

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

VALESKA TAKAHASHI ILHA

**A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E O MODELO DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA APÓS AS
REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO**

**PORTO ALEGRE
2010**

VALESKA TAKAHASHI ILHA

**A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E O MODELO DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA APÓS AS
REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO**

Trabalho de conclusão apresentado ao curso de graduação em Economia, da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Marley
Modesto Monteiro

**PORTO ALEGRE
2010**

VALESKA TAKAHASHI ILHA

**A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E O MODELO DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA APÓS AS
REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO**

Trabalho de conclusão apresentado ao curso de graduação em Economia, da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Marley Modesto Monteiro

Aprovado em: Porto Alegre, 09 de Julho de 2010.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Ronald Otto Hillbrecht

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Christian Velloso Kuhn

ESADE

Prof. Dr. Sérgio Marley Modesto Monteiro

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

RESUMO

O presente trabalho objetiva analisar, sob o referencial da Teoria dos Custos de Transação, as modificações ocorridas nas duas reformas do setor elétrico brasileiro durante o período compreendido entre os anos de 1993 a 2004 e seus desdobramentos no processo de comercialização de energia elétrica. Esse novo processo de comercialização que emerge dessas reformas consiste no aspecto fundamental de todas as transações realizadas no setor, no qual, atualmente, predomina a competição e as múltiplas relações contratuais tendo em vista a sua nova estrutura de governança e seu novo ambiente institucional.

Palavras-chave: Custos de Transação. Comercialização de Energia Elétrica.

JEL: Q49

ABSTRACT

The presented paper analyses, under the reference of the Transaction Cost Theory, the modifications faced after the two Brazilian electric sector reforms between 1993 and 2004, and the effects caused to the commercialization of electric energy. This emerging new trade process that results from these two reforms consists of the fundamental aspect of all transactions made on its sector, in which currently prevails the competition and the multiple contractual relationships, maintaining in sight its new governance structure and its new institutional environment.

Key- words: Transaction Costs. Commercialization of Electric Energy.

JEL: Q49

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
2. A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL E A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO.....	10
2.1. A Nova Economia Institucional	10
2.2. A Teoria dos Custos de Transação	11
2.2.1. <i>Definição de Custos de Transação</i>	11
2.2.2. <i>Pressupostos Comportamentais dos Custos de Transação</i>	12
2.2.3. <i>Dimensões dos Custos de Transação</i>	15
2.2.4. <i>Custos de Transação de Mercado.....</i>	17
2.2.5. <i>Estrutura de Governança</i>	19
2.2.6. <i>A Natureza dos Contratos</i>	20
3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: LÓGICA PPRODUTIVA E CARACTERÍSTICAS.....	23
3.1. A Indústria de Energia Elétrica.....	23
3.1.1. <i>O Conceito de Cadeia Energética</i>	23
3.1.2. <i>As Dimensões Econômicas da Energia Elétrica.....</i>	24
3.1.3. <i>Não-estocabilidade e Interdependência Sistêmica.....</i>	25
3.2. As Características do Setor de Energia Elétrica no Brasil.....	26
3.3. A Evolução do Setor Elétrico Brasileiro Durante as Reformas (1993-2004).....	28
3.3.1. <i>A Primeira Reforma do Setor Elétrico Brasileiro: A Reestruturação do Setor</i>	28
3.3.2. <i>A Segunda Reforma do Setor Elétrico Brasileiro: A Conclusão do Arcabouço Regulatório</i>	33
3.4. A Comercialização de Energia Elétrica.....	38
3.4.1. <i>O Modelo Anterior, vigente antes do Decreto nº 5.163/2004.....</i>	38
3.4.2. <i>Comercialização no Modelo Atual com o Decreto nº 5.163/2004</i>	40
3.4.3. <i>Compra e Venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: O Mercado de Curto Prazo</i>	42
4. A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA APÓS AS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO	46
4.1. Fundamentos Teóricos e as Experiências das Reformas	46
4.2. O Foco das Reformas	47
4.2.1. <i>O Processo de Desverticalização</i>	47
4.2.2. <i>Introdução da Concorrência</i>	49
4.2.3. <i>Livre Acesso as Redes</i>	51

<i>4.2.4. Estabelecimento de Novas Formas Contratuais</i>	53
<i>4.2.5. Privatização</i>	55
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	58
REFERÊNCIAS	60

1. INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica corresponde a um setor chave de infra-estrutura no processo de desenvolvimento da economia brasileira que a partir da década de 1970 sofreu grande aceleração sob o controle de capital nacional público e alta regulação. O modelo estatal foi, por muito tempo, eficaz no que se refere ao cumprimento das exigências de expansão da oferta, estruturado, sobretudo, em um modo de organização baseado na constituição de monopólios verticalizados. No entanto, essa aceleração do setor elétrico começou a apresentar sinais de esgotamento, em meados da década de 1990, principalmente, no que se refere às suas formas de financiamento de investimentos e à ineficiência de operação do setor tendo em vista o arrefecimento do desempenho econômico e financeiro das concessionárias.

A crise de suprimento que culminou no período de racionamento é fruto da falta de planejamento da expansão da operação. Ficou evidente que se fazia necessário o planejamento da expansão da oferta que fosse capaz de garantir as condições de suprimento futuro visando à tomada de ações preventivas, por meio de um marco regulatório estável a fim de garantir a segurança de abastecimento e promover a modicidade tarifária. A energia elétrica não poderia ser tratada como um produto homogêneo qualquer, mas sim, deveria dispor de um modelo que garantisse a concorrência e a prioridade da segurança operativa do suprimento.

Foram duas reformas de grande impacto no setor de energia elétrica brasileiro durante o período de 1993 a 2004 que possibilitaram reverter essas tendências. Novas instituições e novas regras foram criadas, possibilitando o advento de um novo modelo institucional cujas conseqüências implicam uma nova forma de organização, isto é, uma nova estrutura de governança e novas relações entre hierarquias e mercados em um ambiente marcado, sobretudo, pela multiplicação dos contratos.

A comercialização de energia, portanto, se torna o aspecto fundamental de todas as transações realizadas no setor elétrico brasileiro. Devido às duas reformas ocorridas é possível evidenciar um cenário de múltiplas transações e conseqüente necessidade de realização de múltiplos contratos. Em vista disso, é possível relacionar cada aspecto das medidas ocorridas nas duas reformas e seus desdobramentos na comercialização de

energia. Dessa forma, é relevante analisar a comercialização de energia elétrica e as relações existentes entre os agentes do setor, a concorrência advinda das reformas e a nova metodologia de contratação.

O presente trabalho objetiva investigar, sob o referencial da Teoria dos Custos de Transação, as modificações ocorridas nesse processo de comercialização da energia elétrica no qual, atualmente, predomina a competição e as relações contratuais tendo em vista as transformações ocorridas na estrutura de governança da indústria e no ambiente institucional provenientes das duas reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro durante o período compreendido entre os anos de 1993 a 2004.

No capítulo 2 serão tratados os aspectos referentes à Nova Economia Institucional, sobretudo, à Teoria dos Custos de Transação. Serão identificados os pressupostos comportamentais e as dimensões dos custos de transação além dos tipos de estrutura de governança e os tipos de contratos que emergem de tais características.

No capítulo 3 serão abordados os aspectos da lógica produtiva da indústria de energia elétrica e suas características principais, principalmente no que se refere ao cenário atual do setor. Além disso, será evidenciada a evolução do setor tendo em vista duas reformas ocorridas entre 1993 e 2004, além da caracterização do processo de comercialização de energia.

No capítulo 4 serão analisadas as principais medidas de cada reforma salientando, sobretudo os seus impactos na comercialização de energia. A aplicação teórica se dá sob a ênfase nos custos de transação envolvidos e no papel das instituições criadas e os desdobramentos nas organizações que compõem o setor elétrico, nos mercados e nas relações contratuais.

2. A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL E A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

2.1. A Nova Economia Institucional

O papel exercido pelas instituições no sistema econômico não era objeto dos pressupostos rígidos da teoria neoclássica que tinham como resultado um ambiente de neutralidade institucional no qual as decisões dos indivíduos são fundamentadas na perfeita informação e o sistema de preços é o único mecanismo capaz de conduzir a uma situação de equilíbrio.

Foi em meados da década de 1960 que os estudos da Nova Economia Institucional entraram em evidência no cenário econômico como uma proposta de análise cuja mensagem central, segundo Furubotn e Richter (2000) é a de que as instituições importam para o desempenho econômico.

A racionalidade limitada é um aspecto relevante introduzido pela Nova Economia Institucional uma vez que tal hipótese não permite que haja o alinhamento de contratos completos em transações entre indivíduos. Nesse caso é importante ressaltar que tomada de decisão para a Nova Economia Institucional deve ser vista como um aspecto pontual e característico de cada indivíduo os quais possuem seus diferentes objetivos e intenções quando decidem interagir no mercado, sendo possível, portanto, o surgimento de um comportamento oportunista. Dessa forma, se faz necessária a existência de um sistema de regras dotado de mecanismos capazes de balizar as ações dos indivíduos sujeitando-os a obedecer aos arranjos contratuais. Esse mecanismo é denominado estrutura de governança.

A partir desse contexto, fica evidente que todas as transações implicam custos, denominados custos de transação, isto é, custos da informação, da tomada de decisão, de se garantir o cumprimento de contratos.

Conforme exposto por Furubotn e Richter (2000) a idéia fundamental da Nova Economia Institucional é a de que os custos de transação existem e exercem expressiva influência na estrutura das instituições especificamente nas escolhas econômicas que os indivíduos fazem.

Nesse âmbito de idéias surge a Teoria dos Custos de Transação como uma vertente da análise da Nova Economia Institucional trazendo à tona o fato de que o ato de transacionar economicamente possui um custo que não pode ser negligenciado.

2.2. A Teoria dos Custos de Transação

2.2.1. Definição de Custos de Transação

Para compreender os custos de transação é importante que, primeiramente, se considere o significado básico do termo transação. A transação não pode ser vista somente como um processo puro de transferência física de recursos, mas também se devem levar em consideração os aspectos legais como a transferência de direitos de propriedade. Conforme Furubotn e Richter (2000) esses aspectos estão inter-relacionados, e de forma mais abrangente, pode-se afirmar que as transações consistem em ações necessárias para estabelecer, manter ou modificar relações consistindo em uma espécie de transação social necessária para construir e manter a estrutura institucional na qual a atividade econômica se desenvolve. Em outras palavras os custos de transação envolvem o uso de recursos necessários para o desenvolvimento das transações sociais.

De acordo com Fianni (2002), os custos de transação são os custos que os agentes enfrentam toda a vez que recorrem ao mercado, ou seja, são os custos de negociar, redigir e garantir o cumprimento de um contrato. Definindo em mais detalhes, quando se considera uma relação em que há direitos de propriedade e direitos contratuais, os custos de transação consistem nos custos de definir e mensurar os recursos ou reivindicações mais os custos de utilizar e fazer cumprir os direitos especificados nos contratos. Conforme Furubotn e Richter (2000), aplicados na transferência de direitos de propriedade e no estabelecimento ou transferência de direitos contratuais entre indivíduos ou entidades legais, os custos de transação incluem os custos da informação, negociação e garantia de cumprimento.

Os custos de transação, conforme exposto por Furubotn e Richter (2000), podem ser variáveis, dependendo do volume e da frequência, enquanto outros poderão ser fixos e irão ocorrer não importa em qual setor da economia os indivíduos se encontram conduzindo operações, nem mesmo qual é o tipo de atividade que eles estão exercendo.

North (1990) acrescenta que é necessário adaptar a função de produção tradicional, levando em consideração que o custo de produção é composto pelo custo de transformação, isto é, o custo de transformar insumos em bens e serviços, mais os custos de transação.

“The total costs of production consist of the resource inputs of land, labor and capital involved both in transforming the physical attributes of a good (size, weight, color, location, chemical composition, and so forth) and in transacting – defining, protecting, and enforcing the property rights to goods (the right to use, the right to derive income from the use of, the right to exclude and the right to exchange).” North(1990).

De forma mais abrangente, portanto, conforme Furubotn e Richter (2000) os custos de transação podem ser entendidos como o custo de dirigir um sistema econômico ou um sistema social uma vez que incluem os custos de recursos utilizados para a criação, manutenção, utilização e modificação de instituições e organizações.

2.2.2. Pressupostos Comportamentais dos Custos de Transação

A concepção de firma como umnexo de contratos proposta por Coase (1937) e a relevância dos direitos de propriedade em detrimento da idéia de firma apenas como uma função de produção é ponto de partida para a análise dos custos de transação.

Coase (1937) objetiva determinar uma nova concepção de firma, deixando clara a sua essência, ou seja, sua natureza. Nessa concepção leva em consideração o papel da firma como forma organizacional que interage no sistema econômico. Essas relações, portanto, possuem custos, ou seja, o custo de utilizar o sistema econômico e podem ser organizadas ou reguladas por meio de uma autoridade a fim de que os custos de se utilizar o sistema, ou seja, os custos de transação sejam então reduzidos.

