arcar com a sua estruturação de modo a garantir a base eletrointensiva necessária a industrialização desejada pela política desenvolvimentista governamental. Esta intervenção estatal se deu através da criação de empresas estatais (Rosa, 1998).

Com a crise financeira do Estado, que teve sua capacidade de financiamento comprometida em razão da elevada dívida externa no final da década de 70, o setor elétrico tem sua política de financiamento prejudicada. O

¹ O setor elétrico começou privado e só foi estatizado nos anos 60.

modelo esgotou a sua capacidade de responder pela expansão futura. Contribuiu para isto o baixo nível tarifário e a eliminação progressiva das fontes de financiamento do setor frente à política de combate ao processo inflacionário (Rosa, 1998).

Neste ambiente de “crise” surge então a discussão sobre a reestruturação da indústria de energia elétrica, mais precisamente no que concerne à transferência dos ativos públicos para a iniciativa privada, o que se denomina de privatização. O que se objetiva neste processo de privatização é a mudança do papel institucional dos agentes, ou seja, o governo passa a ser apenas um formulador de políticas e regulador setorial, transferindo para os agentes econômicos privados a geração, distribuição e comercialização da energia elétrica, bem como a responsabilidade da expansão do setor.

Nesta nova estrutura do setor elétrico, que prima pela existência de um ambiente competitivo onde possível e a regulamentação onde necessária, através da extinção dos monopólios verticais, surge um novo ambiente negocial institucional onde se encontrarão os geradores, comercializadores e grandes consumidores, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Nele serão realizados os contratos de longo prazo (contratos bilaterais) e o processo de compra e venda de energia elétrica de curto prazo (mercado “*spot*”), bem como a formação de preço para este mercado de curto prazo.

Entretanto, discute-se a eficácia deste mercado, se ele será capaz de atender ao que se propõe, ou seja, criar condições para que se desenvolva um mercado competitivo eficiente capaz de gerar o bem estar econômico e alavancar o desenvolvimento do setor.

A problemática deste trabalho se justifica dado que se pretende analisar a nova estrutura da indústria de energia elétrica brasileira, focalizando o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e descrevendo suas propostas e possibilidades de sucesso no que se refere a alavancar a competição.

1.3 – Objetivos

1.3.1 - Geral

O presente trabalho tem por objetivo geral analisar o papel institucional do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, verificando como ele está inserido no novo modelo estrutural da indústria de energia elétrica brasileira.

1.3.2 - Específicos

Enquadram-se como objetivos específicos:

- ✓ analisar a indústria de energia elétrica, antes e depois deste processo de reestruturação, em suma o que muda neste ambiente onde o MAE está inserido;
- ✓ analisar a indústria de energia elétrica no âmbito internacional, verificando como se deu a reestruturação em outros países e como ficou o mercado de energia nestes casos; e
- ✓ verificar através de análise comparativa a eficácia do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

1.4 – Metodologia

A metodologia utilizada no trabalho foi basicamente uma análise descritiva do papel institucional proposto para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica no Brasil, comparando-o com os mercados de energia elétrica de outros países onde houve uma reestruturação semelhante à brasileira. Foi realizado, através de uma pesquisa documental e bibliográfica, uma análise da indústria de energia elétrica brasileira, antes e depois das privatizações. Na prática, várias publicações sobre

o setor elétrico brasileiro e um conjunto de dissertações de mestrado acerca do tema foram os documentos básicos para o entendimento do problema.

O referencial teórico-analítico para elaboração da monografia é, principalmente, a Economia dos Custos de Transação (ECT). Haja vista o Mercado Atacadista de Energia Elétrica ser o ambiente negocial na nova estrutura do setor onde serão celebrados os contratos (de longo e curto prazo), a ECT surge como interessante instrumento analítico, pois permite a análise das transações econômicas, compreendendo a transferência de produtos e/ou serviços entre etapas distintas.

Esta teoria contraria a análise microeconômica tradicional, que na sua concepção afirma que as instituições econômicas do capitalismo refletem interesses de classe, tecnologia e/ou poder de mercado (monopólio).

A economia dos custos de transação enfatiza, por sua vez, que o principal objetivo e conseqüente efeito das instituições econômicas é minimizar os custos de transação. Assim, a análise de estruturas dos contratos que sejam maleáveis às contingências, ou que permitam a superação de disputas entre os agentes, configura-se, sob um ponto de vista, numa das preocupações centrais das organizações econômicas (Siffert Filho, 1995).

1.5 – Estrutura do trabalho

Além do capítulo 1, que formula o problema e define os objetivos, o trabalho tem mais cinco capítulos, os quais estão assim distribuídos: no capítulo 2 é feita uma análise do marco teórico utilizado na confecção do trabalho, enquanto o capítulo 3 procura situar o trabalho no contexto histórico da indústria de energia elétrica brasileira; no capítulo 4, experiências internacionais de reestruturação da indústria são revistas, analisando-se as reformas na Inglaterra, Noruega, Estados Unidos, Chile e finalmente Argentina; o papel proposto para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica é analisado no capítulo 5 e, finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões e recomendações sobre o tema do trabalho.

CAPÍTULO II – A ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

A economia dos custos de transação tem sua origem vinculada à Nova Economia Institucional, desenvolvida inicialmente nos anos 30. Coube a Williamson, na década de 70 resgatar a teoria, na medida que buscava explicar como as instituições econômicas são moldadas para considerações desta (Siffert Filho, 1995).

Segundo Williamson *apud* Siffert Filho (1995), “uma transação ocorre quando uma mercadoria ou serviço transita por uma interface tecnologicamente separada, encerrando um estágio de atividade e começando outro” (p.112).

Por seu turno, a transação na atividade econômica não pode ser aprioristicamente definida como uma ação cooperativa, harmônica entre os agentes. Contrariamente, a transação pode ser um cenário de conflitos de interesses, má interpretações, que na falta de um mecanismo de amparo pode até levar ao cancelamento dos contratos. O foco desta teoria é a análise dos elementos causadores deste distúrbios (custos de funcionamento dos contratos).

Logo, quando um setor (ou empresa) está tendo suas atividades direcionadas para o mercado, como está acontecendo com o setor elétrico, e não mais para uma estrutura hierárquica (verticalizada), estas características contratuais - preços, especificidade de ativos e salvaguardas - são essenciais para a análise dos efeitos de mudanças que estão sendo propostas.

Contrato, define Williamson *apud* Oliveira (1998), é “um acordo entre um comprador e um ofertante, no qual os termos de troca são definidos por uma tríade: preço, especificidade do ativo, e salvaguardas (está se assumindo que as quantidades, qualidade, e duração estejam especificados)” (p.103).

Quando analisa a relação entre a nova economia institucional e os conceitos econômicos oriundos dos neoclássicos, Oliveira (1998) conclui que:

“O ponto que afasta decisivamente os novos institucionalistas da microteoria neoclássica é o reconhecimento da firma como alternativa econômica ao mercado, que não será mais uma abstrata função de produção, que obedece a um único e forte princípio maximizador. A existência da racionalidade limitada distorce o princípio da realização do interesse coletivo sustentada na busca da autorealização, e dá vez às ações oportunistas, que geram falhas, custos de realização das trocas, os custos de transação. A firma pode ser a alternativa mais viável para a redução dos custos de transação. A transação se torna também um *building block* da economia dos custos de transação” (p.99).

Neste cenário, os custos de transação podem ser analisados por dois prismas distintamente temporais (Oliveira, 1998) :

- ✓ custos *ex-ante* – (preliminar) são os custos necessários para se estruturar, negociar e criar instrumentos de amparo contratuais, definindo-se preços e vigência e
- ✓ custos *ex-post* – (pós-contratação) são os custos decorrentes de situações do desvirtuamento contratual, de eventuais renegociações e/ou da iminência de erros, omissões, contingências e mal adaptações não previstas.

No estudo dos contratos dois fatores comportamentais se destacam (Siffert Filho, 1995):

- ✓ a racionalidade limitada – os agentes econômicos, considerados pressupostamente racionais, demonstram limitações ao processar informações e problemas complexos; e
- ✓ o oportunismo – os agentes econômicos, por sua natureza humana, são egoístas, agindo pelo auto-interesse.

Aliado a estes dois fatores comportamentais, a especificidade dos ativos, de acordo com Williamson *apud* Siffert (1995), exerce um papel decisivo no processo contratual.

Um ativo terá uma especificidade se não for passível de reemprego em outros usos que não o seu específico (usos alternativos), salvo isto decorrer em perda de seu valor produtivo. O custo de oportunidade do investimento num ativo

específico é consideravelmente menor em usos alternativos. As transações que envolvam a alocação de ativos específicos não são instantâneas, nem anônimas; a identidade dos agentes assume um papel vital no intercâmbio contratual. Mecanismos de salvaguardas contratuais são introduzidas visando fornecer suporte ao desenvolvimento da transação (Oliveira, 1998).

As especificidades podem ser classificadas em (Siffert, 1995):

- a) Especificidade locacional – acontece quando a especificidade do ativo se deve a sua imobilidade, ou seja, os custos para estabelecer-se ou realocar-se são muito altos. Os agentes irão buscar relacionar-se durante toda a vida útil do ativo uma vez implantado;
- b) Especificidade física do ativo – acontece quando o ativo tem uma peculiaridade física, ou seja, tem uso específico para atender uma etapa especializada da produção total;
- c) Especificidade do ativo humano – observa-se em situações onde uma equipe de trabalho composta por profissionais altamente qualificados. O trabalho em conjunto não cria condições para se estabelecer contratos autônomos sem prejuízo da continuidade da produção; e
- d) Ativo dedicado – verifica-se quando um determinado ativo demanda investimentos na planta existente no intuito de atender as exigências de um consumidor.

