

Um estudo no setor elétrico brasileiro sobre a representatividade dos custos não gerenciáveis: aplicação nas companhias distribuidoras do Nordeste que passaram pela Revisão Tarifária Periódica em 2005

Luiz Carlos Miranda (UFPE) - lc-miranda@uol.com.br

Marcia Ferreira Neves Tavares (UFPE) - marciafns@yahoo.com.br

Ana Lúcia Fontes Vasconcelos (UFPE) - anafontes_ufpe@yahoo.com.br

Deivisson Rattacaso Freire (UFPE) - deivissonrattacaso@yahoo.com.br

Resumo:

Esse estudo objetivou identificar o impacto dos custos não gerenciáveis na determinação das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica, utilizando a classificação do órgão regulador (ANEEL) e reclassificando o item compra de energia como parte integrante do custo gerenciável, tendo em vista que as distribuidoras possuem a capacidade de negociar no mercado o preço de compra da energia. A contribuição da pesquisa reside na capacidade de evidenciar a representatividade dos custos não gerenciáveis demonstrando a responsabilidade do Estado na composição das tarifas de energia elétrica. Como proceder metodológico, utilizou-se a análise documental, através de investigações das notas técnicas fornecidas no sítio da ANEEL, das seguintes distribuidoras, limitadas a região Nordeste do Brasil, que passaram pela revisão tarifária periódica em 2005: Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), Energisa Paraíba (PB), Companhia Energética do Piauí (CEPISA) e Companhia Energética de Alagoas (CEAL). Concluiu-se que o Governo possui uma parcela de responsabilidade na formação das tarifas, sendo também responsável por garantir tarifas módicas através da determinação dos encargos, todavia, a maior representatividade encontra-se condicionada à própria concessionária sob as condições estabelecidas pelo órgão regulador.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro. Revisão Tarifária. Custos não Gerenciáveis.

Área temática: Gestão de Custos no Setor Governamental

Um estudo no setor elétrico brasileiro sobre a representatividade dos custos não gerenciáveis: aplicação nas companhias distribuidoras do Nordeste que passaram pela Revisão Tarifária Periódica em 2005

Resumo

Esse estudo objetivou identificar o impacto dos custos não gerenciáveis na determinação das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica, utilizando a classificação do órgão regulador (ANEEL) e reclassificando o item compra de energia como parte integrante do custo gerenciável, tendo em vista que as distribuidoras possuem a capacidade de negociar no mercado o preço de compra da energia. A contribuição da pesquisa reside na capacidade de evidenciar a representatividade dos custos não gerenciáveis demonstrando a responsabilidade do Estado na composição das tarifas de energia elétrica. Como proceder metodológico, utilizou-se a análise documental, através de investigações das notas técnicas fornecidas no sítio da ANEEL, das seguintes distribuidoras, limitadas a região Nordeste do Brasil, que passaram pela revisão tarifária periódica em 2005: Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), Energisa Paraíba (PB), Companhia Energética do Piauí (CEPISA) e Companhia Energética de Alagoas (CEAL). Concluiu-se que o Governo possui uma parcela de responsabilidade na formação das tarifas, sendo também responsável por garantir tarifas módicas através da determinação dos encargos, todavia, a maior representatividade encontra-se condicionada à própria concessionária sob as condições estabelecidas pelo órgão regulador.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro. Revisão Tarifária. Custos não Gerenciáveis.

Área Temática: Gestão de Custos no Setor Governamental.

1 Introdução

Nos últimos vinte anos os setores de infra-estrutura no mundo inteiro sofreram uma transformação profunda. Começando com a desregulamentação nos Estados Unidos e a privatização no Reino Unido o movimento rapidamente se espalhou para outros países, notadamente os da América Latina, mas também para os países da África e da Ásia. No Brasil, a concepção de um Estado Mínimo se iniciou na década de oitenta, após grandes déficits vivenciados. Nessa perspectiva surgiu o lema de transferir para a iniciativa privada setores caracterizados por domínio público com o objetivo de aumentar a eficiência operacional, reduzir preços e, conseqüentemente, aumentar a satisfação da sociedade como um todo.