Os indivíduos na sociedade se engajarão em transações para resolver os seus problemas alocativos e essas transações serão regidas por meio de contratos.

Partindo desse pressuposto, segundo Zylbersztajn (2005) os problemas de quebras contratuais, de salvaguardas, de mecanismos criados para manter os contratos e, especialmente, mecanismos que permitam resolver problemas de inadimplemento total ou parcial dos contratos devem ser resolvidos pelas instituições.

Segundo North (1991), o conjunto de instituições políticas e econômicas que permite a redução do custo de transação viabiliza a existência de mercados de produtos e de fatores eficientes, necessários ao desenvolvimento econômico.

A fim de complementar a análise, conforme Williamson (2002) as transações se diferem em seus atributos implicando a necessidade de alinhamento entre as transações e a estrutura de governança apropriada.

Conforme Williamson (2002) os três atributos, isto é fatores determinantes das transações são: especificidade dos ativos (aspecto físico da planta, habilidades, localização, patentes, e medida de dependência bilateral) os distúrbios a que essas transações estão sujeitas (risco, grau de incerteza, antecipação a falhas contratuais) e a frequência com que essas transações ocorrem. Dessa forma, pode-se concluir que a incerteza na transação implica previsões imperfeitas e a existência de ativos específicos implica maior expectativa quanto a perdas no caso de ocorrer quebra contratual.

É possível relacionar os pressupostos comportamentais dos custos de transação por meio da seguinte forma:

a) Racionalidade Limitada

Embora os indivíduos ajam tendendo a racionalidade, segundo Williamson (2002) essa racionalidade é limitada, implicando que todos os contratos sejam inevitavelmente incompletos, e em consequência disso, os indivíduos irão se confrontar com a necessidade de se antecipar a esses desequilíbrios que surgem devido à existência de lacunas, erros e omissões no contrato original.

Os indivíduos possuem capacidade restrita do processamento de informações, dessa forma, se engajarão em alternativas satisfatórias, isto é, em contratos incompletos os quais poderão exigir renegociação futura, implicando, portanto, mais custos de transação.

b) Oportunismo

De acordo com Fianni (2002), a racionalidade limitada, o ambiente complexo e a incerteza implicam assimetria de informação, isto é, diferenças nas informações que as partes envolvidas em uma transação possuem, particularmente, quando essa diferença afeta

o resultado final das transações e criam as condições para que os agentes adotem uma iniciativa oportunista. Williamson (2002) também ressalta que o comportamento estratégico movido pelo oportunismo decorre da racionalidade limitada reforçando a necessidade de que as relações contratuais sejam arquitetadas buscando lidar com possibilidades futuras de rompimento. Em outras palavras o oportunismo está essencialmente relacionado à manipulação de assimetria de informação, visando à apropriação de fluxos de lucros.

É importante ressaltar também a questão do tamanho do mercado, isto é, quanto menor for o mercado, menor a possibilidade de ocorrência de comportamento oportunista tendo em vista que em mercados pequenos as relações interpessoais facilitam a construção dos arranjos contratuais.

Segundo Fianni (2002) existem duas formas de oportunismo na literatura: o oportunismo *ex-ante* e o oportunismo *ex-post*.

O oportunismo *ex-ante* também conhecido como seleção adversa, ocorre antes da transação ocorrer desencadeando custos transação. Esse tipo de oportunismo é responsável, por exemplo, pelos custos de desenvolver os arranjos contratuais no momento da elaboração dos contratos.

O oportunismo *ex-post*, também conhecido como risco moral ou *moral hazard*, por outro lado, ocorre quando há problemas na execução da transação, isto é, depois que o contrato fora firmado. Esse tipo de oportunismo gera custos de transação relacionados com o monitoramento da transação visando à efetiva execução dos contratos ou custos inerentes a renegociações futuras.

A natureza humana permite ações oportunistas, dessa forma as firmas têm de se proteger dos problemas de risco moral em seus acordos. Uma maneira de se proteger do comportamento oportunista é desenvolver arranjos contratuais que detalham as possíveis situações eventuais. Infelizmente, uma vez que há racionalidade limitada os contratos formais têm valor limitado como instrumento de regulação de relações conforme exposto por Lyons (1995).

2.2.3. Dimensões dos Custos de Transação

Além dos pressupostos comportamentais dos custos de transação é possível evidenciar os fatores que determinam as suas dimensões:

a) Especificidade dos Ativos

As transações com ativos específicos são as transações em que somente um número limitado de agentes está habilitado a participar tendo em vista que a especificidade dos ativos reduz consideravelmente o número de produtores capazes de ofertá-los e os demandantes interessados em adquiri-los. Conforme Lyons (1995) os ativos específicos e oportunismo são o coração dos custos de transação. Quanto mais específico for o ativo, mais significativo será o oportunismo associado, caso contrário, a própria existência de maior rivalidade entre os agentes reduziria o acontecimento de tais atitudes oportunistas.

Conforme Williamson (1996) é considerado como ativo específico todo o ativo que não pode ser reutilizado em uso alternativo ou por um usuário alternativo sem que haja perda em seu valor produtivo. Segundo Fianni (2002) é possível identificar quatro diferentes fontes de especificidade de ativos:

Especificidade de localização: ativos que uma vez estabelecidos podem ser de difícil ou impraticável transporte. No entanto, é importante lembrar que se a localização relativa das firmas responsáveis pelas etapas sucessivas da cadeia de produção for favorável pode acarretar economia de custo com transporte e armazenagem. A exemplo disso pode-se citar uma subestação de distribuição de energia elétrica a qual consiste em um ativo específico que deve estar conectada a uma linha de transmissão e ao mesmo tempo localizada próximo aos consumidores.

Especificidade física: ativos tais que suas características físicas podem reduzir o seu valor em uma aplicação alternativa, havendo, portanto investimentos específicos envolvidos.

Especificidade de capital humano: surge por meio do processo *learning by doing* dos empregados de uma empresa.

Especificidade de ativos dedicados: surge no caso em que o fornecedor faz um investimento que exceto pela perspectiva da venda de uma quantidade expressiva do produto não seria feito, dessa forma, havendo quebra contratual o fornecedor ficará com capacidade produtiva ociosa.

Há diferentes tipos de transações e suas classificações dependem do grau apresentado de seus fatores determinantes (racionalidade limitada, complexidade, incerteza e oportunismo e frequência) e segundo Williamson (1996), dependem também, sobretudo, do tipo de investimento, isto é, se o investimento é realizado em um ativo específico.

Segundo Fianni (2002), a partir do grau de especificidade dos ativos é possível evidenciar três tipos de transações. As *transações com ativos específicos* as quais implicam o interesse dos agentes envolvidos de que a relação não seja rompida a fim de proteger os investimentos realizados, acarretando, dessa forma, transações de maior frequência e de grande dependência de sua continuidade. As *transações não-específicas* que ocorrem de forma ocasional e sua continuidade não é aspecto significativo e as *transações mistas* em uma situação de fronteira.

Lyons (1995) acrescenta ainda que a probabilidade de se realizar contratos formais esta relacionada também à complexidade da tecnologia que é necessária para o bem, ou seja, quanto mais complexa a tecnologia do bem, mais rápido sofre modificações no seu perfil tecnológico, provocando mais dificuldades em determinar os arranjos contratuais. No que se refere ao tamanho da firma Lyons (1995) acrescenta que grandes firmas geralmente dispõem de um aparato jurídico mais eficiente favorecendo a realização de contratos e a confiança por meio do desenvolvimento das relações sociais ou por meio de mecanismos de salvaguardas.

b) Frequência

A frequência com que as transações ocorrem é outro aspecto relevante que está relacionado com a especificidade dos ativos e conseqüentemente com os custos de transação que devem ser considerado no momento de estruturar os arranjos contratuais. Através de arranjos contratuais realizados por meio de várias transações, é possível diluir os custos de transação tomando como referência a reputação. Segundo Souza (2004), um comportamento cooperativo pode surgir em situações nas quais as transações se dão com

elevada frequência, uma vez que os ganhos futuros com a transação compensariam ganhos eventuais obtidos por meio de um comportamento oportunista.

Quanto mais recorrentes forem as transações, maior a possibilidade de integrá-las verticalmente ou de realizar contratos de longo prazo, dessa forma, portanto, a frequência contribui para que se conheçam as peculiaridades dos agentes, favorecendo a previsão de comportamentos imprevistos.

c) Incerteza

A racionalidade limitada somente se torna relevante sob condições de complexidade e incerteza. Conforme Souza (2004) a transação está associada a dois tipos distintos de incerteza, um ligado ao aspecto contingencial e outro ligado à assimetria de informações. O primeiro tipo é de origem eventual, que surge de ações aleatórias da natureza ou de alterações nas preferências dos indivíduos. Por outro lado, o segundo tipo possui origem na falta de comunicação ou no desconhecimento do tomador de decisão sobre os planos e decisões realizados pelos demais agentes.

A incerteza, conforme Fianni (2002) dificulta a definição e distinção das probabilidades associadas aos diferentes estados de natureza que podem afetar a transação.

2.2.4. Custos de Transação de Mercado

Dentre os exemplos típicos de custos de transação podem ser evidenciados segundo Furubotn e Richter (2000), os custos de transação de mercado, os administrativos e os políticos. Entretanto, para fins de estudo, a análise dos custos de transação de mercado se torna mais pertinente.

Os custos de transação de mercado consistem, conforme Furubotn e Richter (2000), primeiramente, nos custos da informação e nos custos de negociação. Para se alinhar contratos completos é necessária muita informação e, dado que existe incerteza nenhum indivíduo é capaz de conhecer com antecedência com quem irá transacionar e sob quais condições se dará a transação.

Conforme Furubotn e Richter (2000) os custos de mercado podem ser classificados em mais detalhes da seguinte forma:

Custos de pesquisa e informação: Correspondem aos custos incorridos no momento em que se está construindo o arranjo contratual. Os indivíduos precisam encontrar um agente adequado para estabelecer a transação, no entanto essa procura possui custos. Esse tipo de custo inclui os custos com propaganda, visitas a potenciais clientes etc. ou podem emergir indiretamente por meio da criação de mercados organizados, mercado de ações, feiras e outros. Os custos de comunicação também podem ser incluídos dependendo da forma de prospecção de clientes tais como por via correios, telefone e representantes comerciais. Dessa forma, incluem, sobretudo, os custos de se conseguir informações sobre o mercado concorrente e custos incorridos em testes de controle de qualidade.

No caso de serviços, o controle de qualidade envolve um conjunto apropriado de normas para quem oferta o serviço. A procura por empregados qualificados constitui no maior problema nos serviços uma vez que demanda muito tempo e recursos financeiros. Dessa forma, pode-se concluir que a utilização de recursos para se conseguir informações ajuda os tomadores de decisão a evitar erros custosos.

Custos de negociação e de decisão: Segundo Furubotn e Richter (2000) essa categoria de custos é referente ao momento em que as partes estão montando o contrato e estão negociando as suas cláusulas. Não somente tempo é despendido como também é necessário custos legais para formalizar os contratos. Em casos em que há assimetria de informações, por exemplo, se uma das partes possui informação privilegiada efeitos ineficientes irão surgir. Dependendo da situação, o contrato pode ser mais ou menos complexo de se negociar.

Conforme Furubotn e Richter (2000) as negociações são necessárias para que se possa estabelecer uma transação eficiente e condições detalhadas para essas transações. Ressalta que há a necessidade de estabelecer salvaguardas para se antecipar a uma situação de erro e para garantir que o cumprimento do contrato seja supervisionado. Dessa forma, é possível garantir o cumprimento das obrigações contratuais por meio de ferramentas legais ou por outras sanções.

Os custos de decisão incluem todos os custos de se fazer qualquer informação se transformar em uma informação útil, a remuneração paga para conselheiros, os custos de se conseguir informações com grupos e assim por diante. É necessário mencionar que tal

como em outras áreas a complexidade e o custo dos contratos estarão condicionados pela competição.

Custos de supervisão e de cumprimento: Esses custos surgem a partir da necessidade de monitorar o acordo no momento da entrega, como por exemplo, verificar o volume e a qualidade do produto. Esses são custos envolvidos para mensurar o valor dos atributos envolvidos na transação tendo em vista a proteção de seus direitos e cumprimento do que foi previsto no contrato. Na maior parte das vezes há altos custos de supervisão e de execução dos contratos dado que violações nos contratos são, em certo grau, inevitáveis. Por outro lado, eventuais comportamentos oportunistas ainda que tragam más conseqüências, podem ser evitados por meio de um arranjo institucional apropriado.