Os fundamentos econômicos do processo contratual ampliam-se com a introdução das suas formas jurídicas. Neste sentido, Williamson *apud* Oliveira(1998) classifica os contratos na forma que MacNeil já havia configurado. Com base nessas formas jurídicas se constituem as estruturas de governança peculiares, em acordo com a especificidade das transações econômicas. As formas contratuais consideradas neste trabalho são: (1) contrato clássico; (2) contrato neoclássico.

O contrato clássico é considerado como a forma desejada de contratação, pois enfatiza o mercado, desconsiderando outras formas organizacionais. Isso pressupõe que a identidade dos agentes envolvidos no contrato e a formulação detalhada e antecipada das cláusulas contratuais, inclusive no tocante às

possíveis contingências, não tenham muita relevância. Não se observa uma relação de dependência bilateral entre os agentes; a relevância maior se dá sobre as regras legais, sobre a formalidade contratual. A renovação dos contratos é realizada somente quando ofertantes de um bem ou serviço específico se encontram dispostos a atender aos pedidos reiterados pelos consumidores num mercado do tipo *spot*. No entanto alguns fatores podem inviabilizar a execução desta forma idealizada de contratação: a longa duração e a incerteza podem demandar a introdução de cláusulas adaptativas não previstas quando da formalização dos contratos clássicos.

Por outro lado, o contrato do tipo neoclássico apresenta-se como uma forma contratual mais flexível às contingências de intensidade moderada. Sua adaptabilidade e tolerância permitem que desvios contratuais sejam absorvidos. Entretanto, estas características não são infinitamente elásticas; perturbações com efeitos indesejados podem levar ao rompimento das relações contratuais ou a implicações punitivas, quando os impasses se mostrarem insuperáveis. Porém, mediante apelo à descaracterização destes desvios, como ações oportunistas típicas, ações punitivas podem ser evitadas. No entanto, na medida que estas perturbações de alta consequência ocorram com maior frequência, o contrato do tipo neoclássico, amparado no recurso à arbitragem, mostra-se demasiadamente custoso e problemático (Williamson *apud* Oliveira, 1998).

Ao expressar os custos de governança como uma função da especificidade dos ativos, Williamson denomina esta como a análise da forma reduzida dos custos de governança. Nesta análise, aceita-se como dados os demais atributos da transação, desconsiderando-se a incerteza e a frequência. A opção por esta forma analítica se deve ao fato de ser a especificidade dos ativos o fator de maior relevância de toda a organização das relações industriais. Na proporção que aumenta o grau da especificidade dos ativos, mais amplas são as relações bilaterais entre os agentes contratantes e maior é a vulnerabilidade às perturbações mais drásticas (Oliveira, 1998).

A análise contratual da eficiência de alinhamento das estruturas de governança pressupõe, além da especificidade dos ativos, a frequência das transações. Este modelo considera também a incerteza no processo decisões adaptativas seqüenciais. No tocante à frequência das transações, estas podem ser divididas em três classes (Oliveira, 1998):

- 1) isolada (*one-time*)
- 2) ocasional (*occasional*); e
- 3) recorrente (*recurrent*).

Quanto às classes de especificidade dos ativos, estas se classificam em (Oliveira, 1998):

- 1) ativos não-específicos (*nonspecific*);
- 2) ativos mistos (*mixed*) e
- 3) ativos altamente específicos ou idiossincráticos (*highly specific, idiosyncratic*).

Para todas as transações padronizadas (independente da frequência) utiliza-se os moldes da contratação clássica. A contratação neoclássica é aplicada tipicamente nas transações não-padronizadas e ocasionais. De acordo com a racionalidade do modelo, os contratos padronizados são governados via mercado, ao passo que os contratos do tipo neoclássico são governados pela governança trilateral.

No caso de bens com elevada especificidade (idiossincráticos), ou inclusive os de natureza mista, transacionados ocasionalmente, criam-se estruturas de governança trilaterais, alicerçadas no interesse dos agentes envolvidos em manter a vigência do contrato até a sua conclusão. As estruturas montadas visam transpassar os limites contratuais clássicos e minimizar os custos da criação de uma estrutura bilateral, que só seria viável na reiteração das operações de contratação idiossincrática. A trilateralidade do contrato neoclássico provém exatamente do amparo de um terceiro agente, a arbitragem, que “estanca e soluciona imediatamente os processos de litígio que possam vir à baila ao longo da existência contratual, sem que seja necessário, em princípio, o recurso extremo à corte de justiça” (Oliveira, 1998 p.117).

CAPÍTULO III - A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA ANTES E DEPOIS DA REESTRUTURAÇÃO

3.1 - Considerações gerais

As transformações que se iniciaram na indústria de energia elétrica brasileira englobam um conjunto de aspectos legais e institucionais consideravelmente complexo. Esta indústria possui características estruturais sem similares internacionalmente. Discorrer minuciosamente todos os aspectos históricos e institucionais relacionados *ex-ante e ex-post* a estas mudanças foge do objetivo deste trabalho, que é senão analisar o Mercado Atacadista de Energia Elétrica suas perspectivas. O objetivo deste capítulo é, portanto, discorrer apenas sobre os aspectos relevantes que marcaram a trajetória desta indústria, de modo que o leitor se situe no contexto histórico da mesma para um melhor entendimento do objetivo desta monografia.

3.2 - A antiga configuração da indústria de energia elétrica brasileira

A indústria de energia elétrica no Brasil, apesar de iniciar sob o domínio privado e de maneira descentralizada, foi até pouco tempo marcada pela forte presença estatal. A centralização do processo decisório e a hegemonia das empresas estatais caracterizaram o desenvolvimento desta indústria.

A intervenção estatal e sua correspondente centralização ocorreu com a promulgação do Código de Águas, em 1934, que através de sua implantação estabeleceu as diretrizes concernentes à administração e desenvolvimento setorial. Até então a indústria de energia elétrica brasileira apresentava uma fragmentação setorial, com empresas privadas diferentes atuando em diferentes Estados.

Até a década de 50 concernia ao BNDE a função de coordenação do investimento público na área de energia elétrica. O BNDE gerenciava o Fundo Federal de Eletrificação – FFE, assumindo igualmente a coordenação da distribuição dos recursos do Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE, que se destinavam aos estados e municípios (Lima, 1995) *apud* Oliveira.

Com a criação do Departamento Nacional De Águas e Energia Elétrica em 1960 e da Eletrobrás, em 1962, a atuação governamental deu um novo caráter desenvolvimentista ao setor. As decisões passaram a ser centralizadas e o Estado deixou de ser um agente regulador e passou a ser um produtor direto de energia (Vinhaes,1999).

Nos anos 70 o novo ordenamento institucional do setor se concluiu. A Eletrobrás centralizaria todo o processo, criando subsidiárias e incorporando empresas. Conjuntamente as empresas estaduais vão encampando as concessionárias locais através de transferências e compra das antigas subsidiárias da AMFORP (*American Foreign Bond and Share Company*), que se instalara no Brasil em 1924. A Eletrobrás compra a empresa Light em 1979, transferindo-a posteriormente para o sistema paulista, que seria depois transformado na atual Eletropaulo (Oliveira, 1998).

“ O subsistema Light do Rio de Janeiro e a Escelsa, do Espírito Santo, formariam com as quatro empresas de âmbito regional (Furnas, CHESF, Eletronorte e Eletrosul) o conjunto de empresas controladas pela *holding* Eletrobrás, chamadas, até 1977, de subsidiárias. A Eletrobrás teria participação em 28 outras empresas, denominadas coligadas. Nessas empresas, antes denominadas associadas, a *holding* tinha participação acionária inferior a 50% do capital controlador. Em sua maioria, as empresas coligadas distribuem a energia fornecida pelas controladas regionais. Existem entretanto 5 empresas (CESP, Cemig, Copel, CEEE e Eletropaulo) que, pertencendo ao conjunto das empresas coligadas, possuem geração própria. Em 1989, por exemplo, da capacidade instalada total, as coligadas respondiam com cerca de 31,5% da potência total do sistema, um número bastante expressivo se comparado ao total de responsabilidade das controladas da Eletrobrás, que estava na faixa de 42,1 %” (Oliveira,p.36).

A disponibilidade de crédito internacional a juros baixos, instrumentos tarifários de financiamento setorial (Imposto Único de Energia Elétrica – I.U.E.E., Empréstimo Compulsório – E.S.), política tarifária realista, forte ampliação da

demanda (crescimento industrial e rápida urbanização), ampla disponibilidade de recursos hidrelétricos de baixo custo e próximos dos centros de carga auxiliaram na criação de um contexto favorável ao crescimento de um setor sofisticado, eficiente e de dimensões continentais (Rosa,1998).

O setor experimenta de 1967 à 1980 uma taxa de crescimento anual de 11,6% (Eletrobrás,1991) *apud* Vinhaes (1999). Porém, na década de 80, atravessa um período de crise que desestrutura os fluxos financeiros do setor e desorganiza sua estrutura institucional.

“Este processo ocorreu em função de uma série de fatores combinados. Em Primeiro lugar, a crise da petróleo desestruturou o balanço de pagamentos e fez com que o governo subsidiasse com tarifas reduzidas a implantação de indústrias eletrointensivas e substituísse o consumo de combustível por eletricidade nos processos industriais em geral, o que obrigou o setor a investir em novas plantas, maiores e mais distantes do centro de carga, elevando os custos de operação e investimentos setoriais. Ao mesmo tempo, visando reduzir os impactos inflacionários, controlava também as tarifas em níveis inferiores aos demais aumentos de preços” (Rosa,1998, p.155).