É nesse contexto de privatização que o presente estudo se prende. A pesquisa proposta foca restritamente o setor elétrico brasileiro, analisando seus moldes de regulação e reajustes tarifários e verificando se estes estão condizentes com algumas diretrizes apontadas no livro *Accounting for Infrastructure regulation – An Introduction*, publicado em 2008 pelo Banco Mundial, possuindo como autores Pardina, Rapti e Gromm.

Apesar do novo modelo de regulação elétrico brasileiro sugerir a livre concorrência entre as concessionárias, caracterizando os consumidores como livres, constata-se a dificuldade operacional de escolher outra concessionária de distribuição de energia elétrica, indicando uma possível monopolização do sistema. Segundo Pardina, Rapti e Gromm (2008), a teoria econômica sugere que os sistemas monopolistas deverão ter incentivos fortes para reduzir quantidades e aumentos de preços, aumentando o bem-estar total da sociedade. Uma

solução para esta falha de mercado é impor, direta ou indiretamente, certas restrições no comportamento da empresa através de regulação de lucros, preços e condições de serviço. Essas condições regulatórias são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

O equilíbrio buscado pela agência reguladora surge devido a conflitos de interesses existentes entre os agentes intervenientes no sistema elétrico nacional. Esses são representados pelo Governo, consumidores em todos os níveis de consumo e os investidores. O Governo almeja arrecadar os encargos setoriais com o propósito de equilibrar o orçamento, resultando em equilíbrio fiscal. Como objetivo macro, pretende realizar políticas públicas, promovendo inserção social. Dado um ambiente mercadológico para atração de capital, os investidores desejam obter rendimentos que ultrapassem seu custo de oportunidade e, simultaneamente, garantir reajustes tarifários capazes de manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessionária. Considerando que a energia elétrica é um bem essencial, os consumidores necessitam utilizá-la para se incluir socialmente e possuir qualidade de vida. Em contraponto, é essencial o estabelecimento de uma tarifa que permita aos consumidores o pagamento de acordo com suas condições econômicas.

Em decorrência de interesses divergentes e conflitantes, a ANEEL surge para proporcionar um equilíbrio entre as partes, em benefício da sociedade. Para tanto, constata-se que a informação é o elemento chave para o jogo regulador. Para Pardina, Rapti e Gromm (2008) um sistema de contabilidade é uma fonte importante de informação segura para os reguladores cumprir seus deveres adequadamente. A idéia central é de que informações boas, precisas e consistentes provêm a base da regulamentação efetiva. Tavares (2006) expõe que o regulador não tem acesso detalhado às informações contábeis da concessionária, podendo esta apresentar dados inconsistentes que venham a dissimular sua real situação econômico-financeira. Comenta ainda que testes de auditoria rigorosos poderiam desviar o foco dos trabalhos de revisão tarifária e até causar desgastes no relacionamento entre concessionária e órgão regulador. Percebe-se então que mediar os conflitos existentes entre os agentes do setor elétrico nacional não é uma tarefa simples, exigindo da ANEEL uma metodologia adequada para o alcance deste fim.

De uma perspectiva econômica, a regulamentação de serviço público busca alcançar quatro objetivos básicos (PARDINA, RAPTI E GROMM, 2008), a saber: sustentabilidade, eficiência alocativa, eficiência produtiva e eficiência distributiva.

A sustentabilidade econômica e financeira insinua que tarifas deveriam gerar bastante receita para permitir uma empresa eficiente cobrir os custos econômicos necessários para prover o serviço. Ao recorrer a custos econômicos (ao invés de custos da contabilidade), uma taxa justa e adequada de retorno no capital investido na prestação do serviço é incluída explicitamente.

A eficiência alocativa requer que tarifas reflitam os seus custos marginais. A eficiência distributiva relaciona-se com a universalização dos serviços prestados como meta de curto ou longo prazo e a necessidade de que as tarifas atendam a capacidade de pagamento dos menos favorecidos.

Já a eficiência produtiva relaciona a minimização de custos a certo nível de produção ou a maximização de produção dado a demanda apresentada. Pardina, Rapti e Gromm (2008) ressaltam que os incentivos da empresa para minimizar custos dependerão das regras usadas para ajustar as tarifas no futuro. Essas regras, no Brasil, são definidas pela ANEEL e formalizadas nos contratos de concessão influenciando os reajustes tarifários.