2.2.5. *Estrutura de Governança*

Segundo Williamson (2002) três aspectos são importantes para explicar a mudança de ênfase nos estudos sobre as transações: a racionalidade limitada, a idéia de que as instituições importam e a idéia de que os diferentes atributos da transação são determinantes da estrutura de governança.

A estrutura de governança pode ser entendida, conforme Furubotn e Richter (2000), como um sistema de normas e seus instrumentos necessários de coerção inerente a cada organização. A estrutura de governança surge com o objetivo de economizar os custos de transação sendo capaz de mitigar os conflitos e procurar obter ganhos mútuos apresentado, portanto, distintas forças e fraquezas.

O ambiente institucional não pode ser negligenciado uma vez que possui papel importante, podendo afetar a estrutura das organizações. Dessa forma, é possível explicar o alinhamento entre as características das transações e as estruturas de governança sob a égide do comportamento eficiente de minimização de custos de produção e transação.

É importante ressaltar que a forma de implementação das transações dependerá do grau de especificidade dos ativos e a partir disso será desenvolvida a estrutura de governança, ou seja, o arcabouço institucional no qual a transação será realizada. De acordo com Fianni (2002), as estruturas de governança se relacionam com o tipo de investimento da seguinte forma:

Governança pelo Mercado: é o caso em que mais se aproxima do mercado “puro” uma vez que é adotada em transações não-específicas e não há nenhum tipo de esforço para que haja a continuidade da relação. Nesse caso, é necessário que os agentes apenas consultem a sua própria experiência.

Governança Trilateral: mais adequada para os casos de transações mistas ou até mesmo transações com ativos específicos, nesse caso é necessário a especificação *ex-ante* de uma terceira parte afim de que sejam avaliadas a execução e a solução de eventuais litígios.

Governança Específica de Transação: nesse caso os ativos são específicos e a continuidade da transação se torna aspecto relevante, porém cercada de riscos e incerteza. Dessa forma, dois tipos de estrutura poderão surgir: primeiramente é possível optar pela elaboração de contratos os mais completos possíveis que descrevam minuciosamente os procedimentos a serem adotados tais como forma de execução, limites de autoridade e resolução de conflitos preservando, portanto, a autonomia dos agentes. Por outro lado, pode-se optar pela forma hierarquizada, ou seja, integração vertical caso a elaboração de todo o arranjo contratual seja mais custosa além de apresentar riscos significativos tendo em vista a especificidade dos ativos. Em suma, os ativos possuem graus de especificidade os quais determinam a necessidade ou não de haver integração vertical para poupar custos de transação.

2.2.6. A Natureza dos Contratos

Segundo Zylbersztajn (2005) o contrato consiste na unidade básica dos custos de transação.

Tendo em vista que os fatores determinantes dos custos de transação não podem ser eliminados, o processo de definição do contrato se torna tarefa difícil, especialmente se a transação for ocorrer em uma data futura.

Dessa forma conforme Fianni (2002) há diferentes tipos de contratos definidos de acordo com o ajuste a uma dada configuração de custos de transação. Podem-se definir quatro tipos básicos de contratos:

Contratos que especificam no presente uma determinada performance no futuro: Esse contratos são menos flexíveis, apresentando, portanto, menor grau de complexidade e incerteza e, portanto não envolvem custos de transação significativos.

Contratos que especificam no presente uma determinada performance no futuro, condicionando-a à ocorrência de eventos definidos antecipadamente, ou seja, contratos de cláusulas condicionais: Nesses contratos de cláusulas condicionais as partes determinam um dado desempenho dependendo do que pode ocorrer no futuro. Dessa forma, esse tipo de contrato é mais indicado quando há o interesse de manter o vínculo entre o comprador e o vendedor dado que existem ativos com certo grau de especificidade e um ambiente em que a complexidade não possui conseqüências severas com relação aos custos de negociação e garantia dos contratos.

Contratos de pouca duração, realizados apenas nos momentos em que as condições necessárias para a realização da transação efetivamente se concretizam, isto é, contratos de curto prazo seqüenciais: Nesses contratos de curto prazo seqüenciais as ofertas são realizadas em um mercado à vista (*spot*¹) o qual cada comprador adquire o que deseja apenas no momento em que a necessidade se faz sentir. Esse tipo de contrato reduz expressivamente qualquer problema de adaptação entre as partes envolvidas, pois não há necessidade de antever as circunstâncias futuras que irão afetar a transação uma vez que ela somente será realizada no momento em que se faz necessária e as condições futuras já são conhecidas. No entanto esse tipo de contrato tem suas limitações. Esse tipo de contrato pressupõe a existência de um mercado *spot* onde os custos de transação sejam baixos de maneira que os agentes possam recorrer a esse mercado sem ônus significativo. O objeto da transação deve ser homogêneo de tal forma que não faça diferença tanto a identidade do comprador quanto do vendedor. Por outro lado, esses contratos estão livres de atitudes oportunistas.

Contratos estabelecidos hoje com o direito de selecionar no futuro uma performance específica dentro do conjunto de performances estipulado previamente, ou seja, estabelecer uma relação de autoridade: A relação de autoridade se caracteriza pela relação de autoridade de um agente sobre o outro na qual o primeiro é facultado a definir o que o segundo deverá executar dentre um conjunto de ações possíveis. A primeira vantagem é

¹ Mercado de curto prazo.

que não é necessário antecipar todas as circunstâncias futuras bem como as ações que devem ser executadas para cada uma delas. A segunda vantagem é que não é necessário recontratar sucessivamente reduzindo os custos de transação significativamente em ocasiões em que existe especificidade de ativos, representando uma vantagem aos contratos de curto prazo seqüenciais.

A Teoria dos Custos de Transação, portanto, deixa evidente que o ato de transacionar economicamente possui um custo que não pode ser negligenciado, no entanto, ressalta a idéia de que as transações podem ser organizadas ou reguladas por meio de uma autoridade a fim de que esses custos de se utilizar o sistema, ou seja, os custos de transação sejam então reduzidos. A estrutura da indústria de energia elétrica contribui para essa análise, principalmente porque apresenta elevado nível de especificidade de ativos e, por esse motivo, os custos de transação tomam dimensões diferenciadas. Para tanto, é necessário evidenciar a estrutura da indústria, sua lógica produtiva e sua evolução durante as duas reformas.

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: LÓGICA PPRODUTIVA E CARACTERÍSTICAS

3.1. A Indústria de Energia Elétrica

3.1.1. O Conceito de Cadeia Energética

A energia elétrica é capaz de satisfazer uma série de necessidades humanas, tais como iluminação, transporte de mercadorias e pessoas, fornecimento das condições ambientais adequadas ao bem-estar humano, envio e recebimento informações etc. por meio de um processo de transformação que dispõe de dispositivos e equipamentos necessários para transformar a energia final em energia útil² conforme disposto por Pinto Jr. (2007). Além disso, tendo em vista a necessidade de um processo de transformação da energia encontrada na natureza em energia final, realizado em centros de transformação em centrais hidrelétricas, térmicas, nucleares etc. ela é considerada uma fonte de energia secundária³. É importante ressaltar também a questão da disponibilização da energia elétrica que implica necessidade de haver uma logística de transporte bem definida dado que muitas vezes a fonte da energia não se encontra próxima dos consumidores finais.

O setor elétrico compreende toda a cadeia de atividades envolvidas desde a produção, transporte, comercialização e distribuição da energia elétrica, constituindo, portanto, um sistema de infra-estrutura composto por um conjunto de processos distintos que presta papel essencial na competitividade industrial.

O segmento de geração engloba as atividades de produção de energia elétrica a partir de diferentes fontes, a produção independente de energia e a importação de energia elétrica produzida em países vizinhos. Essa atividade pode ser dividida em duas fases: a de operação (atendimento da demanda a partir da capacidade de geração instalada) e a de expansão (investimentos em novas unidades produtivas). O segmento de transmissão é responsável pelo transporte de energia elétrica desde as unidades de geração até os grandes centros de consumo e sua atividade também pode ser dividida em operação e expansão. A

² Energia útil é a energia líquida a qual foram deduzidas as perdas de utilização dos aparelhos consumidores em nível de usuário. Balanço Energético Consolidado do RS 2001/2004.

³ Energia secundária é aquela obtida a partir de uma fonte primária ou outra secundária depois de sofrer um processo físico, químico ou bioquímico que modifica suas características iniciais. Balanço Energético Consolidado do RS 2001/2004.

comercialização é composta pelas empresas que atuam na intermediação de contratos de compra e venda de energia e a distribuição opera e explora comercialmente a rede de distribuição de energia elétrica destinada ao consumo final em determinada região. Além disso, o setor elétrico apresenta, segundo Pinto Jr. (2007), externalidades⁴ positivas às empresas que atuam no país, tanto as voltadas para o mercado interno quanto para o mercado externo, e externalidades negativas, especialmente no que tange aos impactos ambientais em escala regional.

3.1.2. As Dimensões Econômicas da Energia Elétrica

A oferta e a demanda de energia elétrica consistem em fatores importantes para o desempenho do sistema econômico e, segundo Pinto Jr. (2007), é possível destacar cinco dimensões econômicas que envolvem o setor de energia elétrica:

Dimensão macroeconômica: Compreende a relação entre a energia e o crescimento econômico uma vez que constitui em um indicador-chave para o planejamento do abastecimento de energia elétrica. Além disso, é importante destacar que dada a escala dos investimentos exigidos pela atividade de exploração da energia elétrica, esses possuem expressiva participação na formação bruta de capital fixo.

Dimensão microeconômica: Compreende as funções de custo e os critérios de formação de preços. O monopólio da transmissão e da distribuição implica necessidade de regulação de tarifas. Além disso, os processos de tomada de decisão de investimentos e os mecanismos de financiamentos consistem em elemento central para a expansão do setor elétrico.

Dimensão tecnológica: O aproveitamento econômico da energia elétrica está diretamente vinculado ao processo de inovação tecnológica e às técnicas e equipamentos de produção e utilização de diferentes fontes de energia. Dessa forma, é possível evidenciar projetos que visam tornar o emprego da energia elétrica mais eficiente, bem

⁴ Externalidades são os efeitos de uma ação de um agente econômico sobre bem-estar de outro agente econômico que não participa dessa ação. As externalidades não estão sujeitas às forças de mercado. Se o impacto sobre o terceiro é adverso é chamada externalidade negativa, por outro lado, se o impacto for benéfico é chamada externalidade positiva. Mankiw (2005).

como projetos de pesquisa e desenvolvimento além de programas de incentivo a fontes alternativas de energia.

Dimensão de política internacional: Advém da distribuição desigual dos recursos energéticos existentes, o que implica em uma série de relações comerciais e geopolíticas. A exemplo disso pode-se citar a usina de Itaipu Binacional inaugurada em 1982, que foi construída mediante acordo entre os governos do Brasil e do Paraguai.

Dimensão ambiental: Há um intenso debate sobre os impactos ambientais decorrentes da exploração de energia. A inundação de grandes extensões de áreas é um problema com que os governos e as empresas têm de se defrontar. Além disso, é importante lembrar que nenhuma forma de energia causa impacto zero no ambiente e que os mecanismos impostos por restrições ambientais acabam por influenciar diretamente no custo de produção e conseqüentemente nos preços da energia.

3.1.3. Não-estocabilidade e Interdependência Sistêmica

Definir as características do produto eletricidade e compreender o seu processo produtivo é o ponto de partida para a análise de sua forma de comercialização. É importante lembrar que a indústria de energia elétrica possui suas características peculiares que afetam, sobretudo, a sua forma de atuação e a organização de suas instituições.

Pinto Jr. (2007) define que a não-estocabilidade e a interdependência sistêmica são os atributos físicos que definem o binômio produto-processo associado à eletricidade. É mais correto, portanto, definir o produto energia elétrica como um fluxo não-estocável que implica forte interdependência temporal e espacial entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição. São processos simultâneos, fortemente integrados, que consistem, portanto em uma indústria de rede. Britto (2002) define as indústrias de rede como um caso especial de monopólio natural⁵ que explora a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial.

⁵ No caso de um monopólio natural com um único produto, os custos são menores se produzirmos uma dada quantidade x do produto em uma única firma. Fianni (2002).