Com isso, o padrão de financiamento que a indústria de energia elétrica brasileira tinha, baseado nas fontes setoriais como principal instrumento de alavancagem, se desmantela, haja visto os recursos externos garantir apenas o complemento do fluxo de moedas fortes para a aquisição de equipamentos não fabricados no país. No entanto, o governo, na busca do equilíbrio da balança de pagamentos, se utiliza da situação privilegiada da situação econômica-financeira das empresas do setor para a obtenção de divisas no exterior. Em 1973, por exemplo, cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e 15% apenas para o serviço da dívida; em 1989 o quadro se inverte: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% consumidores no pagamento de compromissos com terceiros (Oliveira & Pires,1994) *apud* Rosa (1998).

Com base neste cenário o governo federal tenta, através da reestruturação, instituir um mercado competitivo de eletricidade, visando viabilizar a expansão do sistema elétrico por intermédio de capitais privados. Esta reestruturação compreende a privatização de empresas e a definição de regras que nortearão a convivência operacional dos agentes atuantes nesta indústria.

3.3 - A nova configuração da indústria de energia elétrica brasileira.

O início do processo de privatização ocorreu no governo Collor através do Programa Nacional de Desestatização (PND) em 1992. Este programa começou pela privatização do segmento de distribuição federal de energia, tendo em vista que a venda das geradoras mostrar-se problemática frente a vários fatores polêmicos, que se apresentavam como questões ambientais, controle de rios, questões tarifárias, inclusive a inadimplência das distribuidoras estaduais (Rosa,1998).

A nova configuração do setor elétrico brasileiro foi elaborado pela empresa de consultoria Coopers & Lybrand (contratada em meados de 1996, no primeiro governo Fernando Henrique Cardoso, para o estudo da reformulação setorial) e visa promover a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, introduzindo um sistema de mercado ou competitivo em substituição ao sistema de monopólio existente.

Para o sucesso desta meta foi proposto nos trabalhos da consultoria a desverticalização das empresas, segregação horizontal das maiores geradoras, o limite de participação no mercado, restrições a propriedades cruzadas (crossownerships) e limites ao auto-suprimento (self-dealing) (Vinhaes,1999).

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que vinha atuando desde 1968 como órgão regulador das atividades setoriais, foi extinto em 1997, sendo instituído em seu lugar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Dentre outras funções cabe à ANEEL (Rosa, 1998):

- ✓ Fiscalizar as concessões para prestação de serviço público de energia elétrica;
- ✓ Zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e pela qualidade dos serviços prestados;
- ✓ Supervisionar a exploração dos recursos hídricos do país; e
- ✓ Definir a estrutura tarifária e autorizar os níveis propostos pelas empresas.

À ANEEL caberá também a função principal de regular e analisar as questões ligadas à geração, transmissão e distribuição e varejo de eletricidade, bem como o desenvolvimento, promulgação e aplicação das recomendações inerentes às concessões, autorizações ou permissões para exploração dos serviços em qualquer um desses segmentos.

O papel da Eletrobrás foi também redefinido e criou-se novos agentes no setor. A nova organização mercantil baseia-se na introdução de um Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), um mercado spot de eletricidade onde toda energia será negociada através de contratos multilaterais.

A responsabilidade pelo planejamento operacional, programação e despacho das usinas cabe agora ao Operador Nacional do Sistema (ONS). Este órgão tem a supervisão do Ministério de Minas e Energia e regulamentação da ANEEL.

Entre outras funções deste órgão destaca-se (Vinhaes, 1999):

- ✓ Fazer a cobrança dos encargos pelo uso das redes de transmissão e remuneração dos prestadores de serviço de transmissão
- ✓ Efetuar o planejamento da expansão da transmissão em horizonte de até cinco anos;
- ✓ Assegurar novos investimentos em transmissão; e
- ✓ Executar as funções de contabilização e liquidação da energia em nome do MAE.

É importante salientar também que cabe ao ONS a definição e publicação dos encargos da transmissão dos sistemas interligados, que se basearão nos custos marginais de novos investimentos. No caso serão realizados contratos com os proprietários de linhas de transmissão e com os usuários das redes, ou seja, com geradoras, distribuidoras e consumidores livres.

Destaque-se, além disso, que os ativos de transmissão estão separados dos ativos da geração e serão mantidos como monopólio estatal, haja vista resultar em economias de escala, pois uma única empresa atuando no mercado produz a custos relativamente inferiores a de duas ou mais empresas resultando em benefícios para sociedade (Vinhaes, 1999).

Assim, as mudanças propostas da estrutura da indústria, sobretudo no que se refere ao livre acesso às redes de transmissão, tende a promover a competição entre as geradoras, de uma maneira especial no que tange à atração de consumidores livres.

São enquadrados como ativos de transmissão as linhas que operarem com tensão igual ou superior a 230 kV, sendo que as de tensão inferior são configuradas como ativos de distribuição, independentemente de seu uso específico (Vinhaes, 1999).

Por ser considerada também como monopólio natural, a distribuição, juntamente com a transmissão, será objeto de regulação econômica para salvaguardar os clientes de possíveis abusos de poder de monopólio e de regulamentação técnica para garantir a qualidade dos serviços, a confiabilidade, a tensão e a frequência (Vinhaes, 1999).

Empresas que detenham ativos de distribuição e que são também comercializadoras de energia terão que executar uma separação pelo menos contábil, de forma a permitir a qualquer momento a visualização dos custos dos serviços de utilização da rede.

Nos casos onde um único distribuidor atue em um mercado com grande número de consumidores será permitido o ingresso de outras empresas via abertura de novas concessões.

Consumidores de grande porte com demanda acima de 10 MW serão considerados consumidores livres e para o ano 2000 já serão enquadrados também aqueles com demanda superior a 3 MW e servidos em tensão de 69 kV.

Por seu turno, estes consumidores livres, informados das condições de compra de energia, poderão estabelecer contratos com concessionários de geração pública ou com produtores independentes de energia (PIE), de forma que induzam a concorrência na distribuição de energia.

Os consumidores que não se enquadrarem como livres e/ou que não possuam opção de compra de energia serão considerados como consumidores cativos e estarão submetidos a um monopólio natural sustentável e regulamentado.

Em suma objetiva-se introduzir a concorrência onde possível, de modo que sua dinâmica alavanque a eficiência da indústria. Medidas devem ser tomadas de modo que esta concorrência ocorra de forma justa, não dependendo exclusivamente da regulação como instrumento de controle (Vinhaes, 1999).

A concorrência deverá acontecer nas seguintes áreas (Vinhaes,1999):

- ✓ “no investimento e na operação de geração hidrelétrica e termelétrica;
- ✓ no mercado de atacado e nos contratos de energia em grosso;
- ✓ no varejo para o mercado livre;
- ✓ na outorga de concessões para nova geração hidrelétrica, nova transmissão e distribuição/varejo de grande porte e
- ✓ na aquisição de bens e serviços de vulto para empresas públicas e privadas (p.80)”.

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica, no qual a totalidade de energia do sistema interligado será comercializada livremente é, neste sentido, o centro da competição desejada (Santana & Oliveira,1998) *apud* Vinhaes(1999) e será o objeto de análise do capítulo 5.

CAPÍTULO IV - EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

4.1 – A reforma inglesa

A Inglaterra foi pioneira em termos de transformações estruturais. A indústria de energia elétrica neste país iniciou-se pelo investimento privado, sendo que em 1947 as 180 companhias existentes foram encampadas pela empresa estatal *Central Electricity Board* (CEB), culminando a consolidação do monopólio público em 1958, com a transformação da CEB na verticalmente integrada *Central Electricity Generation Board* (CEGB). A forte intervenção governamental marcou a gestão desta empresa (Rosa,1998).

A reestruturação do setor elétrico neste país fez parte de um programa liberal que privatizaria além desta indústria as empresas de telecomunicações, de gás, de abastecimento de água e aeroportos (Rosa,1998).

Com a transferência dos ativos para o setor privado esperava-se alavancar a eficiência na gestão das empresas em um mercado competitivo sem a presença do Estado, que passaria a ser apenas um regulador do setor. A venda das empresas traziam consigo um marco político que era enfraquecer os sindicatos e consequentemente o Partido Trabalhista e um marco econômico que era melhorar as contas públicas frente a um cenário recessivo (Rosa,1998).

É interessante salientar que no caso inglês a reestruturação precedeu a privatização, ou seja, criou-se um marco regulatório *ex-ante* à transferência dos ativos à iniciativa privada (Rosa,1998).

O nova estrutura começou a funcionar em 1º de abril de 1990 (*Investing Day*) e manteve a transmissão e a distribuição como monopólios, sendo que a CEGB seria dividida em três empresas de geração a saber: *National Power* (NP), *Power Gen* (PG) e a *Nuclear Electricity* (NE), sendo esta última mantida como estatal (Rosa,1998).

O mercado livre

À *National Grid Company* (NGC) caberia a organização do funcionamento de um mercado instantâneo (*spot*) onde se encontrariam os ofertantes e os consumidores para venderem e comprarem suas quantidades (blocos) de energia. Os ofertantes (geradores) venderiam seus blocos de energia de maneira similar a um leilão, de forma competitiva; já os compradores (distribuidores e grandes consumidores) formariam o lado da demanda, promovendo licitações para compra destes blocos. Esperava-se reproduzir com isso um verdadeiro mercado de energia (Rosa,1998).

Porém, a ausência de mecanismos para tal funcionamento fez com que se mudasse o procedimento: cada gerador declara junto a NGC suas condições de oferta, quantidade e preços, para cada intervalo do dia. A NGC por seu turno estabeleceria uma seqüência de preços em ordem crescente de todos os ofertantes e despacha aos consumidores, sempre pelo preço da última unidade geradora utilizada (Rosa,1998).

O mercado cativo

Os consumidores cativos, com demanda inferior a 100 kW, teriam seu fornecimento pela concessionária regional, com as tarifas reguladas pela *Office of Electricity Regulation* (OFFER).