Como fontes de informações necessárias para a regulação encontram-se as informações originadas da companhia e informações externas. Internamente, a principal fonte de informação é a da contabilidade, seja ela financeira ou gerencial. Porém, o uso de

informações apenas internas cria problemas de incentivos. Não obstante, contanto que a sustentabilidade econômica e financeira seja um objetivo, o órgão regulador tem que usar os próprios dados da empresa de custos, receitas, ativos e passivos. A fonte principal de informação, claramente não a única, é a informação contábil da empresa.

Com relação às informações que se originam fora da empresa o regulador precisa poder determinar se os custos da empresa são consistentes com um nível apropriado de eficiência (PARDINA, RAPTÍ E GROMM, 2008). Então, o regulador necessita de informação sobre tecnologias disponíveis e custos de serviço razoáveis para avaliar a eficiência relativa da empresa. O regulador pode confiar em qualquer informação tecnológica ou estudos de referência de eficiência. Informações sobre custos padrões de produtos e processos típicos são exemplos de elementos importantes a serem considerados na determinação de níveis de custos eficientes. Essa imposição abordada pelos autores surge da necessidade de limitar “repasses abusivos” para o consumidor final.

No caso específico do modelo de revisão tarifária periódica brasileira, as tarifas são reajustadas através da verificação dos custos não gerenciáveis (parcela A) e custos gerenciáveis (parcela B). Regra geral, os custos não gerenciáveis são aqueles cuja alteração não se encontra em poder de limitação pela concessionária, sendo assim repassados de forma integral ao consumidor final, podendo apresentar alguns problemas de incentivos. Já os custos gerenciáveis apresentam poder de gerenciamento, limitando à ANEEL seu repasse ao consumidor, por meio da criação de uma empresa de referência; utilizando assim as recomendações propostas por Pardina, Rapti e Gromm (2008).

Esse estudo se detém na análise dos custos não gerenciáveis (parcela A) objetivando verificar sua representatividade na tarifa final. Assim sendo, o estudo apresenta a seguinte questão problema: **Qual o impacto dos custos não gerenciáveis na determinação das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica, no processo de revisão tarifária periódica, quando o item compra de energia é reclassificado para o grupo de custos gerenciáveis?**

Esse artigo se justifica pelo fato de analisar criticamente os itens determinados pelo regulador nos custos não gerenciáveis, relacionando-os a possíveis problemas de incentivos. A contribuição da pesquisa reside na capacidade de evidenciar a representatividade desses custos demonstrando a responsabilidade do Estado na composição das tarifas de energia elétrica. Evidencia também a responsabilidade do órgão regulador e das regras de reajustes tarifários.

O presente estudo amplia os resultados da dissertação de mestrado “O impacto dos custos não-gerenciáveis na Determinação das Tarifas de Energia Elétrica: Um estudo nas Companhias Distribuidoras do Nordeste que tiveram revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004” de autoria de Adilson de Lima Tavares publicado em 2006, analisando quatro concessionárias do Nordeste que passaram pela revisão tarifária periódica em 2005.

A delimitação desta pesquisa compreende as seguintes concessionárias da Região Nordeste: Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), Energisa Paraíba (PB), Companhia Energética do Piauí (CEPISA) e Companhia Energética de Alagoas (CEAL). A pesquisa não conseguiu obter os dados originais da Nota Técnica nº. 256/05 da ANEEL, não sendo possível segregar os custos gerenciáveis dos não gerenciáveis da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR). Com isso, essa distribuidora precisou ser excluída da amostra.

Este estudo está estruturado em quatro tópicos principais, além desta introdução e das referências. No primeiro é apresentada a estruturação do setor elétrico, as regras de reajustes tarifários e os procedimentos para compra de energia. No segundo, explica-se a metodologia adotada no estudo. Nos dois últimos tem-se a análise dos resultados e a conclusão da pesquisa, respectivamente.

2 Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro

As atividades do setor elétrico brasileiro podem ser agrupadas em quatro segmentos principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

O primeiro segmento (geração) compreende todas as atividades de produção de energia (usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes alternativas), incluindo a importação de países de fronteira. O segundo (transmissão) envolve as atividades de transporte da energia produzida até os grandes centros de consumo. O terceiro (distribuição) encarrega-se do transporte final da energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais. Finalizando, o último segmento (comercialização) está incumbido das atividades de contratação da geração e revenda aos consumidores, sendo exercido de maneira competitiva, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

Considerando as conceituações descritas a respeito dos segmentos de energia elétrica, as concessionárias estudadas nesse artigo, enquadram-se no segmento da distribuição.