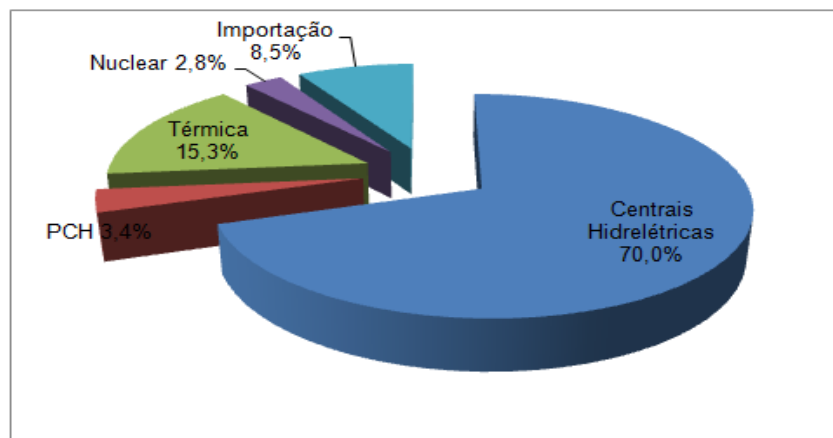
Além disso, Pinto Jr. (2007) evidencia as especificidades técnico-econômicas da indústria elétrica: (i) a necessidade de antecipação do comportamento da demanda, (ii) a sobrecapacidade planejada, tanto de produção quanto de transporte, devido às oscilações do comportamento da demanda e (iii) volumes elevados de investimentos e longo prazo de maturação. É importante salientar que a geração é a atividade econômica mais intensiva em capital de toda a cadeia produtiva da energia elétrica.

Esse conjunto de aspectos legitimou a existência ao longo da segunda metade do século XX de um modo organização baseado, sobretudo, em empresas integradas verticalmente e operando em regime de monopólio natural. Entretanto, no Brasil, esse modo de organização foi revertido por meio das reformas que ocorreram a partir de meados da década de 1990.

3.2. As Características do Setor de Energia Elétrica no Brasil

O Setor Elétrico Brasileiro - SEB caracteriza-se pela predominância de usinas hidrelétricas interligadas por linhas de transmissão e uma pequena participação de usinas de geração térmica.

Gráfico 1. Energia Elétrica – Estrutura da Oferta Interna Segundo a Natureza da Fonte Primária de Geração – Brasil 2008



Fonte: Balanço Energético Nacional 2009: Ano base 2008

Notas:

Inclui centrais elétricas autoprodutoras⁶.
Centrais hidrelétricas são aquelas com potência superior a 30 MW.
Pequenas centrais hidrelétricas - PCH são aquelas com potência igual ou inferior a 30 MW.
A importação inclui a parcela paraguaia de Itaipu.

Por meio do gráfico é possível evidenciar que o Brasil apresenta uma matriz de geração predominantemente renovável, sendo que a geração hidrelétrica representa um montante de 70% da oferta. A interligação do sistema permite um despacho⁷ coordenado e otimizador aproveitando-se, sobretudo, da sazonalidade, ou seja, do nível dos reservatórios.

As variáveis que definem a sistemática de despacho das usinas hidrelétricas, conforme Porrua (2006) são: comportamento da demanda, capacidade instalada de geração e nível de armazenamento atual dos reservatórios. Isso implica em custo marginal de operação - CMO⁸ altamente volátil e dessa forma, a tendência é que se realizem contratos de longo prazo para diminuir o risco de suprimento.

Em outras palavras, cada geradora tem um custo de produção, e, assim despacham-se as geradoras até que seja possível atender à demanda. O despacho obedece à ordem crescente do custo marginal de operação de cada geradora e o preço do mercado vai ser o preço que considera os custos da última geradora a ser despachada, isto é, a mais cara delas.

Tendo em vista a predominância da geração hidráulica, a participação térmica participa apenas como forma de complementação. Assim, o planejamento da operação está condicionado pelas condições hidrológicas enquanto as termelétricas são despachadas somente na expectativa da exaustão dos reservatórios.

Conforme informações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, as linhas de transmissão no Brasil costumam ser extensas devido ao fato de que as grandes usinas

⁶ Centrais elétricas autoprodutoras correspondem aos agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

⁷ Despacho consiste na quantidade de energia ofertada por cada usina, em cada instante do tempo.

⁸ O Custo Marginal de Operação - CMO também conhecido como Custo Marginal de Curto Prazo, corresponde ao custo de aumentar (ou diminuir) a produção para atender a um aumento (ou redução) da demanda tendo em vista a capacidade existente no sistema. Porrua (2006).

hidrelétricas geralmente estão situadas a distâncias consideráveis dos centros consumidores de energia.

Atualmente, o país está quase que totalmente interligado, de Norte a Sul. Apenas os estados do Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte do Estado do Pará ainda não fazem parte do Sistema Interligado Nacional - SIN. Nesses estados o abastecimento é realizado por meio de pequenas usinas termelétricas ou por usinas hidrelétricas situadas próximas as suas capitais.

O Sistema Interligado Nacional - SIN permite que as diferentes regiões permutem energia entre si quando uma delas apresenta queda no nível dos reservatórios. Como o regime de chuvas é diferente nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, os grandes troncos (linhas de transmissão da mais alta tensão: 500 kV ou 750 kV) possibilitam que os pontos com produção insuficiente de energia sejam abastecidos por centros de geração em situação favorável.

O mercado de distribuição de energia elétrica é composto por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o país. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros conforme informações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

3.3. A Evolução do Setor Elétrico Brasileiro Durante as Reformas (1993-2004)

3.3.1. A Primeira Reforma do Setor Elétrico Brasileiro: A Reestruturação do Setor

Para compreender as transformações ocorridas na estrutura do setor elétrico brasileiro e conseqüentemente na forma de comercialização da energia é importante evidenciar o antigo processo.

A indústria elétrica brasileira cresceu de forma sustentada até meados de 1970. Conforme Pinto Jr. (2007) o pilar central para a expansão da indústria elétrica brasileira foi

o modo de organização baseado na constituição de monopólios verticalizados com tarifas reguladas pelo custo do serviço.

A Lei nº 5.655/71 implantou esse regime tarifário cuja premissa era a de estabelecer tarifas de energia que cobrissem os custos da geração, transmissão e distribuição bem como uma remuneração garantida específica ao ano. No entanto, devido à disparidade entre os custos de geração e distribuição, muitas empresas apresentavam situação deficitária o que fez o governo adotar uma medida de equalização tarifária.

O modelo estatal foi, por muito tempo, eficaz no que se refere ao cumprimento das exigências de expansão da oferta. Conforme Santana (1999) a Eletrobrás possuía as funções de coordenar o planejamento da operação, ou seja, o montante que cada geradora podia vender a cada ano, e a expansão da capacidade instalada, isto é o programa ótimo de investimento na geração e transmissão. Devido à insuficiência de um instrumento de coordenação, a Eletrobrás detinha de certa forma um poder regulador, com autonomia pra resolver problemas de natureza comercial e institucional.

Conforme Bielschowsky (1997) o auge do modelo estatal ocorreu na segunda metade dos anos setenta, e ao longo da década de oitenta ele foi perdendo gradualmente sua força, devido a problemas de financiamento.

Os movimentos iniciais de reforma, segundo Pinto Jr. (2007), ocorreram tendo em vista o arrefecimento do desempenho econômico e financeiro das concessionárias que interrompeu o ritmo acelerado de crescimento da demanda e de expansão dos sistemas elétricos.

O primeiro marco regulatório do processo de comercialização foi a Lei nº 8.631/93⁹. Essa Lei extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores visando a estancar as dificuldades financeiras das empresas da época. Dessa forma é possível evidenciar o início da realização dos arranjos contratuais de suprimento de energia, embora, ainda houvesse predominância das empresas verticalizadas.

⁹ Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

O segundo empenho a ser evidenciado foi a Lei nº 9.074/95¹⁰, a qual começa a modificar os rumos da comercialização trazendo maior competição por meio da criação da categoria de consumidores livres, cuja escolha de seus fornecedores não está vinculada à distribuidora detentora da outorga de concessão da localidade de sua unidade consumidora.

Segundo Pinto Jr. (2007) o grande desafio do setor elétrico era obter as condições necessárias para manter a alavancagem de um nível de investimentos para fazer frente à demanda crescente. Conforme exposto por Bielschowsky (1997) os investimentos estiveram deprimidos, e foram insuficientes para atender, sem romper com critérios básicos de segurança, a expansão da demanda, que superou todas as expectativas a partir do Plano Real em 1994.

Quadro 1. Brasil: Formação Bruta de Capital Fixo, em setores de infra-estrutura (em % do PIB)

(a preços constantes de 1980)

	1970/80	1981/89	1990/94	1995	1996	1997
Energia Elétrica	2,10	1,55	0,91	0,52	0,57	0,57
Telecomunicações	0,80	0,43	0,49	0,53	0,79	0,78
Transportes	2,06	1,49	0,75	0,77	0,77	0,85
Saneamento	0,46	0,24	0,10	0,10	0,17	0,25
Total	5,42	3,71	2,25	1,92	2,30	2,45

Fonte: Bielschowsky, R. (1998a)

O quadro 1 mostra a evolução da formação bruta de capital fixo nos setores de infra-estrutura e evidencia a retração dos investimentos no setor de energia elétrica, sobretudo, a partir do período de 1990/94.

O grande argumento era a falta de capacidade de financiamento das empresas estatais, e, portanto, caberia aos operadores privados a missão de recuperar o nível de investimentos. Sob essa premissa de ampliação de participação do capital privado, inicia-se o processo de privatizações.

¹⁰ A Lei nº 9.074/1995 Estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências, sobretudo no seu art. 4 § 5 e alterações posteriores dadas pela Lei nº 10.848/2004 que prevê a desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Dessa forma, conforme exposto por Sauer (2002), a liberação econômica do setor elétrico brasileiro evidenciada durante a década de 1990 está inserida nas medidas do Plano Nacional de Desestatização – PND.

É importante lembrar que a proposta de entrada de capitais privados, sobretudo os estrangeiros os quais apresentavam maior interesse, e o sucesso desse novo modelo implicam em uma remodelação institucional e estrutural no setor. Entretanto, segundo Bielschowsky (1997), as autoridades governamentais não articularam uma solução para a etapa de transição que potencializasse a capacidade de investimento das empresas estatais, esperando, talvez, do setor privado, algo que este não podia realizar antes que se implantasse o novo marco regulatório, devido a uma absoluta falta de visibilidade no que se refere ao futuro mercado, tanto pelo lado da demanda como da oferta.

“[...] a transição coincidiu com prioridade máxima à política antiinflacionária, nela incluída minimização do déficit do setor público e preparação para maximizar receitas fiscais da privatização, numa opção que, como se verá, conflitou com a opção de evitar riscos de déficit de energia, porque conflitou com as decisões de realizar investimentos.”
Bielschowsky (1997).

Todo o processo deveria seguir, segundo Pinto Jr. (2007), como em outros países, a seguinte seqüência: Iniciar com a definição da nova estrutura de mercado, depois partir para a definição dos novos mecanismos de regulação, em seguida criar um órgão regulador e por fim iniciar a reforma patrimonial sob o programa de privatizações. Infelizmente, no Brasil não foi possível obedecer a essa seqüência devido aos entraves políticos e legislativos, que prejudicaram o desenvolvimento das reformas. A reforma patrimonial, portanto, foi iniciada antes da conclusão da elaboração das novas regras de mercado. Conforme Bielschowsky (1997), os investimentos foram decididos e implementados em meio a um quadro institucional que apenas dava os primeiros passos de distanciamento do modelo estatal, na direção da privatização e de um sistema regido essencialmente por regras de mercado.

O Decreto nº 915 de 1993 permitiu a formação de consórcios entre concessionários e autoprodutores, a Lei nº 8.987 de 1995 (Lei das concessões de serviços públicos), complementada pela Lei nº 9.074 de 1995 obrigou a licitação para concessões de geração, transmissão e distribuição, constituindo um conjunto de medidas que possibilitou a

qualquer empresa, pública ou privada, nacional ou estrangeira, tornar-se concessionária e realizar investimentos em qualquer um dos segmentos do setor elétrico.

Os objetivos da reforma eram aumentar o nível de investimentos em geração e transmissão devido à elevada taxa de crescimento da demanda e introduzir a concorrência a fim de influenciar na redução de custos e preços, além de melhorar a qualidade do serviço.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e com a participação de técnicos brasileiros e da empresa de consultoria *Coopers & Lybrand* a fim de orientar esse processo de redefinição, avaliando a atual situação e revisando os trabalhos em desenvolvimento. O projeto propunha a necessidade de desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição e o incentivo à competição somente nos segmentos de geração e comercialização já que os segmentos de transmissão e distribuição, considerados como monopólios naturais, deveriam manter-se, portanto, sob regulação.

É possível afirmar que as bases para essas reformas estavam na criação do Operador Nacional do Sistema – ONS, que assume as funções de coordenar o planejamento da operação antes desempenhada pela Eletrobrás, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE. Caracterizando, portanto, conforme Santana (1999), o início da redefinição do papel da Eletrobrás, que implica na perda de suas funções de coordenação dos centros de comando hierárquicos da indústria.

O ONS passa a deter o controle operacional da rede básica de transmissão, isto é, administra, de forma centralizada, as instalações da rede básica de transmissão formada por todas as linhas e subestações de tensão igual ou superior a 230 KV, garantindo o livre acesso¹¹ de todos os agentes às atividades de transmissão.

Cada concessionária de transmissão existente antes da reforma assinou um contrato de prestação de serviços de transmissão, disponibilizando suas instalações para o ONS, responsabilizando-se pela operação e manutenção mediante o pagamento de um valor monetário anual estabelecido pela ANEEL.