Os preços eram estabelecidos com a estipulação de um preço teto (*price-cap*), que seria reajustado com base em um índice de preços ao consumidor (*Retail Price Index - RPI*), que leva em conta também uma parcela de repasse de custos ao consumidor, descontando-se um percentual "X" de produtividade pré-fixado para um período de anos. Esperava-se com isso, via aumento da eficiência, repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pelo fornecedor, ou seja, o mercado se demonstraria rentável para o monopolista apenas se ele realizasse cortes em seus custos (Rosa,1998).

Com a venda das ações da NP e PG (60% em 1990 e 40% em 1995) o governo britânico esperava o ingresso de novos agentes, de forma a reduzir a concentração do mercado. Tal objetivo não se concretiza e o que se percebe é a

formação de um duopólio. As duas geradoras ao não declararem junto a NGC sua capacidade para o despacho, faz com que a capacidade total declarada pelos ofertantes baixe, induzindo a uma alta dos preços do *pool* (Rosa,1998).

Estes lucros extraordinários do duopólio de geração estimulou a entrada de produtores independentes que, utilizando usinas termelétricas à base de gás natural de ciclo combinado (*Combined Cycle Gas Turbine - CCGT*) deram uma nova trajetória tecnológica ao setor. Estas se mostravam altamente rentáveis pelos seus baixos custos, maior eficiência térmica, menores impactos ambientais e menor tempo de construção (Rosa,1998).

As empresas NP e PG entretanto, reagem com a instalação também de centrais CCGT, dificultando o ingresso de novos competidores. Embora observou-se uma perda relativa do poder de mercado destas duas geradoras, não constatou-se o surgimento de um mercado competitivo, aliás 82% da geração continuou concentrada (incluindo-se a estatal nuclear *Nuclear Electric*) (*Trade and Industry Select Committee –TISC – in Surrey, 1996*) *apud* Rosa (1998).

Apesar da queda observada no preço do carvão (30%) e dos custos operacionais o que se constatou foi uma alta no preço de venda do *pool* - em 1993 era 57,06% superior ao preço quando da privatização em 1990 (Armstrong *et al*,1994) *apud* Rosa (1998). Aliam-se a isto os ganhos de eficiência resultantes das centrais CCGT e da redução de pessoal.

Com isso o mercado livre acabou sendo dominado pelo duopólio e os preços para os consumidores residenciais não diminuiu na mesma razão dos custos. Observa-se outrossim uma maior diversidade destes preços conforme as áreas de concessão (OFFER,1996 *apud* Rosa 1998). Os consumidores industriais tiveram os preços reduzidos , haja visto sua liberdade de escolha e poder de monopólio.

4.2 – A reforma norueguesa

As reformas no setor elétrico norueguês segue o mesmo perfil ideológico que marcou a reforma inglesa. A particularidade da reforma norueguesa foi a manutenção da propriedade dos ativos, ou seja, promoveu-se a reestruturação sem modificar a propriedade pública dos ativos. A sua base geradora é predominantemente hidráulica e gera anualmente cerca de 110 TWh (Pontes, 1998) *apud* Vinhaes.

A estrutura antiga compreendia uma grande fragmentação dos agentes, destacando-se o agente federal no segmento de geração e transmissão (*Statkraft*) e pequenas companhias de distribuição municipais estadual, sendo 50% verticalmente integrada. A *Statkraft* detinha 80 % das redes de transmissão (Rosa,1998).

Ao governo federal cabia o desenvolvimento de grandes centrais geradoras hidráulicas, de redes nacionais de transmissão bem como o fornecimento de energia para indústrias eletrointensivas.

Esta diversidade de agentes acarretava em excedente de capacidade instalada, bem como o uso não otimizado dos recursos hídricos – as empresas de menor porte primavam pela construção de pequenas unidades geradoras em lugar de contratar energia no mercado. A prática de contratos casados entre as empresas (*tie-in-contracts*) não incentivava aos agentes reduzirem seus custos (Rosa,1998).

Em junho de 1990 o governo norueguês promulga o *Energy Act* que viria a constituir a estrutura do mercado, separando as atividades competitivas (geração e vendas finais) daquelas consideradas como monopólio natural (transmissão e distribuição) (Rosa,1998). A antiga *Statkraft* verticalmente integrada foi dividida em duas empresas: uma atuando somente na geração - *Norwegian Energy Corporation (Statkraft – SF)* e outra na transmissão – *Norwegian Power Grid Co (Statnet – SF)* (Rosa, 1998).

O antigo pool *Samkjorigen* passou a ser operado por uma empresa governamental, *Statnet-Marked*, uma subsidiária da *Statnet*, e criou-se a agência de regulamentação – *Norwegian Water Resources And Energy Administration (Norges Energiverkforbund) – NVE'* (Rosa,1998 p.68). A estrutura industrial

restante, tanto em suas dimensões regionais como municipais, permaneceu inalterado pela reforma.

A reestruturação envolveu mudanças no mercado atacadista e no mercado varejista.

O mercado atacadista (*wholesale market*)

Neste mercado a proposta principal era extinguir os contratos casados e promover a abertura do *pool*, que pela competição induziria os agentes a reverem seus custos nos contratos sob o risco de perderem mercado para a concorrência. O mercado de atacado foi particionado em dois segmentos:

✓ mercado organizado – neste os contratos entre geradores, distribuidores e todos os consumidores (a partir de 1995) seriam padronizados. E dentro deste haveria três tipos:

- mercado do dia seguinte - (*day market*) descendente do antigo mercado *spot* (o *pool Samkjorigen*), neste mercado se transaciona a energia para ser entregue no dia seguinte durante as 24 horas, sendo que a negociação é realizada até 12 horas do dia que precede a venda;

- mercado semanal – (*weekly market*) – neste segmento é negociada a energia anteriormente à entrega com um prazo maior, com cargas que cubram uma semana. Este pode compreender dois tipos:

- Energia básica (*Base load*) – onde a energia é comercializada para as 168 horas integrais da semana;

- energia diária (*Day load*) – onde a energia será comercializada para o consumo de 2ª à 6ª feira, das 7 às 22 horas, totalizando 75 horas;

- mercado de regulação – (*Regulation market*) – neste mercado é comercializada a energia dos excessos, que através de um preço *spot* balanceará a oferta e a demanda, corrigindo as discrepâncias entre os valores que foram contratados e os efetivamente realizados.

Segundo Mohen(1994) *apud* Rosa,

“a existência de um mercado de suprimento organizado a partir deste três segmentos traz os seguintes benefícios para o sistema elétrico como um todo: permite que geradores e fornecedores possam ofertar energia firme, sob contratos de longo prazo, a consumidores finais; fornece mercado para que os geradores possam vender eventuais excessos de potência; informa um preço de referência para os contratos de longo e de curto prazo; sinaliza preços para a expansão otimizada da capacidade de geração e de transmissão no sistema; e proporciona os meios tradicionais de minimização dos custos de geração através da operação por ordem de mérito e dos requisitos de reserva girante” (p.71).

✓ mercado de contratos bilaterais – os contratos praticados neste segmento seguiram os moldes dos já existentes, sendo que as cláusulas contratuais são objetos de negociação entre geradores e consumidores. Os contratos bilaterais garantiram o direito aos agentes de comercializarem a energia diretamente entre si.

Mercado varejista (*retail market*)

Neste tipo de mercado negociam-se as vendas de energia para os consumidores finais, que através da livre escolha poderão definir seus fornecedores bem como as condições de entrega, de modo a induzir a concorrência na geração.

Um fator importante neste processo de reestruturação é o livre acesso às todas as redes que passaram a ser administradas pela *Statnet*. Com este livre acesso as distribuidoras perderam a exclusividade do uso da transmissão às suas áreas de concessão.

Por se tratar de um sistema puramente hídrico, as flutuações de preços refletem diretamente a disponibilidade de água, mesmo em um setor reestruturado. Acrescenta-se ainda que no caso norueguês, “a flexibilidade da demanda por eletricidade, particularmente no que se refere ao intercâmbio de energia com outros países e a elasticidade substituição com outros energéticos, tem um papel relevante para definir o potencial de concorrência na atividade de geração de energia elétrica” (Rosa,1998 p.79).

Tais fatores contribuem para que o preço não seja praticado monopolisticamente.

A reestruturação norueguesa mostrou-se eficiente haja vista a redução nos preços de mercado de atacado e nos preços para o consumidor final (Vinhaes, 1999). Por seu turno, os principais objetivos foram alcançados mantendo-se as características patrimoniais (de caráter público) desta indústria.

Observa-se também, que a maior fragmentação dos agentes não permite a manipulação dos preços, como aconteceu na Inglaterra, que concentrava a geração praticamente em duas empresas. Esta característica torna-se ainda mais marcante ao se verificar o comportamento dos preços do *pool*, que refletem apenas as variações das condições de carga e não as imposições dos geradores (Rosa, 1998).

4.3 – A reforma norte-americana

A indústria de energia elétrica norte americana tem na sua história uma diversidade regulatória sem precedentes. A autonomia política e econômica dos estados da federação criou condições para o surgimento de um grande número de empresas, com regimes regulatórios diferentes e redes de transmissão independentes (Rosa, 1998).

Esta diversidade regional irá refletir na falta de uma instituição de âmbito nacional, com autoridade para conduzir reformas que introduzam mudanças institucionais na operação e regulação do setor elétrico.

Em 1935, o *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) consolidou a presença marcante do poder estadual na regulação da indústria com a definição de critérios rigorosos para o controle monopolístico e para salvaguardar os consumidores cativos.

O Congresso americano reconheceu a autoridade das *Public Utility Comissions* (PUC), sendo que a *Federal Energy Regulatory Comission* (FERC) seria a conciliadora das divergências no âmbito dos intercâmbios interestaduais e aproveitamentos hidrelétricos.