Desde o início da década de sessenta até a privatização ocorrida nos anos noventa, o setor elétrico brasileiro caracterizou-se como um setor vertical e híbrido. Vertical porque existiam empresas que atuavam em três dos quatro segmentos de mercado, como por exemplo, a Companhia Energética de São Paulo (CESP). Híbrido porque, eventualmente, a função de distribuição era separada das funções de produção e de transmissão de energia, a exemplo do que ocorria no Nordeste com a Companhia Hidroelétrica de São Francisco (CHESF), responsável pela geração e transmissão, enquanto a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE - só distribuía. Quanto à gestão do sistema elétrico brasileiro, nesse período, foi marcada pela atuação das esferas federal e estadual, sendo a União detentora de 60% do mercado (OLIVEIRA, 1998).

Em virtude da privatização do setor, a partir de 1995 ocorreram mudanças significativas na gestão do sistema elétrico nacional. O Estado foi substituído pelo capital privado nacional e internacional. Conseqüentemente, houve o surgimento de um novo modelo de atuação do Estado e a inclusão de novos agentes intervenientes no sistema elétrico nacional. Através da Figura 1, pode-se visualizar esse novo modelo e as expectativas dos diferentes agentes.



Figura 1 – Nova forma de atuação do setor elétrico e expectativas dos agentes (Fonte: Pedrosa, 2005)

Dentre as mudanças que ocorreram com a privatização das companhias de eletricidade, destaca-se a desverticalidade (divisão das empresas por atividade). No caso de ainda existir alguma empresa com certo nível de verticalização, esta deverá, no mínimo, manter demonstrativos financeiros em separado para garantir igualdade de condições no ambiente competitivo, permitindo maximizar os ganhos de produtividade que, assim, beneficiam os consumidores finais. As demais mudanças ocorridas no arcabouço conceitual e

institucional do Setor Elétrico do Brasil, em virtude do processo de privatização, são sucintamente descritas no Quadro 1.

Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamentos através de recursos públicos.	Financiamentos através de recursos públicos (BNDES) e privados.
Empresas verticalizadas.	Empresas divididas por atividades: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.
Empresas predominantemente estatais.	Abertura para empresas privadas.
Monopólios – competição inexistente	Competição na geração e comercialização.
Consumidores Cativos.	Consumidores livres e cativos.
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização.

Quadro 1 – As mudanças no setor elétrico brasileiro (Fonte: Pinho, 2004, p.43)

Constata-se pela análise do quadro 1, que as mudanças ocorridas após a privatização do setor elétrico, residem-se na entrada de capital privado, gerando competitividade na aquisição de energia elétrica.

3 Energia elétrica: conceitos básicos, composição e procedimentos para compra

A tarifa regulada de energia elétrica emitida pelas empresas energéticas (prestadoras de serviço público de distribuição de eletricidade por delegação da União na sua área de concessão) e aplicada aos consumidores finais corresponde a um valor unitário, expresso em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh) multiplicado pelo valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, e estabelecida em kWh.

Com isso, a receita da concessionária de energia elétrica, oriunda a partir da tarifa regulada aplicada aos consumidores, é composta por duas parcelas: a “Parcela A”, representada pelos custos não-gerenciáveis da empresa, e a “Parcela B”, que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação, com manutenção, e despesas de capital), conforme pode ser visualizado no Quadro 2.