¹¹ Resoluções nº 281 e nº 282/99 estabelecem o livre acesso à rede e tarifas locacionais.

Conforme Pinto Jr. (2007) o desenho institucional proposto para a indústria elétrica brasileira descentralizou o processo de tomada de decisão, no entanto negligenciou a importância da necessidade de coordenação interinstitucional.

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE apresentavam papéis secundários uma vez que o planejamento e o monitoramento detinham funções coadjuvantes nessa primeira reforma. A idéia era a de que caberia ao mercado o papel de coordenação mais relevante e de que os esforços deveriam se concentrar na construção desse mercado. Essa idéia, no entanto, culminou na crise de suprimento que viria mais tarde.

3.3.2. A Segunda Reforma do Setor Elétrico Brasileiro: A Conclusão do Arcabouço Regulatório

A segunda reforma teve como objetivo garantir o suprimento tentando reduzir os riscos de racionamento, tal como ocorreu em 2001 e 2002, isto é, sobretudo, garantir a segurança de abastecimento e promover a modicidade tarifária por meio da criação de novas instituições.

Segundo Santos (2005) um dos maiores desafios encontrados a partir do ano de 2000 foi a necessidade de expandir a oferta de energia uma vez que havia um crescimento de mercado a taxas em torno de 4% a 5% ao ano e praticamente nenhuma ampliação da oferta.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL continuava trilhando o caminho de aprendizagem de agência reguladora com a tentativa de emitir a regulamentação necessária para enfrentar os desafios no sentido de delinear os procedimentos para o mercado, para os agentes e para operação ao passo que prosseguia com as suas funções e reguladora e fiscalizadora.

O período de racionamento teve a duração de nove meses compreendidos entre junho de 2001 até fevereiro de 2002 em função do forte empenho da sociedade no controle da demanda, e sobretudo devido aos esforços dispendidos pelo setor e pela criação dos

instrumentos de gestão de crise por meio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCE.

Em 2002 um novo blecaute atinge o Sistema Interligado Nacional – SIN deixando evidente a necessidade de investimentos na transmissão para assegurar a confiabilidade na rede. Desta vez, segundo Santos (2005), a reação do público e da mídia foi muito mais adequada tendo em vista a conscientização da sociedade durante o período de racionamento, transformando esse problema em uma preocupação constante dos consumidores e não somente um motivo de crítica.

Em um mercado de forte expansão como o brasileiro, conforme exposto por Santos (2005), não era possível deixar que apenas as forças de mercado assegurassem a continuidade e confiabilidade do suprimento. A energia elétrica não poderia ser tratada como um produto homogêneo qualquer, mas sim deveria dispor de um modelo que garantisse a prioridade da segurança operativa do suprimento.

A crise de suprimento verificada, portanto, teve origem nas implicações causadas pela sistemática do processo de privatização na primeira reforma. As privatizações ocorridas, as quais constituíam o pilar da primeira reforma, buscavam a maximização do valor de venda das empresas. Castro (2004) explica que para atingir este objetivo nos leilões de privatização foram oferecidas inúmeras vantagens desde linhas de créditos públicos para financiar os vencedores até contratos de concessão que possibilitaram aumentos das tarifas bem acima dos índices inflacionários. Nesta lógica macroeconômica, pelo lado do corte das despesas, ocorreu, possivelmente, o equívoco maior: foram restringidos os investimentos das empresas geradoras públicas.

Já em meados do ano de 2003 é possível identificar uma tentativa de reverter esse cenário uma vez que foram realizadas obras a fim de sustentar a segurança operativa do sistema e superar a fase de racionamento. Além disso, segundo Santos (2005) pode-se verificar uma redução da demanda devido à economia de energia na indústria e comércio e pela incorporação de novos hábitos pelos consumidores residenciais por meio de troca de lâmpadas e eletrodomésticos mais eficientes.

Nessa proposta de revisão do sistema vigente os principais resultados da análise, segundo Santos (2005) foram: necessidade de planejamento da expansão da oferta,

idealmente com visão energética integrada, necessidade de acompanhamento em permanência das condições de suprimento futuro visando a tomada de ações preventivas, necessidade de operação coordenada e centralizada, necessidade de contenção de riscos de investimento a fim de atrair a participação privada e a necessidade de licenças ambientais previstas para licitar investimentos.

Em julho de 2003 foi publicada a Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico com as diretrizes do novo modelo que foram estabelecidas sob os pilares da criar um marco regulatório estável, a fim de garantir a segurança de abastecimento e a modicidade tarifária.

Em 2004 o Congresso Nacional promulgou as Leis nº 10.847 e nº 10.848 que consolidaram a legislação setorial bem como outros decretos que também compõem esse arcabouço legal. O novo marco institucional incorporou as seguintes determinações, segundo Santos (2005): as instituições encarregadas da gestão do setor, os modelos de comercialização, de expansão, de operação, de regulação e de fiscalização.

Um aspecto importante é o reconhecimento da expansão da oferta como o grande desafio para o setor, uma vez que as perspectivas de crescimento de mercado deveriam ser sustentadas com nível necessário de investimento, sempre tendo em vista que o pressuposto de expansão da capacidade com o menor custo possível buscava evitar uma sobreoferta que causaria um aumento tarifário desnecessário que acabaria por ferir os preceitos da modicidade tarifária.

É importante ressaltar que anteriormente a expansão da oferta de energia era realizada por meio do planejamento da Eletrobrás tendo em vista a expansão da demanda informada pelas distribuidoras, sem compromisso de compra futura. Isso acarretou em projeções superestimadas de consumo e excesso de investimento, conforme Bielschowsky (1997):

“Para eliminar essa distorção, a partir de 1993 passou-se a exigir das empresas a obrigatoriedade de compra do consumo projetado, por um período mínimo de quatro anos. Ocorre que, como as chances de sobra de energia num regime organizado sob o princípio de minimização de risco de déficit são, por definição, muitíssimo superiores ao de falta de energia, as empresas distribuidoras preferiram subestimar sua demanda, e dispor de excelentes chances de comprar “sobras” de energia, a preços menores do que os que

constam dos contratos. Ou seja, preferiram expor-se à pequena possibilidade de serem responsáveis por uma crise de abastecimento, em troca do ganho representado pela opção de subestimativa. Esse mecanismo somou-se às demais dificuldades do setor na explicação do baixo investimento no período.”

Entre as principais mudanças institucionais destaca-se a criação de uma instituição responsável pelo planejamento da expansão do setor elétrico a longo prazo, substituindo a Eletrobrás, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, uma instituição com função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e uma instituição para dar continuidade à atividade do MAE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O Estado dessa forma refuta a postura de empresário do setor e legitima o seu papel como implementador de normas e políticas essenciais para o desenvolvimento das atividades. Assim, está disposto em Castro (2004) sobre a segunda reforma: O setor público será utilizado como instrumento para garantir a estabilidade da oferta e evitar a explosão das tarifas.

Ao longo das duas reformas foram criados novos atores de forma a modelar o novo ambiente institucional. As instituições criadas e suas atribuições foram as seguintes:

ONS – Operador Nacional do Sistema

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648/98, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98, com as alterações do Decreto nº 5.081/04 com a finalidade de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN¹² e administrar a rede básica de transmissão¹³, com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. As alterações

¹² Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica de todas as regiões eletricamente interligadas do país. Apenas 2% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

¹³ Sistema elétrico interligado constituído pelas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou instalações em tensão inferior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

implantadas a partir de 2004 trouxeram maior independência à governança do ONS, através de garantia de estabilidade do mandato de sua diretoria.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.247/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo modelo vigente do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo, realização de análise de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua administração direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia

elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento, identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas de ajustes e ações preventivas que podem restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE foi instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04 absorveu as funções e estrutura organizacionais e operacionais do MAE.

Segundo Santana (1999) ela consiste em uma estrutura de governança idealizada com fim de trazer mais competição por meio dos seus ambientes de contratação.

Entres suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo, a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados, a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR por delegação da ANEEL.

3.4. A Comercialização de Energia Elétrica

3.4.1. O Modelo Anterior, vigente antes do Decreto nº 5.163/2004

Conforme Ganin (2009) as negociações de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados segundo o *caput* do art. 10 da Lei nº 9.648/1998¹⁴, seriam de livre negociação, desde que respeitando os prazos e demais condições já estabelecidas contratualmente. Dessa forma, conforme o inciso II¹⁵ da mesma Lei foram estabelecidos prazos e condições para essa transição na qual os montantes de

¹⁴ Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás e de suas subsidiárias e dá outras providências.

¹⁵ Essa disposição não se aplicava à energia gerada pela Itaipu Binacional e pela Eletrobrás Termonuclear S.A – Eletronuclear.

energia, em relação aos montantes de 2002, seriam contratados com uma redução gradual à razão de 25% ao ano, a partir de 2003.

Já o art. 27 da Lei nº 10.438/2002 estabeleceu que no mínimo 50% da energia elétrica comercializada pelas geradoras de serviço público sob controle federal¹⁶, inclusive o montante de energia elétrica a ser reduzido dos contratos iniciais¹⁷ (25% ao ano) a partir de 2003, seriam negociados por meio de leilões públicos, conforme regras estabelecidas pela ANEEL.

Em suma, conforme Souza (2004), no modelo de transição, a principal forma de comercialização de energia pelas distribuidoras era caracterizada pelos chamados contratos iniciais com as grandes geradoras que substituíram os antigos contratos de suprimento existente no antigo modelo, vigente antes de 1995. Esses contratos iniciais foram regulados pela ANEEL, diferentemente dos contratos bilaterais de longo prazo que têm suas cláusulas negociadas livremente. Dessa forma, esses contratos iniciais consistiram no marco de transição para a concorrência. Portanto, os contratos existentes anteriormente entre as geradoras e distribuidoras os quais foram transformados em contratos iniciais deveriam ter um montante de energia contratada liberado na ordem de 25% para a contratação bilateral de curto e longo prazo ou no mercado spot.

A Lei nº 10.604/2002 estabeleceu que as geradoras de controle federal ou estadual poderiam vender energia para as distribuidoras por meio dos leilões ou aditar os seus contratos que estivessem em vigor na data da publicação da Lei. As geradoras de controle federal, além disso, estariam autorizadas a participar de leilões exclusivos com consumidores finais. Já o art. 2 da mesma Lei estabeleceu que as distribuidoras, a partir de 1 de janeiro de 2003, somente poderiam firmar contratos por meio de leilões, embora as sociedade coligadas, isto é, do mesmo grupo econômico, ficassem excluídas dessa

¹⁶ Essa redução de 50% não conferia direito as geradoras do serviço público sob controle federal qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia liberada. Dessa forma as geradoras assumiram os riscos hidrológicos ou os riscos do não cumprimento do contrato de venda de energia conforme §§ 2 e 3, do art. 27 da Lei nº 10.138/2002.

¹⁷ Em 1998 surgiram os contratos iniciais, com o objetivo de garantir as receitas dos agentes existentes durante o período de transição entre os modelos de comercialização de energia elétrica, do mercado regulado para o mercado competitivo. Os contratos iniciais são contratos de longo prazo firmados entre empresas geradoras/distribuidoras, distribuidoras/distribuidoras ou entre geradores com tarifas fixadas pela ANEEL, e que têm duração prevista para se extinguir a partir de 2006. Os contratos iniciais são definidos e regidos por Leis e Decretos federais, e estão contemplados nas Resoluções nº 267/98, nº 451/98, nº 141/99, nº 361/00, nº 444/00, nº 447/00, nº 044/01, nº 045/01, nº 173/01, nº 470/01 e nº 722/02 da ANEEL. CCEE (2010).

exigência. Entretanto, o art. 7 da Resolução nº 278/2000¹⁸ estabeleceu limites ao auto-suprimento permitindo que as distribuidoras tivessem a possibilidade de adquirir energia elétrica de empresas vinculadas ou negociar a energia dessas empresas num limite de até 30% a fim de atender os consumidores cativos.

Todas as geradoras poderiam, segundo art. 28 da Lei nº 10.438/2002 com redação dada pela Lei nº 10.604/2002, liquidar a parcela de energia que não fosse comercializada de acordo com o art. 27 no mercado de curto prazo¹⁹ do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE²⁰, atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A Resolução nº 246/2003 estabeleceu que o MAE, atual CCEE, fosse responsável pela coordenação dos leilões. Cada participante dos leilões deveria estar atento as restrições associadas à concentração de mercado, ao auto-suprimento, as participações cruzadas e vinculações societárias, isto é empresas coligadas, assim como limites e prazos estabelecidos a legislação setorial e de demais órgãos de defesa da concorrência e de regulamentação específica da ANEEL.