“O gradualismo, pragmatismo e heterogeneidade das reformas norte-americanas refletem um imenso conflito entre duas motivações distintas. Por um lado, a necessidade de criação de normas regulatórias federais que permitam o aproveitamento das oportunidades tecnológicas advindas da descoberta da corrente alternada e do desenvolvimento de turbinas com grande capacidade de geração. Por outro lado, interesses regionais buscando consolidar seu controle sobre a atividade econômica de geração e distribuição de energia elétrica” (Rosa,1998 p.109).

Em 1978 o Congresso norte americano aprovou o *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA) que objetivava (Rosa, 1998):

- ✓ reduzir a excessiva capacidade instalada das empresas;
- ✓ conservar o gás e o petróleo natural (pressões ambientais e da crise energética); e
- ✓ estimular o ingresso de novos agentes produtores de energia via fonte alternativas.

O regime tarifário praticado até então se baseava no estilo *cost-plus*, onde os preços além de remunerarem os custos totais, garantiam uma margem de retorno do investimento. Com isso incentivava-se um sobre-investimento e conseqüente sobre-oferta de energia (Rosa, 1998). No entanto, o PURPA não conseguiu eliminar a alta nos preços de energia elétrica.

De 1970 a 1985 os consumidores residenciais sofreram uma alta nos preços de 25%, sendo que para os consumidores industriais foi verificado um aumento na ordem de 86% na mesma época (Rosa,1998).

O insucesso do PURPA no tocante a redução de tarifas deveu-se entre outras razões, justificam as autoridades governamentais, à falta de fatores condicionantes para um mercado concorrencial, a destacar o livre acesso às linhas de transmissão, que viria a viabilizar a liberdade contratual de compra e venda de energia.

Isto por sua vez, aliado a ausência de um marco regulatório nacional, faz com que se crie um cenário onde a implantação de um mercado único de energia seria impossível segundo a FERC.

A primeira solução que a FERC adotou foi a de promover fusões entre as empresas de modo a integrá-las horizontalmente, resultando em redução de custos operacionais (Rosa, 1998).

Em 1992 promulga-se o *Energy Policy Act (EPA)*, que primária pelo aumento da concorrência no mercado de suprimento via ingresso de novos produtores. Esta lei além de eliminar os obstáculos legais para tal ingresso, confere a FERC maior autoridade sobre os serviços no âmbito de transmissão, principal barreira a entrada de geradores independentes (Rosa, 1998).

Com isso o que se observa é o aumento da capacidade instalada dos produtores independentes, que utilizando de centrais geradoras CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine* – gás de ciclo combinado) obtiveram economias de escala relevantes frente as antigas plantas.

De acordo com Bayless (1994) *apud* Rosa (1998) “o tamanho ótimo das usinas deslocou-se dos 500 MW e 10 anos de construção para unidades menores, variando de 50 a 150 MW e um ano para construir” (p.118). O custo de geração destas usinas (CCGT) variaram no período de 1990 a 1994 entre 30 a 50 US\$/MWh, enquanto as grandes usinas construídas na década de 70 no mesmo período analisado apresentaram custos entre 40 e 70 US\$/MWh (térmicas à carvão) e entre 90 a 150 US\$/MWh (térmicas nucleares) (FERC) *apud* Rosa (1998).

Neste novo cenário surgem os *Power Markets (PM)*. A estes novos atores desvinculados de qualquer propriedade de ativos coube o papel de comprar e vender energia. Diferentemente dos corretores de energia, que apenas intermediam compra e venda, os PM tinham somente a posse de blocos de energia.

Esta nova configuração, onde as vendas em blocos ultrapassam os limites das interconexões vizinhas, tem preocupado a FERC. Esta preocupação é explicada, na opinião de Gegax & Nowotny (1993) *apud* Rosa (1998),

“pelo fato de que a nova configuração do sistema elétrico norte americano tem trazido diversos problemas, tais como: dificuldades de coordenação, elevação dos custos de transação, conflitos na imputação de custos de investimentos em linhas de transmissão para suportar as cargas dos novos geradores e maior complexidade no gerenciamento do despacho ótimo de carga” (p.119).

A garantia de livre acesso à rede e o aluguel de linhas de transmissão ou distribuição de concessionárias só foi possível com o *Energy Policy* de 1992, ao instituir-se a figura jurídica do *Exempt Wholesale Generator* (EWG). Investimentos em instalação de novas unidades geradoras independentes e empresas de energia foram estimuladas por esta medida (Rosa, 1998).

Dentro deste ambiente de reformas destaca-se a reestruturação implementada pela *California Public Utility Commission* (CPUC) que apresenta interessantes peculiaridades. A CPUC instituiu um *power pool* denominado *Western Electric Power Exchange* (WEPEX) e um *Independent System Operator* (ISO). O papel institucional do WEPEX é suprir a liquidação dos contratos de compra e venda entre os agentes, de curto e longo prazo. Ao ISO caberá a operação e a gerência dos ativos de transmissão dos agentes atuantes na Califórnia, evitando o abuso do poder de monopólio pelos proprietários de ativos destes. O ISO promoverá o despacho consoante às informações fornecidas pela WEPEX (Rosa, 1998).

Em suma, pode-se avaliar de forma positiva a reforma americana. Entretanto percebe-se sinais de saturação por parte dos geradores independentes, o que induz a saída de capitais desta indústria para aplicação em outros países, que se mostram rentavelmente mais promissores, (Rosa & Senra, 1995) *apud* Vinhaes (1999).

Dentro de todo o processo reestrutural dos Estados Unidos, percebe-se bons e maus resultados ao mesmo tempo, pois a indústria perde com a desverticalização, frente o aumento dos custos de transação, que decorre do desempacotamento dos seus segmentos, que possuíam fortes ganhos de eficiência devido às economias de coordenação (Joskow, 1997) *apud* Vinhaes (1999).

4.4 – A reforma chilena

A indústria de energia elétrica chilena esteve sob o domínio privado até 1970. O processo estatizante inicia-se com a crescente participação do Estado desde 1940 e culminando sua quase totalidade em 1975. Duas empresas estatais atuaram neste processo: a Endesa predominantemente geradora e a Chilectra por seu turno distribuidora (Rosa, 1998).

A queda do poder de financiamento para investimentos do governo chileno, as condições financeiras precárias das empresas estatais decorrentes do sistema tarifário nortearam as privatizações. Este processo durou aproximadamente dez anos e compreendeu etapas distintas:

Reestruturação setorial das empresas.

Foi criada a nova lei do setor elétrico (1982) e, além disso:

- ✓ divididas as empresas Endesa e Chilectra por atividade de geração, transmissão e distribuição, levando-se em conta a região geográfica de atendimento;
- ✓ instituída a Comissão Nacional de Energia (CNE) que gerenciaria os investimentos das empresas, tarifas e planejamento do setor; e
- ✓ criada o Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEG), que sob coordenação do CNE otimizaria o despacho, o funcionamento do sistema e garantiria o livre acesso às redes de transmissão.

Privatização

Nesta etapa as empresas foram vendidas separadamente com a pulverização de ações com o intuito de evitar a formação de monopólios. Nesta reestruturação seria instituído dois mercados a saber (Rosa, 1998):

- ✓ mercado competitivo – neste mercado atuariam o segmento de geração e os consumidores com demanda superior a 2 MW anuais. Os

preços seriam livres e caberia ao mercado os ajustes dos mesmos de modo a aproximá-los dos custos marginais de curto prazo; e

- ✓ mercado cativo – neste participariam os segmentos de transmissão e distribuição, sendo que seus preços são regulados pelo CNE.

Na transmissão a remuneração ocorre por meio de um pedágio pelo uso das redes. Na distribuição dois fatores compõem o preço (Rosa, 1998):

- ✓ *precios de nudo*, que compreende os preços de venda dos geradores para os distribuidores, com revisões semestrais, considerando-se a média dos custos esperados para a geração mais os custos marginais da transmissão e
- ✓ o valor agregado da distribuição, que por sua vez considera o custo fixo da administração, custo de investimento, custo operacional e de manutenção do sistema e distribuição e custo das perdas no mesmo.

O CNE promove a regulação com base em padrões de desempenho preestabelecidos de forma a suprir os anseios dos consumidores. Os custos no qual o CNE se baseia refletem o de uma empresa modelo, de modo que sirvam de referência para as empresas atuantes, que vão buscar eficiência via redução de custos.

Apesar da pulverização acionária das empresas a propriedade privada é ainda concentrada, inclusive mantendo-se a integração nos segmentos de geração e transmissão, não criando um ambiente para competição (Rosa, 1998). O Estado aliás, continua intervindo no sistema administrando os preços e o planejamento.

Em suma, a reforma chilena buscou preservar os benefícios da coordenação paralelamente à liberalização do mercado, frente à desverticalização parcial e a marcante presença do órgão regulador (IPEA, 1997) *apud* Vinhaes (1999).

4.5 – A reforma argentina

Na Argentina a indústria de energia elétrica iniciou-se pelo capital privado passando a ser estatal nos anos pós-guerra, haja visto a intenção do governo argentino estabelecer uma rápida industrialização (Rosa,1998).

A multiplicidade dos agentes federais, províncias e cooperativas e a diversificação de normas regulatórias conferiam ao setor elétrico argentino uma complexidade institucional considerável.

Entretanto, um conjunto de fatores levaram o setor a uma grave crise, que consoante à sucessão presidencial neo-liberal, serviram de argumentos para uma reestruturação setorial. São eles (Hasson,1995) *apud* Rosa (1998):

- ✓ a forte compressão das tarifas, utilizadas para efeito de combate inflacionário, causaram a deterioração financeira das empresas estatais;
- ✓ a crise fiscal do Estado argentino, que reduziu consideravelmente o seu poder de investimentos, resultando na queda da qualidade dos serviços e na crise de oferta de energia;
- ✓ corrupção e má gerência na administração das empresas públicas; e
- ✓ elevados índices de perdas técnicas e não técnicas verificados nos sistemas elétricos (no final dos anos 80 chegavam a 23%).