Parcela A (Custos não gerenciáveis)	Parcela B (Custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas de reserva global de reversão (CRGR)	Pessoal
Cotas da conta de consumo de combustível (CCC)	Material
Taxas de fiscalização de serviço de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas gerais e outras
Conta de desenvolvimento energético (CDE)	
	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de depreciação
Uso das instalações da rede básica de transmissão de energia elétrica	Remuneração do Capital
Uso das instalações de conexão	
Uso das instalações de distribuição	Outros
Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu	P & D e eficiência energética
Operador Nacional dos Sistemas (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para revenda	
Contratos iniciais	

Energia de Itaipu	
Contratos bilaterais de longo prazo ou leilões	

Quadro 2 – Composição da receita requerida (Fonte: ANNEL, 2005)

A nomenclatura de “custos não-gerenciáveis” refere-se ao montante de valores e quantidades, cuja variação temporal não se encontra condicionado ao controle da companhia, como é o caso dos encargos e tributos legalmente estabelecidos. Tais valores são repassados para empresas geradoras, transmissoras e para o próprio Governo. A título de exemplificação pode-se citar: a compra de energia, o uso do sistema de transmissão e conexão, os encargos do setor elétrico, entre outros. Segundo afirma Tavares (2006, p. 32) “Entende-se que os custos não-gerenciáveis pela concessionária poderão ser gerenciáveis pelo poder concedente, o Estado”. Assim, o autor entende que existe possibilidade de controle destes custos, pelo próprio Estado, permitindo que o consumidor identifique quanto da tarifa é de responsabilidade da concessionária (com a aprovação do órgão regulador) e quanto do montante pode ser gerenciado pelo Governo.

Entende-se por “custos gerenciáveis” o conjunto de valores necessários à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades diretamente ligadas à operação e manutenção dos serviços de distribuição. Além destes, inclui também a remuneração do capital e quota de reintegração. Tais valores são de inteira competência da concessionária e seus montantes são totalmente dependentes do modelo de gestão da empresa de distribuição.

O fornecimento de energia elétrica por parte das empresas do segmento de distribuição baseia-se nas obrigações e direitos estabelecidos no contrato de concessão, celebrado com a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, na sua área de concessão.

Neste contrato de concessão, encontram-se estipulados os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas, sendo que, estas devem ser suficientes para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Em outras palavras, a receita anual (formada a partir da tarifa) deve ser suficiente para a cobertura dos custos operacionais incorridos na prestação do serviço e para remuneração adequada do capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão. As regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. Nesse item existe consonância com a sustentabilidade econômica e financeira proposta pelos autores do Banco Mundial.

Os mecanismos de atualização contemplados nos contratos de concessão são: a **revisão tarifária anual**, cujo objetivo é oferecer à concessionária a perspectiva de que, no período entre revisões tarifárias, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário; a **revisão tarifária periódica** (será abordada posteriormente com maior minúcia em virtude dos objetivos previamente estabelecidos nesse trabalho); e a **revisão tarifária extraordinária**, a qual poderá ser solicitada, pela concessionária, quando da ocorrência de algum evento inesperado que provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No contrato de concessão das distribuidoras do setor elétrico, a fórmula de cálculo do índice de reajuste anual (revisão anual) indexa parte da tarifa – “Parcela B” – à variação acumulada nos últimos 12 meses do Índice Geral de Preços do Mercado-IGPM, da Fundação Getúlio Vargas. A outra parte – “Parcela A” –, correspondente aos custos não gerenciáveis é repassada integralmente à concessionária (ANEEL, 2005).

O processo de revisão tarifária extraordinária, igualmente previsto nos contratos de concessão, poderá ser solicitado pela concessionária, a qualquer tempo à ANEEL, na ocorrência de alterações significativas, com devida comprovação da repercussão nos custos da empresa distribuidora. Esses custos incluem modificações de tarifas de compra de energia; criação, alteração ou extinção de quaisquer tributo ou encargos legais, exceto o Imposto sobre

Renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e quaisquer outros que tenha por base de cálculo o resultado da atividade econômica; modificação em encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período. Ocorrendo qualquer acréscimo desses custos, a concessionária poderá solicitar ao regular uma revisão tarifária extraordinária, objetivando reequilibrar sua situação financeira.

Já no processo de revisão tarifária periódica, previsto nos contratos de concessão na cláusula sétima e realizado normalmente a cada quatro ou cinco anos, reside em analisar e recompor o equilíbrio econômico-financeiro do contrato da concessão e, simultaneamente, induzir à redução dos custos empresariais, além do compartilhamento de ganhos de produtividade com os consumidores, sugerindo a eficiência produtiva. Nesse momento, as tarifas são atualizadas em função da evolução de um índice de preços ao consumidor, IGP-M, reduzido de uma parcela que reflete os ganhos de produtividade e aumentado em razão do repasse (parcial ou integral) de aumento de custos não-gerenciáveis (“Parcela A”) e não capturados pelo indexador (ANEEL, 2005).