3.4.2. Comercialização no Modelo Atual com o Decreto nº 5.163/2004

O Decreto nº 5.163/2004²¹, segundo Ganin (2009), é considerado o marco regulatório para a comercialização de energia elétrica e tem como pressupostos a segurança no suprimento, a modicidade tarifária, a estabilidade regulatória e o atendimento a todos os consumidores.

Conforme estabelecido pelo Decreto nº 5.163/04 e alterações posteriores, a comercialização de energia passaria a ser realizada em dois ambientes de comercialização – Ambiente de Contratação Regulada - ACR e Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Dessa reforma, conforme exposto por Pinto Jr. (2007) procurou-se definir dois espaços econômicos distintos, que obedecem a lógicas distintas e apresentam dinâmicas distintas.

¹⁸ Objetivou estabelecer limites e condições para a participação de agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica.

¹⁹ Será abordado na seção 3.4.3.

²⁰ Regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de junho de 1998.

²¹ O Decreto nº 5.163/2004 Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Na raiz dessas diferenças estão os agentes que participam de cada um desses ambientes e as formas de contratação e de competição específica de cada um.

Primeiramente, conforme Pinto. Jr (2007), a diferença não se dá nos agentes ofertantes de energia, mas sim nos agentes demandantes uma vez que todos os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia podem participar de ambos os ambientes de comercialização. Dessa forma, no Ambiente de Contratação Livre - ACL podem participar somente os consumidores livres enquanto no ACR somente as distribuidoras de energia elétrica.

A contratação no Ambiente de Contratação Regulada - ACR é realizada por meio de leilões, nos quais os vencedores formalizam um conjunto de contratos denominados Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR entre cada um deles e todos os agentes de distribuição.

Mendes (2007) evidencia o processo de comercialização no Ambiente de Contratação Regulada - ACR:

“Os leilões são realizados tal qual uma estrutura de mercado de tipo comprador único. As distribuidoras são solicitadas a informar suas necessidades de carga, que são agregadas para construir a curva de demanda do sistema. Eles resultam em múltiplas transações bilaterais, nas quais uma distribuidora celebra tantos CCEAR's quanto for o número de geradores vencedores no certame.”

Portanto, conforme Pinto Jr. (2007) tem-se de fato um comprador único que representa o conjunto de distribuidoras que irão assinar contratos bilaterais com os diversos geradores vencedores dos leilões, correspondente a parcela de cada uma delas na demanda atendida pelo leilão. Assim, acrescenta Pinto Jr. (2007), a bilateralidade é formal e a competição é *ex-ante*, isto é, se dá em torno da disputa pela exclusividade do suprimento do serviço durante dado período. Portanto, a competição só opera na fase de licitação, consistindo no que se denomina licitação competitiva.

Ganin (2009) esclarece que esses contratos assinados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR entre as distribuidoras e todos os vencedores dos leilões podem ser provenientes de energia elétrica de empreendimento de geração nova ou existente, cujos prazos de vigência serão de no mínimo quinze anos e no máximo trinta anos para os casos

específicos de novos empreendimentos e no mínimo cinco anos e no máximo quinze anos para os empreendimentos já existentes devem ser registrados na CCEE. Conforme Castro (2004) essa é uma forma de criar garantias mais firmes para os investimentos, reduzindo as incertezas e o custo financeiro dos empreendimentos, bem como o acesso a fontes públicas de créditos.

Quanto às práticas de auto-suprimento do antigo modelo, Mendes (2007) acrescenta:

“[...] uma distribuidora não pode discriminar entre geradores, ao contrário do que acontecia no modelo anterior, em que essa possibilidade acabou incentivando compras verticalizadas, distorcendo o mecanismo de *self-dealing*, agora eliminado.”

O Ambiente de Contratação Livre - ACL, por outro lado, consiste em um mercado de contratos bilaterais, livremente pactuados, regidos por leis de livre concorrência nos quais são estabelecidos preços, prazos e volumes e devem ser registrados na CCEE.

Os consumidores livres possuem a possibilidade de negociar produtos customizados, isto é o preço da energia, o prazo e o volume de acordo com o seu perfil de demanda, dependendo do nível de sua atividade, permitindo a escolha entre os diversos tipos de arranjos contratuais, o que melhor atende as suas expectativas.

Pode-se concluir, dessa forma, que essa distinção de ambientes constitui a essência desse marco regulatório da comercialização de energia elétrica uma vez que implica modificação da metodologia de comercialização caracterizada, sobretudo, no aumento da realização de contratos.

3.4.3. Compra e Venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: O Mercado de Curto Prazo

Conforme disposto em Ganin (2009), desde 2003, quando os montantes de energia dos contratos iniciais foram reduzidos gradativamente em 25% do montante referido em 2002, conforme a Lei nº 9.648/1998, a energia negociada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no mercado de curto prazo ou mercado *spot* aumentou consideravelmente.

O mercado de curto prazo opera pela diferença entre a energia gerada no Sistema Interligado Nacional - SIN e a energia contratada por meio dos contratos bilaterais formados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Para um melhor entendimento do mecanismo de compra e venda de energia na CCEE é importante evidenciar alguns processos operacionais conforme sugere Ganin (2009):

- a) O despacho de energia elétrica das usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN é centralizado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS tendo em vista o melhor aproveitamento hidrológico.
- b) Da energia despachada, grande parte já está contratada por meio dos contratos assinados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL.
- c) Todos os contratos assinados deverão estar registrados na CCEE de acordo com as regras de comercialização de forma a permitir a contabilização física das diferenças. A liquidação desses contratos ocorrerá diretamente entre as partes contratantes, e não serão liquidadas na CCEE.
- d) As geradoras deverão apresentar lastro de para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos podendo ser constituído pela garantia física, isto é, por empreendimento de geração próprio ou de terceiros.
- e) Os distribuidores devem garantir o atendimento de cem por cento de seus mercados por intermédio de contratos registrados na CCEE e quando for o caso, homologados ou registrados na ANEEL.
- f) Os consumidores não supridos integralmente pelas distribuidoras e geradoras deverão garantir o atendimento cem por cento de sua energia por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e quando for o caso, homologados ou registrados na ANEEL.
- g) Os agentes participantes da CCEE deverão declarar as quantidades de energia, os prazos de seus contratos e a energia gerada e consumida.
- h) O excedente de energia elétrica apurado na contabilização física realizada pela CCEE será comercializado exclusivamente entre agentes da CCEE, participantes desse mercado.

Dessa forma pode-se concluir que a diferença física de energia a ser negociada e liquidada no âmbito do mercado de curto prazo consiste na geração de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN mensurada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS menos a energia constante dos contratos na CCEE.

É importante lembrar, conforme Ganin (2009), que os contratos registrados na CCEE não implicam entrega física de energia por parte do agente de geração que firmou contrato com o agente consumidor, uma vez que pode ser entregue por outro agente de geração tendo em vista a função de operação otimizada do sistema.

Portanto, nas operações realizadas no âmbito da CCEE, o sistema de contabilização e liquidação é multilateral, ou seja, as transações são realizadas sem que haja identificação das partes e contrapartes. Assim, mensalmente, o sistema calcula qual a posição devedora ou credora de cada agente com relação ao mercado de curto prazo, não sendo possível a identificação de pares de agentes referente a cada transação individualmente e em função disso, sempre que ocorre inadimplência é realizado um rateio entre todos os agentes credores no processo.

Ganin (2009) acrescenta que as operações com energia elétrica no mercado de curto prazo são valoradas pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD²².

No caso de subcontratação, a distribuidora deverá comprar energia no mercado de curto prazo ao preço do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e pagar penalidade por não estar 100% contratada naquele mês. O valor comprado no curto prazo pode ser repassado para a tarifa do consumidor final até o limite do VR²³, devendo a distribuidora, no entanto, arcar com o custo da penalidade;

No caso de sobrecontratação, a distribuidora venderá essa diferença para o mercado de curto prazo ao preço do PLD. Só é permitido o repasse para a tarifa do consumidor final

²² Preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo observando os critérios estabelecidos pela ANEEL.

²³ Na valoração das penalidades por insuficiência de lastro para venda de energia elétrica e insuficiência de cobertura de consumo, é utilizado o Valor Anual de Referência (VR). O VR é definido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e alterações promovidas pelo Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006. CCEE (2010).

de 3% de sobrecontratação. Valores superiores a 3% ficarão por conta e risco da distribuidora. Caso a tarifa de contrato no Ambiente de Contratação Regulada - ACR para compra de energia seja maior que o PLD, a distribuidora terá déficit no seu balanço financeiro.

A volatilidade dos preços do curto prazo é enorme devido a incertezas hidrológicas e da composição do mercado em geral. Expor-se a essa volatilidade é um risco apreciável para a distribuidora. Aliado a isso, a demanda de uma distribuidora é uma grandeza com um alto grau de incerteza, pois depende de fatores sociais, econômicos e naturais.

Dessa forma, a partir da elucidação das principais características da estrutura do setor elétrico brasileiro e suas modificações decorrentes as duas reformas evidenciadas, uma no que diz respeito à reestruturação do setor e outra que se refere à conclusão do arcabouço regulatório, é possível evidenciar as principais medidas introduzidas e relacioná-las com os seus desdobramentos no processo de comercialização de energia elétrica.

4. A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA APÓS AS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO

4.1. Fundamentos Teóricos e as Experiências das Reformas

A abordagem da Teoria dos Custos de Transação fornece a estrutura para a análise do fenômeno das duas reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro e suas conseqüências na sua forma de organização, estrutura de governança e novas relações entre hierarquias e mercados em um contexto marcado, sobretudo, pela multiplicação dos contratos.

A aplicação teórica se dá sob a ênfase nos custos de transação envolvidos e no papel das instituições criadas e suas implicações nas organizações que compõem o setor elétrico, nos mercados e nas relações contratuais.

A comercialização de energia, dessa forma, se torna em aspecto fundamental de todas as transações realizadas no setor elétrico brasileiro. Devido às duas reformas ocorridas é possível evidenciar um cenário de múltiplas transações e conseqüente necessidade de realização de múltiplos contratos. Em vista disso, é possível relacionar cada aspecto das medidas ocorridas nas duas reformas evidenciadas e seus desdobramentos no que tange a modificação do padrão de contratação da energia.

Segundo Pinto Jr (2007) até o passado recente a atividade das empresas operadoras das indústrias de energia elétrica era caracterizada pelos seguintes aspectos:

a) Barreiras institucionais a entrada, protegendo as empresas já estabelecidas no mercado, tendo em vista, principalmente o reconhecimento da natureza monopolista nos segmentos de distribuição e transmissão.

Essas barreiras foram rompidas tendo em vista a promulgação da Lei das concessões de serviços públicos que dispunha sobre necessidade de licitação para concessões de geração, transmissão e distribuição. Assim, qualquer empresa, pública ou privada, nacional ou estrangeira terá a possibilidade de tornar-se concessionária e realizar investimentos em qualquer um dos segmentos do setor elétrico.

b) Direitos de propriedade com relação à infra-estrutura física (redes) assegurando automaticamente os direitos de comercialização dos serviços prestados.

O Operador Nacional do Sistema - ONS passa a deter o controle operacional da rede básica de transmissão, isto é, administra, de forma centralizada e garante o livre acesso de todos os agentes às atividades de transmissão.

c) Uma forte orientação das empresas operadoras para o mercado nacional.

A tendência de empresas estatais caracterizada por monopólios regionais foi revertida devido às medidas das reformas ocorridas, sobretudo, devido ao processo de privatização.

Conforme Pinto Jr. (2007) a regulamentação vigente no setor elétrico antes das reformas passou a ser apontada como a origem da má alocação de recursos uma vez que:

a. A remuneração garantida induzia o sobreinvestimento e a escolha de tecnologias capital intensivas, provocando ineficiência alocativa de recursos escassos.

b. Os reguladores, seja pela assimetria de informações, seja pela origem de seu pessoal técnico haviam sido “capturados” pelas concessionárias não sendo mais capazes de controlar seus custos.

4.2. O Foco das Reformas

Os traços gerais das duas reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro podem ser evidenciados pela implementação das diferentes medidas que quando analisadas sob a ótica da Economia dos Custos de Transação trazem à tona os seus desdobramentos na forma de comercialização da energia.

4.2.1. O Processo de Desverticalização

O processo de desverticalização do setor elétrico consistiu na segmentação das atividades de geração, transmissão e distribuição que, sobretudo, modificou as relações entre as hierarquias e as relações entre os agentes do mercado. O setor elétrico brasileiro encontrava-se anteriormente sob uma forma hierárquica em que as atividades de produção, transporte e venda de energia eram realizadas pela mesma firma.

A segregação horizontal das maiores geradoras, segundo Santana (1999), possibilitou a redução de seu poder de mercado, isto é, do seu limite de participação no mercado (*crossownerships*) e do limite de auto-suprimento (*self-dealing*).