Com o intuito de promover as vendas e dificultar a formação de monopólios privados, o governo efetuou uma reestruturação (fragmentando as empresas) antes à privatização. Com isso se obtinha também um fluxo de caixa mais rápido para as necessidades fiscais do Estado.

Privatizaram-se os ativos federais sendo que a geradora *Aguas y Energia Eléctrica* (AYE) foi fragmentada em doze empresas cabendo uma central geradora a cada uma (nove térmicas e três hidrelétricas). A Hidronor por sua vez foi segmentada em quatro empresas hidrelétricas e a exploração nuclear continuou estatal (Rosa,1998).

O segmento de transmissão das empresas AYE, Hidronor e Segba foram também privatizadas criando-se um setor *transportista* neutro . A estas empresas

de transmissão seria feito o pagamento de tarifas reguladas de uso das redes, que seriam abertas a geradores, distribuidores e grandes consumidores.

Por seu turno, este livre acesso permitiria a negociação livre de contratos de fornecimento entre estes agentes. Consumidores cativos teriam suas tarifas estipuladas pelo órgão regulador (IPEA, 1997) *apud* Vinhaes (1999).

O MEM

Foi instituído, neste novo ambiente setorial o *Mercado Eléctrico Mayorista* cuja gestão caberia a *Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima* (CAMMESA). A CAMMESA teria a participação acionária do governo, geradores, distribuidores, grandes consumidores (consumo superior a 1 MWh/mês) e empresas de transmissão. Esta companhia seria responsável pelos despachos económicos de carga através de dois mercados com contratos distintos: longo prazo e curto prazo (*spot*) (Rosa, 1998).

No mercado de longo prazo se comercializa a energia com uma periodicidade mínima de um ano. Neste segmento é contratada 95% da energia gerada total, sendo que as negociações envolvendo quantidade e preços são realizadas entre os agentes (Rosa, 1998).

No mercado de curto prazo tem-se um mercado *spot*, onde é comercializada a energia não contratada no longo prazo. Os preços neste mercado refletem aspectos do custo de geração (custo de consumo de combustível), ou seja, despacha-se a usina que oferta o menor custo operacional (preço marginal da energia) e remunera-se os geradores por toda energia que vendem neste mercado (Rosa, 1998).

A regulação será feita pela *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* (ENRE), que dentre outras funções (Rosa, 1998):

- ✓ definirá as tarifas para o mercado cativo;
- ✓ definirá o preço pelo uso das redes de transmissão;
- ✓ inibir a concentração via cruzamentos acionários; e
- ✓ desestimular a prática de preços ineficientes em forma de subsídios ao consumidor.

A regulação tarifária da ENRE pretende remunerar os agentes por uma taxa de retorno plausível, de forma que a redução de custos represente um lucro extraordinário para as empresas atuantes.

Os preços neste processo inicialmente apresentaram uma elevação refletindo a falta de disponibilidade de unidades geradoras. Contudo, a prática destes preços estimulou o ingresso de novos projetos termelétricos com gás natural, resultaram em uma sobre-oferta de energia, refletindo na queda de tarifas para os geradores (US\$ 15/MWh em 1998 em relação à US\$80/MWh em 1992) (Rosa,1998).

Entretanto, somente os grandes consumidores gozaram desta redução de custos. Enquanto estes tiveram suas tarifas reduzidas (6% em termos reais entre 1992 e 1996) os pequenos consumidores puderam observar suas tarifas aumentarem em 10% no mesmo período (Rosa,1998).

Justifica-se este comportamento pela apropriação da redução de custos pelas geradoras e pela elevação das margens de lucro das distribuidoras.

É importante salientar que movimentos de reintegração estão ocorrendo na indústria de energia elétrica argentina, com reagrupamento acionário de usinas geradoras, reverticalização de alguns segmentos e diversificação dos investimentos por parte dos agentes do setor em outras áreas (Rosa,1998).

CAPÍTULO V - O PAPEL PROPOSTO PARA O MAE

5.1 - Considerações iniciais

Dentre as várias transformações que a indústria de energia elétrica brasileira vem passando a mais significativa é a que cria um Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Regulamentado em 02 de julho de 1998, através do Decreto 2.655, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica será o palco onde toda energia de cada sistema interligado será livremente comercializada.

Como centro da competição desejada pelo processo de reestruturação (Santana&Oliveira, 1998) *apud* Vinhaes (1999), o MAE objetiva:

- ✓ “definir um preço que reflita, a qualquer instante, o custo marginal do sistema;
- ✓ estabelecer um preço que possa ser usado para balizar os contratos bilaterais de longo prazo;
- ✓ promover um mercado no qual geradores e distribuidores possam comercializar sua energia não contratada e
- ✓ criar uma ambiente multilateral, onde distribuidores possam comprar energia de qualquer produtor e os geradores possam vender a qualquer comprador“ (p.64).

Portanto, é um tipo de reestruturação que, nos termos da economia dos custos de transação, desverticaliza a transação, levando-a para o mercado, e faz das relações contratuais um dos instrumentos para a eficiência das empresas e do setor.

Nesta nova estrutura tem-se dois tipos distintos de contrato, a saber:

- ✓ Contratos bilaterais – onde serão comercializados quantidades de energia no longo prazo. Os preços são transacionados e pré-fixados entre os agentes e livres de qualquer regulação, sendo que devam expressar as expectativas do preço *spot* do MAE.
- ✓ Contratos no mercado *spot* – onde serão comercializados quantidades de energia no curto prazo em função da geração disponibilizada pelas usinas. A prática destes tipo de contrato será realizada diretamente no MAE

Deverão participar deste mercado:

- ✓ 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 atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano; e
- ✓ titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW;

Poderão ainda participar do MAE:

- ✓ demais titulares de concessão ou autorização para exploração de 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 ou exportação de energia elétrica; e
- ✓ consumidores livres.

5.2 – O Acordo de Mercado

Os agentes que participam do MAE firmarão um acordo de mercado, o qual irá regular as transações de compra e venda de energia, bem como proteger os interesses dos consumidores neste mercado. Este acordo foi definido pela ANEEL e configura-se como um contrato de adesão, porém com algumas características específicas.

Além das regras comerciais e dos critérios do compartilhamento dos custos administrativos de suas atividades, o Acordo de Mercado deverá contemplar (Dec.2655, 02/07/98):

- ✓ todos os procedimentos para o ingresso de novos membros e indicação de representantes;
- ✓ a obrigação para vender e comprar toda a oferta disponível e necessidades de energia através do MAE;
- ✓ critérios para a comercialização de energia elétrica bem como a devida contabilização e liquidação, incluindo o tratamento das perdas;
- ✓ o registro de todos os contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica;
- ✓ execução ou contratação dos serviços de contabilização e liquidação das operações realizadas no âmbito do MAE;
- ✓ exigências de garantia financeira relacionada com os montantes comercializados no MAE, não cobertos pelos contratos bilaterais registrados;
- ✓ critérios para mediação de questões entre os membros do MAE, sendo a ANEEL instituída como instância de recurso;
- ✓ contratação de auditoria independente para fiscalizar o funcionamento do mercado e informar aos membros do MAE e à ANEEL; e
- ✓ regras para o mecanismo de realocação de energia.

Dadas essas características do Acordo de Mercado, observa-se que o mesmo na verdade é um tipo de contrato neoclássico, onde pressupõe a racionalidade limitada, porém numa situação em que os participantes não têm

alternativas (alguns são obrigados a participar), caracterizando especificidade de investimentos. Neste caso, os participantes estariam sujeitos ao oportunismo da coordenação do MAE, ou até mesmo do ONS, que é um elemento importante para a operação do MAE (Regras do Mae, 1998).

5.3 - Formação de preços

Os preços do MAE serão estabelecidos através dos custos marginais de curto prazo, que farão parte do processo de otimização centralizado e determinativo do Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela condução da operação do sistema, como visto anteriormente.

Através desta otimização se estabelecerá um custo marginal, expresso em R\$/MWh, que refletirá o custo de geração em cada submercado dentro do sistema interligado e em cada período de tempo em que esteja sendo realizada a troca de energia.

Estes submercados serão definidos em quatro a saber: Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte, os quais estão associados às respectivas regiões dos sistemas interligados. Para cada submercado haverá prática de preços diferenciados em relação a um ponto comum de referência, onde se levará em conta o ajuste das quantidades totais de energia em função do fator de perdas de transmissão internos deste submercado (Regras do MAE, 1998).

Os preços terão sua definição com antecedência de uma semana ou um dia, para cada submercado em diversos períodos de apuração, de modo a possibilitar a compreensão das variações relevantes do valor econômico de energia. Outras condições serão levadas em conta, as quais estão destacadas a seguir.

Logo, como o preço do MAE, para os contratos *spot*, é determinativo (fixado pelo ONS) e dado que as geradoras são obrigadas a participar do MAE, tais empresas estariam muito vulneráveis ao elevado poder do ONS,

especialmente quando os contratos são incompletos, isto é, não incorporam salvaguardas para todas as contingências (Regras do MAE, 1998).

5.3.1 - Condições normais

Estando o sistema em condições normais de operação, o cálculo do preço do MAE considerará o modelo utilizado para otimização do sistema, de forma que o resultado reflita apenas o preço e não a otimização do sistema propriamente dita. No caso, considera-se no cálculo a programação da operação do sistema antes do dia do despacho, excluindo-se as restrições de transmissão dentro de cada submercado.

Diferentemente dos programas utilizados para o despacho das usinas, que consideram todas as restrições de transmissão, o programa utilizado para o cálculo do preço abrangerá apenas as restrições entre os submercados.

O programa se orientará, dentro de cada submercado, pelos correspondentes custos marginais (que refletirão os custos do acréscimo da unidade geradora mais cara ou a redução da carga contida na programação sem restrições), avaliando todas as unidades geradoras flexíveis (usinas térmicas utilizadas na complementação da geração de uma usina hidrelétrica), possíveis reduções ou cortes de carga, compras de energia de outros submercados e intercâmbios internacionais (Regras do MAE, 1998).