Segundo Williamson (1996) de acordo com o grau de especificidade dos ativos poderá haver a necessidade de integração vertical ou não. Dessa forma, devido à alta especificidade do investimento envolvido na geração da energia elétrica, a forma verticalizada consistia em uma alternativa. Em outras palavras, todos os investimentos de ampliação e manutenção no segmento de geração de energia elétrica somente serão realizados se houver a expectativa de venda da energia gerada, caracterizando um tipo de especificidade de ativos dedicados, além disso, quando as empresas fazem parte do mesmo grupo econômico, o risco de desconstratação, isto é, a ocorrência de comportamento oportunista é menor. É possível ressaltar também, conforme Santana (1999) uma especificidade locacional tendo em vista a necessidade de as usinas estarem localizadas próximas as bacias hidrográficas e o elevado grau de incerteza devido a natureza estocástica do regime hidrológico e do comportamento da demanda.

“[...] a *hierarquia* é uma forma de coordenação que só é economicamente viável quando alguns atributos relacionados à transação – *como a especificidade dos ativos envolvidos* – modificam a natureza da operação [...]”. Santana (1999).

Por outro lado, desverticalização dos diferentes segmentos de atividade da cadeia produtiva foi uma medida introduzida na primeira reforma do setor elétrico cuja proposta era de criar um ambiente mais competitivo e, dessa forma, buscaria maior eficiência e maiores investimentos. Essa medida implicou diminuição do poder de mercado das concessionárias e aumento significativo do número de contratos entre geradoras e distribuidoras, e, portanto, é possível verificar um aumento significativo dos custos de transação e da burocracia envolvida na realização desses arranjos contratuais.

Santana (1999) afirma que a governança define os mecanismos pelos quais a transação é realizada, ainda que em um ambiente em que as possibilidades de conflitos representem ameaças para a melhoria do desempenho. Dessa forma, Pinto Jr. (2007) ressalta que o papel do regulador é importante para minimizar os custos de transação inerentes a esse processo e, portanto, foi possível substituir a estrutura verticalizada por uma *malha de contratos*.

O segmento de distribuição fora totalmente segregado dos demais, no entanto algumas concessionárias mantiveram-se sob forma legal, juntamente, com as atividades de geração e transmissão no que tange a administração e operação.

Todas as concessionárias que tinham o dever de obedecer a essa medida se engajaram na realização desse processo, desverticalizando as suas atividades. No entanto, tendo em vista a complexidade e a dificuldade de separação física, algumas ainda se encontram em processo de separação de sua área administrativa.

As reformas buscaram segundo Pinto Jr. (2007) a liberalização dos mercados a fim de reduzir as barreiras institucionais à entrada de novos participantes e o processo de desverticalização consistiu em uma medida decisiva.

Embora haja grande importância no processo de desverticalização da estrutura da indústria de energia elétrica os segmentos de geração, transmissão, comercialização e distribuição ainda continuam intimamente interconectados, uma vez que essa característica é condição necessária para o funcionamento eficiente da indústria. Dessa forma, conforme Pinto Jr. (2007), a separação de fato ocorre no que diz respeito à gestão, controle de propriedade e infra-estrutura, no entanto esses segmentos caminham lado a lado, de forma coordenada, no que diz respeito à utilização da infra-estrutura de base.

4.2.2. Introdução da Concorrência

A introdução da concorrência no setor elétrico foi uma medida aplicada nos segmentos de geração e comercialização uma vez que os segmentos de distribuição e transmissão são considerados como monopólios naturais e, portanto, mantiveram-se sob regulação.

Devido às reformas ocorridas, os agentes de geração, produtores independentes, comercializadores e auto-produtores podem vender a sua energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada - ACR quanto no Ambiente de Contratação Livre - ACL. Essas medidas juntamente com o advento da categoria dos consumidores livres constituem em um processo de ampliação da liberdade de mercado dos agentes e conseqüente ampliação das relações contratuais.

Pinto Jr. (2007) acrescenta que para que um agente possa ser considerado um consumidor livre, as barreiras institucionais resumem-se ao preenchimento dos requisitos – em termos de potência, tensão e prazo de migração mínimos.

É importante evidenciar que uma característica marcante do segmento de geração é o seu alto nível de formação bruta de capital fixo uma vez que apresenta grande aporte de investimentos de longo prazo de maturação.

A concorrência inserida nesse setor devido às medidas de desverticalização e privatização corresponde, sobretudo, a uma concorrência de custos na qual a geradora mais eficiente será capaz de ofertar sua energia elétrica a uma tarifa mais competitiva nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR e para os consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Outro aspecto definitivo foram as limitações impostas ao auto-suprimento uma vez que, conforme Souza (2004), o sistema de vendas entre geradoras e distribuidoras do mesmo grupo econômico implicava em compra de energia a preços até três vezes os vigentes no mercado, o que vai de encontro ao princípio de modicidade tarifária e de continuidade e qualidade na prestação do serviço e da justa remuneração dos investidores, mantendo-os incentivados a expansão do sistema.

No entanto, conforme Souza (2004), enquanto o argumento de menores preços é defendido os custos de transação envolvidos são esquecidos. Assim, o ambiente institucional promove mecanismos contra o uso do auto-suprimento a fim de evitar a majoração das tarifas.

Souza (2004) argumenta ainda que a realização do auto-suprimento sem limitações permitia que as distribuidoras não ficassem vulneráveis às oscilações de preços do mercado *spot*, bem como permitia que as geradoras vislumbrassem nessa alternativa de auto-suprimento uma garantia de rentabilidade para a expansão do sistema interligado.

Dessa forma, a prática de auto-suprimento entre as geradoras e distribuidoras era oportuna e, em contrapartida, essa forma de atividade vinha apresentando sinais de esgotamento uma vez que não era capaz de permitir a concorrência necessária para atender o princípio da modicidade tarifária proposto nas reformas.

O arcabouço institucional, portanto, torna-se relevante já que, tendo em vista a especificidade do investimento envolvido, as relações contratuais deverão possuir arranjos eficientes para garantir a devida remuneração do investimento além de, sobretudo atender o princípio da modicidade tarifária. Para isso, foram criados critérios de contratação de energia a longo prazo no ACR que permitem que haja essa segurança de remuneração do investimentos realizados.

Devido à necessidade de grandes aportes de investimentos é comum hoje que haja a predominância de investimentos compostos por diferentes geradoras, constituindo consórcios a fim de realizar um grande empreendimento, compartilhando, dessa forma, os riscos inerentes ao investimento.

“O aumento da concorrência nesses mercados implicou significantes modificações na estrutura industrial, nas formas de propriedade e nas medidas regulatórias, permitindo, sobretudo, a criação de novos negócios.”
Pinto Jr. (2007).

É importante lembrar que no setor elétrico brasileiro de predominância de geração hidrelétrica implica em investimentos com característica complexas, conforme Bielschowsky (1997):

“[...] o aproveitamento do potencial hidrelétrico tem a limitação de um investimento fixo (construção e equipamentos) muito mais arriscado, complexo, demorado e caro do que a energia termelétrica (cujo custo total superior ao das hidrelétricas decorre do fato de que a água é fonte energética grátis). Requer não só eficiente planejamento de longo prazo e, para otimizar o uso da água, uma administração centralizada de programação e operação de despacho, mas muita capacidade empresarial, mobilização de vultosos recursos financeiros, e mecanismos para contornar riscos técnico-geológicos e ambientais de grande intensidade.”

Dessa forma, o aumento da concorrência inserida no setor promoveu tanto uma modificação na sua estrutura de capital quanto uma modificação nos seus arranjos contratuais, sobretudo, com o objetivo de reduzir os riscos inerentes aos investimentos e de garantir uma remuneração justa.

4.2.3. Livre Acesso as Redes

As redes são consideradas como monopólio natural, entretanto, o seu livre acesso é o instrumento necessário para se propiciar um ambiente de maior concorrência.

É importante lembrar que para garantir o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, é necessário que seja promovida a separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, isto é a desverticalização do setor.

Santana (2009) ressalta que a possibilidade de interligação entre as bacias hidrológicas por meio das linhas de transmissão, ainda que exista grandes distâncias do centro de geração para o consumo, permite o aproveitamento das diferentes sazonalidades garantindo uma situação de complementaridade.

“[...] a rede é o espaço interior do qual interagem os diversos agentes presentes em um sistema elétrico. É graças a ela que as relações físicas são estabelecidas e é a partir dela, em particular, do seu compartilhamento, que são configuradas as interdependências que marcam, de forma indelével, o relacionamento entre os agentes no interior desse sistema.” Pinto Jr. (2007).

Dessa forma, conclui Pinto Jr. (2007), ter acesso à rede é ter acesso ao mercado e maior concorrência no mercado implica maior acesso às redes.

O acesso a terceiros (*third party access*) às redes proporciona maior liberdade na venda de energia, uma vez que os geradores podem possuir o mesmo direito de acesso independente de serem ou não proprietários da rede em questão. Esse aspecto ressalta a questão dos direitos de propriedades já que os agentes poderão usufruir das redes ainda que não tenham a posse delas.

As redes de transmissão e distribuição são de propriedade das empresas transmissoras e distribuidoras, no entanto, devido ao livre acesso às redes é possível utilizar dessas redes sob condição do pagamento do encargo chamado encargo de uso da rede²⁴.

Dessa forma, o consumidor que não for um consumidor cativo, poderá optar por comprar energia de outra concessionária que não se encontra na sua área de concessão e, portanto, o encargo de uso do sistema deverá ser pago tendo em vista a utilização das redes de distribuição da concessionária.

²⁴ Corresponde ao montante a ser pago pelos usuários relativos ao uso das instalações de transmissão e distribuição.

As distribuidoras por sua vez também poderão utilizar das linhas de transmissão quando adquirirem energia das diversas concessionárias do país interligadas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN.

Santana (1999) acrescenta ainda que a forma de interligação das redes é bastante complexa e exige uma coordenação central uma vez que a própria eficiência das usinas depende da capacidade do sistema de transmissão.

4.2.4. Estabelecimento de Novas Formas Contratuais

Um aspecto importante introduzido pelas reformas foi o contrato de concessão cuja finalidade, dentre outras coisas, é de estabelecer os incentivos ao melhor desempenho da concessão. Sobretudo, o contrato de concessão permite, conforme Santana (1999) a limitação de repasse dos custos para os consumidores cativos, reduzindo os efeitos do poder de monopólio.

O período anterior as reformas é caracterizado pelos contratos relacionais, isto, é, contratos com uma relação de autoridade, dessa forma, a não celebração de contratos formais entre geradoras e distribuidoras era comum. Por meio das medidas das reformas é possível evidenciar o estabelecimento de um ambiente propício a multiplicação das relações contratuais que apresenta suas vantagens conforme Santana (1999):

“As vantagens de tais contratos são importantes e, em geral, estão diretamente associadas aos seus próprios objetivos (alocação dos riscos, incentivos à eficiência e proteção relativamente à especificidade dos investimentos envolvidos).”

Santana (1999) cita um exemplo do aumento da realização de contratos:

“Só no caso da Gerasul, empresa de geração que surgiu da desverticalização da Eletrosul, os cinco contratos de suprimentos atuais serão transformados em pelo menos 20, sem contar os intercâmbios de energia entre as regiões Sudeste e Sul e o contrato de prestação de serviços com o ONS.”

Conforme exposto no capítulo anterior, foram criados dois ambientes de comercialização de energia o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e Ambiente de Contratação Livre - ACL.

O Ambiente de Contratação Regulada – ACR caracteriza-se pela formalização de contratos bilaterais de longo prazo mediante leilão. A energia é contratada por meio desses leilões, nos quais ganham os agentes que ofertarem a energia pela menor tarifa.

É importante lembrar que quando o parque gerador é predominantemente hidrelétrico, como o caso do Brasil, o despacho de energia a mínimo custo leva em consideração também o aspecto intertemporal do nível dos reservatórios, considerando a previsão de afluências a fim de determinar se será mais útil utilizar a água no presente ou economizá-la para uso futuro.

Dessa forma, Santana (1999) evidencia:

“Assim como o valor da água depende do nível atual de armazenamento e da probabilidade das afluências futuras, os custos marginais de operação de um sistema hidrelétrico são altamente sensíveis ao valor da água e, logo, bastante voláteis.”

Pode-se concluir, portanto, que dada a grande volatilidade dos preços e os riscos hidrológicos é evidente que as distribuidoras e geradoras irão optar por uma alternativa de contratos de longo prazo.

No ACL, por outro lado, são firmados os contratos bilaterais, livremente pactuados, regidos por leis de livre concorrência nos quais são estabelecidos prazos e volumes.