5.3.2 - Condições de racionamento

Em casos de racionamento de energia a lógica do cálculo do preço do MAE se altera. O governo, valendo-se de informações obtidas pelo ONS e tendo ciência das necessidades detectadas, decidirá pelo racionamento. Este será determinado para cada submercado.

Nesta situação, o preço do MAE refletirá as relações do custo do déficit com a intensidade e extensão do mesmo. Desta forma os valores serão baseados em um valor máximo que os consumidores estariam dispostos a pagar pelo fornecimento de energia (valor da energia não atendida). Objetiva-se com isso

que o valor esteja compatível com a disposição dos consumidores de pagar pela confiabilidade do fornecimento, fugindo à alocação em bases comerciais normais (Regras do MAE, 1998).

Convém acrescentar que regras técnicas irão amparar o fornecimento de energia a consumidores com prioridade máxima como hospitais, escolas, instalações militares, etc. Estas regras terão o crivo da ANEEL.

5.3.3 - Condições de racionamento da capacidade

Nos casos de racionamento da capacidade o preço do MAE se ajusta à função racionamento. Quanto à constatação da incapacidade do sistema ela pode ser originada de diversas formas:

✓ *ex-ante* - quando a constatação ocorrer antes, desconectam-se as cargas previamente analisadas de forma a garantir o fornecimento para a demanda de ponta sem que esta ultrapasse a capacidade estrutural disponível;

✓ *ex-post* - quando não for previsível o racionamento considera-se o volume de carga desconectada, soma-se a demanda total do sistema e compara-se com a oferta total de geradores, a capacidade de interligações e a oferta de redução de carga. Se o total disponibilizado nesta lógica for superior à demanda do sistema, considera-se a desconexão como resultado de restrições operacionais ou erros no despacho e o preço do MAE refletirá então a geração marginal ou a redução de carga programada em cada submercado.

Caso contrário o preço do MAE é calculado de tal forma a refletir o valor do racionamento para todos os submercados (Regras do MAE, 1998).

5.4 – Encargos aos participantes do MAE

Dois encargos serão praticados no âmbito do MAE quais sejam:

✓ Encargo por capacidade (EC)

Um encargo por capacidade será estabelecido em R\$/MW e incidirá sobre a totalidade da carga (contratada ou não) dos comercializadores e dos consumidores livres. Estes encargos serão pagos aos geradores e deverão:

- cobrir os custos fixos de operação e de manutenção de um sistema gerador;
- remunerar as disponibilidades dos geradores quando estes se faziam relevantes para o sistema; e
- incentivar as decisões apropriadas de desativação das plantas.

Em suma, o encargo por capacidade procura incentivar uma maior disponibilidade dos geradores bem como suas adequadas expansões.

✓ Encargo de serviços do sistema (ESS)

Será eventualmente cobrado também sobre toda energia, contabilizada no MAE ou não, o encargo de serviços do sistema. Este servirá para compensar a diferença dos custos da geração de energia realmente efetivada com os custos estimados *ex-ante* quando da determinação do preço.

Estes custos são os seguintes (Regras do MAE, 1998):

- ✓ custos relacionados com as restrições de transmissão dentro dos submercados;
- ✓ custos relacionados às alterações causadas pelas variações na disponibilidade e/ou na demanda, entre o momento da estimativa *ex-ante* e o momento da efetivação do despacho;

- ✓ custos gerados por alterações no despacho do sistema, inerente ao ONS;
- ✓ custos relativos a desvios de geração em função do despacho estabelecido pelo ONS; e
- ✓ custos relativos à diferenças entre as perdas reais de transmissão e as perdas estimadas.

Desse modo, uma usina que efetivamente gerar energia em um volume superior ao estimado *ex-ante*, dentro do despacho do ONS, terá essa geração compensada (remuneração) via seu valor da água (geração hidrelétrica) ou via custos operacionais (geração termelétrica) (Regras do MAE, 1998).

5.5 - Oferta de redução de carga

Sempre que o preço do MAE alcançar um patamar superior a um valor especificado, o consumidor (ou seu comercializador que pode vir a representá-lo) pode propor a redução ou o corte total de carga. O ONS verificará junto ao consumidor a efetividade deste decréscimo. Por seu turno o ONS executará o devido corte quando este se mostrar mais viável que a programação de uma geração marginal onerosa. Somente grandes consumidores (acima de 10 MW) podem inicialmente efetuar esta redução, sendo que para o ano 2000 pretende-se estender esta para os consumidores com carga acima de 3 MW (Regras do MAE, 1998).

5.6 – Interligações internacionais

Em casos onde a comercialização de energia entre dois países for atrativa, esta se fará através de interligações internacionais. As vantagens econômicas resultantes da diferença de custos entre os dois países pode inclusive promover a instalação de novos pontos de interconexão.

Estas vantagens caberão aos agentes autorizados a comercializar energia no âmbito internacional ou poderão também serem disponibilizadas no MAE, obedecendo normas técnicas e contratuais.

Neste caso, o despacho desta energia não dependerá somente do ONS, mas também da entidade estrangeira competente. É interessante salientar que este tipo de intercâmbio existirá já, no ano 2000, entre o Brasil e a Argentina.

5.7 – Penalidades e incentivos

Penalidades e incentivos serão introduzidos na esfera do MAE para que suas regras sejam cumpridas. Comportamentos anticompetitivos dos agentes, como desacato ao despacho do ONS, falsa declaração de carga ou de redução de carga, serão penalizadas em proporção as perdas do sistema resultantes da violação das regras, previstas pelo acordo do MAE. A supervisão da aplicação de tais penalidades caberá a ANEEL, que poderá ou não estabelecer novas formas de controle de desempenho.

5.8 – Mecanismo de realocação de energia (MRE)

Por se tratar de um sistema hidrelétrico, o mecanismo de realocação de energia é um dos mais importantes instrumentos de atuação do MAE. As usinas hidrelétricas, que têm sua energia despachada centralizadamente, deverão informar ao ONS sua energia assegurada, isto é, a fração da energia do sistema a ela alocada a qual pode ser obtida a risco de déficit preestabelecido.

O MRE, por seu turno, consiste em um mecanismo financeiro que visa administrar os riscos hidrológicos do qual os agentes participantes estarão sujeitos em função da otimização centralizada dos volumes de energia entre os geradores. São participantes do MRE (Regras do MAE, 1998):

- ✓ todos os geradores hidrelétricos submissos ao despacho central;
- ✓ os geradores termelétricos remunerados sob reembolso da Conta de Consumo de Combustível (durante a vigência dos contratos iniciais apenas) e

- ✓ os distribuidores/comercializadores de energia que comercializem contratualmente a energia de Itaipu (apesar desta configurar como uma entidade independente);

Todas as alocações do MRE serão realizadas no submercado onde a energia foi produzida, sendo que sua aplicação não terá efeitos econômicos ou contratuais sobre os integrantes do MAE não participantes do MRE.

Este mecanismo servirá de amparo nos casos em que uma usina tem sua energia declarada no ONS, mas não é despachada em função de um despacho ótimo, que é a lógica sob a qual o mercado está subordinado (Rosa,1998).

5.9 - Comparações com as experiências internacionais

Na Inglaterra foi verificado a questão problemática do monopólio citado anteriormente, onde as empresas privatizadas formaram um duopólio que acabou dominando o mercado livre e os ganhos decorrentes não foram repassados aos consumidores, mas sim aos acionistas. A eficiência produtiva foi alcançada através de usinas CCGT, mas não se observou a redução de preços ao consumidor via redução de custos; aliás, esta maior produtividade resultou apenas em custos sociais, devido aos empregados demitidos, destacando-se aqueles ligados a produção de carvão.

A experiência inglesa nos serve para verificar também que o ingresso da competição não pode ser realizada extinguindo-se os benefícios econômicos da coordenação via integração vertical, fator essencial para se reduzir os custos de transação e garantir a eficiência. O governo inglês que esperava se afastar da gestão das empresas acabou exercendo o papel de regulador, o qual sofre grandes pressões dos agentes, que desejam a reverticalização de alguns segmentos (Rosa,1998).

Os Estados Unidos trouxe apenas a reestruturação (os agentes já eram privados) e o aumento dos custos de transação também foi absorvido via descentralização e conseqüente perdas de economias de coordenação.

O Chile manteve, por sua vez, os benefícios da coordenação com a desverticalização parcial. A reforma argentina conseguiu relocalar todo o sistema elétrico em funcionamento com consideráveis níveis de eficiência técnica.

No Brasil se verifica uma fragmentação setorial superior à inglesa, dificultando a probabilidade de concentração; cabe ressaltar que a ANEEL deverá exercer o seu papel de autoridade setorial no cumprimento do Acordo de Mercado para evitar estes tipos de riscos.

O caso chileno aponta para uma característica fundamental: a manutenção da verticalização, mesmo que parcial. Isto resulta em economias de cooperação e custos de transação consideravelmente menores. No caso brasileiro a aplicabilidade deste modelo é praticamente impossível, pois o processo de privatização não “considerou” este fator, devido a real intenção do governo em desestatizar, conforme já mencionado.

Portanto, estima-se para o caso brasileiro, as mesmas conseqüências (no que tange os custos de transação) da experiência americana, explicado pelo elevado desempacotamento dos seus segmentos.

Na Argentina onde a competitividade alavancou a eficiência e esta por sua vez diminuiu os custos operacionais, não se verificou a queda dos preços à maioria dos consumidores - somente os grandes consumidores experimentaram alguma redução. Ressalta-se novamente a importância da eficácia da entidade reguladora, em desestimular políticas de preços com tais características.

O parque gerador norueguês é o que mais se assemelha ao brasileiro. Destaca-se desta experiência a manutenção da propriedade estatal dos ativos. Esta reestruturação mostrou-se eficiente, derrubando o mito da incompatibilidade entre a propriedade estatal e a eficiência, que serviu de dinamismo dos outros processos internacionais. Aliás, a competição ocorre e os preços refletem diretamente a disponibilidade de água, não se observando nenhum poder de monopólio.

5.10 - Considerações finais

O Governo Federal ao iniciar o processo de desestatização da indústria de energia elétrica buscou, através da desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição/comercialização, a instituição de um ambiente competitivo. Neste sentido, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica surge como um ambiente negocial onde se encontrarão os geradores, comercializadores e grandes consumidores, que através da prática de contratos de longo prazo (contratos bilaterais) e contratos de curto prazo (mercado *spot*) irão negociar suas ofertas e demandas de energia.

Contudo, o que se observa empiricamente neste processo é o desvirtuamento da intenção governamental, ou seja, o eixo das reformas implantadas visa a rápida privatização em função do saneamento das finanças públicas. Destaca-se deste aspecto a redefinição institucional ocorrer *ex-post* a transferência de ativos à iniciativa privada, refletindo a despreocupação das autoridades quanto a criação de um marco regulatório eficaz e eficiente.

O ingresso de um número maior de agentes aliado à quebra da verticalização, que tinha como premissa a harmonia operacional entre geração e transmissão, implicará a dificuldade de cooperação (existente até então) que resultará em consideráveis custos transacionais. Os contratos no âmbito do MAE refletirão estes custos.

A possibilidade de sucesso no MAE tende a se intensificar nos contratos de longo prazo (bilaterais). Observa-se esta predominância pelo fato destes contratos envolver um número menor de agentes (geralmente um vendedor e um comprador) que através da interação direta preestabelecerão um preço e criarão condições que adaptem as cláusulas contratuais aos anseios dos negociadores. Alia-se a isto o fato de um contrato bilateral englobar um número consideravelmente de incertezas menor em relação ao mercado *spot*.

No mercado *spot* o preço é reflexo dos custos marginais de curto prazo, que em um sistema predominantemente hidrelétrico apresenta uma volatilidade sazonal em função dos períodos secos e úmidos. Faz parte deste ambiente de incertezas no mercado *spot* os riscos das condições de racionamento, que induzirão a uma alta de preços na razão do valor da energia não atendida, ou

seja, o valor pelo qual o consumidor estaria disposto a pagar pela confiabilidade dos sistema.

Para um grande consumidor industrial, por exemplo, que compra sua energia no mercado de curto prazo, em épocas de seca e/ou racionamento terá o preço do seu insumo elevado, incorrendo em perdas indesejadas para ele.

O MAE, por sua vez, cumprirá um papel importante quando a energia contratada por um consumidor no longo prazo mostrar-se inferior em certos momentos a sua demanda realmente efetivada. O MAE servirá como um *pool* de energia, fornecendo energia suplementar (no preço *spot*) para um curto prazo.

A conquista dos objetivos propostos em um sistema regulatório por sua vez, dependerá de sua performance em se adaptar as instituições já existentes em um país. Na ausência de instituições necessárias ou de um marco regulatório eficiente ou incompatível ao ambiente, as tentativas de desestatização podem resultar em frustração. A gestão de monopólios privados em um mercado faz com que se desvie o foco da procura pela maior produtividade em função da tarifação garantida pelos preços baseados em remuneração dos custos despendidos.

CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

6.1 - Conclusão

O presente trabalho analisou o papel institucional do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, verificando a sua inserção no novo modelo estrutural da indústria de energia elétrica brasileira e comparando-a com processos de reestruturações ocorridos em outros países.

Analisando-se a indústria de energia elétrica, antes e depois deste processo de reestruturação, constatou-se que, apesar do atraso na criação de um marco regulatório, as novas condições ambientais e institucionais são favoráveis para a atuação de um mercado de atacado. Este ambiente negocial *sui generis* ao setor, vai possibilitar o encontro direto de geradores, distribuidores e grande consumidores, que submissos a um Acordo de Mercado, terão todos os fatores condicionantes para negociarem suas condições de entrega e preços, permitindo a criação de um mercado competitivo. O acesso livre às redes de transmissão e distribuição contribuem diretamente para isto. O novo modelo pressupõe o abandono da estrutura hierárquica, ou seja, a lógica operacional é voltada para o mercado, de maneira que as formas contratuais façam a diferença. O MAE, na nova estrutura, irá viabilizar a prática de um mercado *spot* no curto prazo e a formulação de contratos bilaterais no longo prazo.

Os contratos de curto prazo, ou clássicos segundo Williamson *apud* Oliveira (1998), se basearão no preço *spot* determinado pelo ONS, serão padronizados e sem negociação direta entre os contratantes. A concorrência nesta modalidade contratual viabiliza-se pela busca das empresas em reduzirem seus custos operacionais via maior eficiência, resultando por sua vez em maiores margens de lucro para as mesmas.

Os contratos de longo prazo (bilaterais), ou neoclássicos, são mais flexíveis e têm maior poder de adaptabilidade, dentro de uma certa tolerância, às contingências possíveis. Pelo fato da negociação ser estabelecida diretamente entre as partes contratantes e caber a estes o estabelecimento de preços da energia, sua especificidade e salvaguardas contratuais, este tipo de contrato apresenta maior possibilidade de ocorrerem distúrbios resultantes de desvios

e ações oportunistas dos agentes, que podem, em função da frequência com que ocorram, deixar a transação custosa e problemática. Conclui-se então que a competição nos contratos bilaterais enfatizará a busca pelo melhor contrato, otimizando os custos de transação, de modo a conciliar os custos *ex-ante* com os custos *ex-post*, ou seja, os custos necessários para se estruturar, negociar e criar instrumentos de amparo legal com os custos resultantes de uma estrutura de salvaguarda ineficiente.

Destaca-se que a operação do MAE está intimamente ligado ao ONS (que além da operação do sistema, definirá o preço *spot*) e à ANEEL (que definiu o Acordo de Mercado e deverá cumprir a sua função de regulador e supervisor), responsáveis pelo eficiente funcionamento desta nova estrutura.

No tocante a análise internacional, detectou-se características positivas e negativas para a alavancagem da eficiência concorrencial na indústria de energia elétrica no Brasil. Conclui-se que positivamente contribuiu a alta fragmentação das empresas estatais brasileiras, dificultando inicialmente a concentração destas sob o domínio do capital privado, que no caso inglês resultou na formação de um considerável duopólio. Negativamente, surge a desverticalização, que em todos os casos estudados, excetuando-se o Chile, apresentou-se como um acréscimo nos custos transacionais e uma extinção das economias de cooperação, repassados aos consumidores finais.

Em suma, comprova-se que o MAE possui uma alta importância estratégica como ambiente comercial de modo a viabilizar a competição entre os agentes participantes.

6.2 - Recomendações

Este trabalho consiste em uma análise do Mercado Atacadista de Energia Elétrica no momento em que as propostas de reestruturação estão recentemente implantadas. Não objetivou-se, nesta monografia, proceder uma investigação profunda dos aspectos históricos da indústria de energia elétrica nacional, nem tampouco da indústria internacional. Além do fato destes temas constar como objetos de exaustivos estudos já realizados, decidiu-se por analisá-los de uma forma superficial de modo que se criasse apenas um referencial para o entendimento das propostas instituídas para o MAE, bem como das suas perspectivas.

Salienta-se outrossim, que uma futura pesquisa sobre o MAE se faz necessária, pois poderá incorporar na análise uma série de dados sobre os resultados empíricos deste mercado, bem como uma avaliação *ex-post* do seu real funcionamento. Estes poderão, além de complementar este trabalho, incorporar um trabalho sobre a avaliação da competição desejada no início do processo e a realmente efetivada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL, Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Energia. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Regras do MAE**. Disponível na Internet. <http://www.mme.gov.br>.

OLIVEIRA, Carlos A.C.N.V. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil: a abordagem institucional da economia dos custos de transação**. Florianópolis, 1998. 218p. Dissertação (Mestrado em Economia Industrial) – Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina.

ROSA, Luiz Pinguelli. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. 1.ed. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998. 211p

SIFFERT FILHO, Nelson Fontes. **A economia dos custos de transação**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.2, n.4, p103 -128, dez 1995

VINHAES, E.A.S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da Teoria de Mercado Contestáveis**. Florianópolis, 1999. 120p. Dissertação (Mestrado em Economia Industrial) – Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina.

BIBLIOGRAFIA GERAL

BETZ, Stefano. Mudanças Estruturais no Setor Elétrico. In: CURSO SOBRE FORMAÇÃO DE PREÇOS E DE TARIFAS PARA O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA, 01,1998, São Paulo, FIPE,1998. 52p.

BLUM, Helcio . Contratos de Energia Elétrica. In: A NOVA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO,3,1999, Rio de Janeiro: PUC, Set 1999. 28p.

FARINA, Elizabeth, AZEVEDO, Paulo, PICHETTI, Paulo. A Reestruturação dos Setores de Infra-Estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios: Princípios Gerais, Características e Problemas. In: PROGRAMA DE SEMINÁRIOS ACADÊMICOS – SEMINÁRIOS DAS QUINTAS, 07, 1997, São Paulo, USP, 1997.57p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Energia. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – O Novo Mercado e o Setor Elétrico Brasileiro.** Disponível na Internet. <http://www.mme.gov.br>. 25 julho 1999.

PEREIRA, Mário V. F. Funcionamento do ONS e MAE. In: A NOVA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO,1,1999, Rio de Janeiro: PUC, Set 1999.34p.

VEIGA, Álvaro. Avaliação de Carteiras de Contratos de Energia no MAE. In: A NOVA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO,3,1999, Rio de Janeiro: PUC, Set 1999. 21p