Um aspecto relevante sobre o ACL é a sua vulnerabilidade a crises de oscilação nos preços da energia. Conforme apresentado por Castro (2008) o ambiente de contratação livre embora apresente a vantagem de negociar de forma bilateral, apresenta-se mais vulnerável às oscilações de preços causadas pelos períodos de expansão e retração da economia. O conjunto de demandantes desse ambiente de contratação de energia elétrica é composto principalmente por empresas chamadas eletro-intensivas, ou seja, empresas que consomem grande quantidade de energia, tais como as do setor metal-metalúrgico e siderúrgico. Dessa forma, uma retração da produção e conseqüentemente uma retração da demanda por energia elétrica implica em um aumento das sobras de energia no mercado de curto prazo e queda do preço dos contratos de energia no ACL. O mercado de curto prazo (*spot*), portanto, representa o mercado de diferenças, sempre que houver um desvio entre o que foi contratado e o que foi utilizado, as diferenças serão liquidadas por meio do preço

de mercado, ou seja, o preço do momento. Em outras palavras, o mercado *spot* funcionará de forma marginal em paralelo com os contratos bilaterais de longo prazo sendo efetivo apenas para a comercialização de energia não contratada, representando um limite da energia total produzida.

Portanto a nova estrutura de governança segundo Santana (1999) apresenta três elementos: um mercado *spot*, uma comercialização por meio de contratos bilaterais de longo prazo e a coordenação central da operação, constituindo uma forma de governança híbrida. A volatilidade dos preços de curto prazo, contudo, poderá despertar a tendência de novos mecanismos de proteção com contratos de *hedge*, ou seja, arranjos contratuais com o objetivo de reduzir a incerteza.

4.2.5. Privatização

As privatizações ocorreram durante a primeira reforma do setor quando a administração pública no que tange aos aportes de investimentos e eficiência operativa apresentava sinais de esgotamento.

A privatização permitiu, sobretudo, um ambiente mais competitivo uma vez que tornou possível a entrada de novos agentes no mercado com o objetivo de atrair mais investimentos no setor. Um aspecto relevante é que essa entrada de novos investidores ocorreu antes de o novo arcabouço estar completamente estabelecido, causando incerteza aos investidores entrantes quanto ao futuro do ambiente institucional.

Outro aspecto relevante é a especificidade de capital humano que o setor apresenta. Devido às privatizações, houve um contingente muito grande de demissões com o objetivo de enxugar os custos do setor. Por outro lado, o treinamento de pessoal capacitado para exercer atividades nos diferentes segmentos é longo e essas demissões também causaram perda de pessoal capacitado.

Sauer (2002) evidencia os desdobramentos do movimento de privatizações ocorridos na primeira reforma:

[...] podem- se destacar logo de início os baixos valores alcançados nas vendas das concessões, diante do valor econômico das empresas; a perda de qualidade dos serviços, com a dispensa maciça de corpos técnicos

amplamente qualificados em décadas de formação do setor, o aumento progressivo das tarifas, sobretudo no segmento residencial, favorecendo a ampliação da exclusão, e, por fim, a queda acentuada dos investimentos em expansão e manutenção dos sistemas de geração e distribuição tanto por aspectos concernentes às características da política econômica adotada (investimento como déficit público), como pela alegação de falta de atratividade, mediante os excessivos riscos da prestação desses serviços no país.”

4.2.6. Criação de novas instituições

Com a entrada de novos participantes a função do Estado se desloca para a regulação, porém com uma maior complexidade já que, ao contrário do que ocorria anteriormente, as empresas estatais não exerciam mais influência sobre as decisões quanto ao planejamento de expansão e coordenação do setor. A Eletrobrás acumulava funções regulatórias que, gradativamente, foram redistribuídas para outras instituições.

“A especificidade dos ativos na geração, isto é, a predominância de ativos intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidades positivas e negativas e de custos e preços voláteis, deram precedente à atuação da Eletrobrás como instituição coordenadora quase que onipotente no antigo Setor Elétrico Brasileiro - SEB. Dessa forma consiste em uma estrutura de governança tipicamente hierárquica que refletia tamanha especificidade de ativos. [...] para a transmissão a complexidade da interligação das redes também requer coordenação central abrindo espaço para a atuação da Eletrobrás.” Santana (1999).

Segundo Santana (1999), é necessário possuir intensa cooperação e coordenação centralizada, ou do contrário, a otimização dos recursos energéticos disponíveis seria praticamente impossível. Dessa forma, um conjunto de instituições que garantam um ambiente institucional estável para o funcionamento das transações via minimização dos custos de transação representa aspecto fundamental.

Segundo Pinto Jr. (2007) os órgãos reguladores reúnem uma série de missões nas quais se destacam:

1. Supervisionar o poder de mercado dos operadores e evitar práticas anti-competitivas.
2. Organizar a entrada de novos operadores e promover a competição.
3. Zelar pela implementação de um novo modo de organização industrial

4. Defender e interpretar as regras, arbitrando os eventuais conflitos entre os atores.
5. Complementar o processo de regulamentação
6. Estimular a eficiência e a inovação, estimulando a repartição dos ganhos de produtividade registrados na indústria com os consumidores
7. Assegurar o cumprimento das missões de serviço público e os interesses dos consumidores.

Por meio da análise dos principais aspectos das medidas introduzidas pelas duas reformas pode-se inferir que foi possível estabelecer um ambiente mais competitivo no qual os agentes realizam as suas transações por meio da elaboração de múltiplos arranjos contratuais e que ao mesmo tempo apresenta coordenação central por meio das instituições criadas a fim de permitir que essas transações sejam realizadas da forma mais eficiente possível.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A comercialização de energia consiste em um aspecto fundamental das transações realizadas no setor elétrico brasileiro. Devido às duas reformas ocorridas é possível evidenciar um cenário de múltiplas transações e conseqüente necessidade de realização de múltiplos contratos.

A Teoria dos Custos de Transação evidencia, sobretudo, que o ato de transacionar economicamente possui um custo que não pode ser negligenciado e por meio de seus pressupostos comportamentais de racionalidade limitada e oportunismo é possível concluir que todos os contratos serão inevitavelmente incompletos. Por outro lado, deixa evidente que as transações podem ser organizadas ou reguladas por meio de uma autoridade a fim de que os custos de se utilizar o sistema, ou seja, os custos de transação sejam então reduzidos.

A abordagem da Teoria dos Custos de Transação fornece a estrutura de análise para os desdobramentos das medidas introduzidas no setor elétrico brasileiro por meio das duas reformas e suas implicações na sua forma de organização, estrutura de governança e novas relações entre hierarquias e mercados.

A estrutura da indústria de energia elétrica contribui para essa análise uma vez que consiste em uma estrutura baseada, sobretudo, em um ativo específico e, por esse motivo, os custos de transação tomam dimensões diferenciadas. A transação com ativos específicos implica, sobretudo, o interesse dos agentes envolvidos de que a relação não seja rompida a fim de proteger os investimentos realizados, ou seja, há grande dependência de continuidade.

No Brasil, o modelo anterior às reformas era aquele que não apresentava qualquer competição nos segmentos, destacando o perfil dos monopólios regionais. No início do período analisado, a estrutura da indústria do setor elétrico se manifestava como um monopólio estatal com importantes economias de coordenação, caracterizado, sobretudo, pelos contratos relacionais, isto é, contratos com uma relação de autoridade. Entretanto, passa a predominar a concorrência, com novas orientações para a regulação por meio de mecanismos de mercado. Essa medida implicou diminuição do poder de mercado das

concessionárias e aumento significativo do número de contratos de compra e venda de energia.

O novo arcabouço institucional implementado, dessa forma, torna-se relevante tendo em vista a especificidade do investimento envolvido implicando a necessidade de que as relações contratuais possuam arranjos eficientes para garantir a devida remuneração do investimento. Um conjunto de instituições que garanta um ambiente institucional estável para o funcionamento das transações via minimização dos custos de transação representa aspecto fundamental.

Foram implementadas a desverticalização, a introdução da concorrência, o livre acesso às redes e o estabelecimento de novas formas contratuais que visavam, sobretudo, a um ambiente mais competitivo e propício aos investimentos além de garantir a modicidade tarifária.

O grande desafio das duas reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro foi o de estabelecer uma estrutura de governança que ao mesmo tempo em que minimizasse os custos de transação promovesse maior competição no setor. De forma abrangente, pode-se concluir que após as reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro houve a substituição de uma estrutura hierarquizada para um modelo cuja essência consiste em uma *malha de contratos* e coordenação central.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 28 de maio de 2010

Balanço energético nacional 2009: ano base 2008 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2009.

Balanço energético consolidado do Estado do Rio Grande do Sul 2001-2004 / Secretaria de Energia, Minas e Comunicações. – Porto Alegre: 2006.

BIELSCHOWSKY et al. In: Baumann, Renato (Org). *Brasil: uma década em transição*. Rio de Janeiro: Campus, 2000, p. 144 - 181.

BIELSCHOWSKY, Ricardo. *Energia elétrica no Brasil, 1993-97: investimentos deprimidos numa transição problemática*. Brasília: CEPAL. 1997.

BRITTO, Ronaldo. Teoria dos Custos de Transação. In: David Kupfer, Lia Hasenclever. (Org). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002, p. 345-388.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE Disponível em:< <http://www.ccee.org.br/>> Acesso em: 28 de maio de 2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Visão Geral das Operações na CCEE. Disponível em:< http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf>. Acesso em: 26 de janeiro de 2010.

CASTRO, Nivalde José. *O novo marco regulatório do setor elétrico do Brasil*. Rio de Janeiro: IFE 1298, IE – UFRJ, 03 de março de 2004.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. *A crise econômica e a formação de preços no mercado livre*. Rio de Janeiro. Gesel-IE-UFRJ, 30 de Novembro de 2008.

COASE, R. H. The nature of the firm. *Economica*, New Series.vol. 04, n 16, Nov/1937, p 387-405.

FIANNI, Ronaldo. Teoria dos Custos de Transação. In: David Kupfer, Lia Hasenclever. (Org). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002, p. 267-276.

FURUBOTN, Eirik; RICHTER, Rudolf. *Institutions an economic theory: the contribution of the new institutional economics*. University of Michigan Press, 2000.

GANIN, Antonio. *Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. Brasília: Canal Energia, 2009.

LYONS, Bruce R. Contracts and Specific Investment: An Empirical Test of Transaction Cost Theory. In: Williamson, Oliver E.; Masten, Scott E. *The economics of transaction costs*. Massachusetts: Edward Elgar Publishing Ltd, 1995, p. 282-299.

MANKIW, N. Gregory. *Introdução à economia*. São Paulo: Thomson, 2005.

MENDES, D. P. A comercialização de energia elétrica no Brasil. *Revista Energia*, p. 68 – 73. 01 fev. 2007.

NORTH, Douglass C. Institutions. *The Journal of Economics Perspectives*, vol 05, n 01. 1991. P. 7-112.

NORTH, Douglass C. *Institution, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge University, New York, 1990.

PINTO, Jr Helder Queiroz et alli. *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PORRUA, Fernando; BARROSO, Luiz Augusto; STREET, Alexandre; FLORISSI, Stefano; PÔRTO JÚNIOR, S. S. *Precificação e análise do risco de contratação de energia elétrica entre submercados no setor elétrico*. In: IX Encontro de Economia da Região Sul-

ANPEC-SUL, 2006, Florianópolis. IX Encontro de Economia da Região Sul- ANPEC-SUL, 2006.

SANTANA, Edvaldo Alves de; Oliveira, Carlos Augusto C.N.V. de. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica. *Estudos Econômicos*, São Paulo, v.29, n. 3, p. 367-393, jul-set/1999.

SANTANA, Edvaldo Alves de; Oliveira, Carlos Augusto C.N.V. de. Análise da indústria de energia elétrica do Brasil: abordagem através da economia dos custos de transação. *Estudos Econômicos*, São Paulo, v.29, n. 2, p. 273-294, ago/1999.

SANTOS, Mario. *Setor elétrico brasileiro – 10 anos: um pouco de história recente e uma breve visão prospectiva*. 2005. Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/retro2005/CP3_Mario-Santos.pdf> Acesso em: 26 de janeiro de 2010.

SAUER, Ildo. *Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro*. Universidade de São Paulo, Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia. São Paulo: 2002.

SENJU, Eliana; Almeida, Ereneide. As novas formas de comercialização de energia: o caso dos leilões. *Revista de Economia da UEG*, Goiás, Vol. 2, n. 2, 2006.

SOUZA, Zilmar de. *O auto-suprimento na indústria de energia elétrica: uma análise sob o enfoque da nova economia institucional*. Rio de Janeiro: 2004. Universidade Federal de São Carlos.

ZYLBERSZTAJN, Decio; Rachel. *Direito e economia*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

WILLIAMSON, Oliver E. *The mechanism of governance*. Oxford: University Press, 1996.

WILLIAMSON, Oliver E. The economics of governance. *The American Economic Review*, vol. 95, n 2, p. 1-18, Philadelphia: American Economic Association, 2005.

WILLIAMSON, Oliver E. The theory of the firm as governance structure: from choice to contract. *The Journal of Economic Perspectives*, vol. 16, n 3, 171-195. American Economic Association, 2002.