O processo de revisão tarifária periódica é dividido em dois subprocessos: o reposicionamento tarifário e a determinação do Fator X. No primeiro, responsável pelo restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro, o cálculo é feito tendo por base o conceito de “empresa referência” e uma estimativa do custo de capital. No segundo, utiliza-se um método de estimativa dos ganhos de produtividade auferidos pela empresa, que serão compartilhados com o consumidor.

Durante o subprocesso do reposicionamento tarifário, a atenção recai na “Parcela B” da receita, pois esta é recalculada e deve ser necessária para a cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência (ANEEL, 2005). Assim, os itens específicos da Parcela A são repassados, em termos gerais, de forma integral aos consumidores.

Após o reposicionamento tarifário, o Fator X calculado será aplicado anualmente sobre o índice de reajuste de tarifas (IRT) até o ano anterior à próxima revisão tarifária periódica, compartilhando os ganhos de produtividade projetados para a empresa com os consumidores.

Para adquirir energia, as distribuidoras devem recorrer às empresas geradoras mediante contratos, sendo esses iniciais ou bilaterais. Os iniciais são aqueles constantes do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, e os Bilaterais são aqueles firmados entre a distribuidora e a geradora posteriormente ao processo de privatização. A compra de energia pode ser ainda complementada com a geração própria e aquisições na Câmara de Compensação de Energia Elétrica (CCEE), mercado no qual são disponibilizadas as sobras de energias contratadas e não consumidas em algumas áreas de concessão, em que o preço é estabelecido pelas forças de demanda e oferta, conforme Tavares (2006).

Para os contratos bilaterais, a negociação de compra e venda é livre entre as partes, seguindo o jogo da oferta e demanda. Entretanto, o repasse destes custos às tarifas praticadas junto ao consumidor final tem um teto estabelecido pela ANEEL que é denominado Valor Normativo (VN). Tais contratos são, obrigatoriamente, registrados na ANEEL.

Como existe um valor limite que é analisado e repassado ao consumidor e também há liberdade de negociação na aquisição de energia, depreende-se que é aceitável classificar esse custo como gerenciável. Dessa forma, esse artigo analisa a representatividade da Parcela A (custos não gerenciáveis, conforme a classificação estabelecida pela ANEEL) e posteriormente reclassificando o item “Compra de Energia” para a Parcela B (custos gerenciáveis), almejando identificar qual a representatividade do Estado na composição das tarifas de energia elétrica.

4 Metodologia

Para a consecução do objetivo proposto nesse estudo, utiliza-se a metodologia de análise documental, através da investigação das notas técnicas divulgadas no sítio da ANEEL na sessão do espaço do consumidor no link – audiências/consultas/fórum - restritas às concessionárias estudadas. A análise contemplou os contratos de concessão dessas empresas com o intuito de se verificar as regras determinadas para as revisões tarifárias.

Esse estudo também apresenta uma análise bibliográfica, contemplando a literatura internacional e nacional tanto técnica quanto acadêmica. Os dados foram tabulados e apresentados de forma gráfica no Microsoft Excel.

5 Análise dos resultados

Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)

Em março de 2000 foi firmado o contrato de concessão nº. 26 entre a CELPE e a ANEEL, com vigência de trinta anos, podendo ser prorrogável por mais trinta. Em abril de 2005 ocorreu a primeira revisão tarifária periódica dessa concessionária.

A ANEEL homologou, inicialmente, o pedido de revisão tarifária da CELPE (através da Resolução ANEEL(a) nº. 157/05) acarretando em um reposicionamento tarifário de 32,54%. Conforme é demonstrado na Tabela 1, a compra de energia com partes relacionadas, sendo incluída a Termopernambuco, encontra-se ao custo de R\$/MWh 136,71, bem acima do preço praticado nos contratos iniciais. Esse aumento na compra de energia, de aproximadamente 54,67%, causou um impacto de 21,03% no reposicionamento tarifário da empresa, conforme expõe a ANEEL(b).

Tabela 1 – Contratos de Compra de Energia Elétrica (Físico em MWh) e em Valor

Contratos	Energia Comprada (MWh)	%	Valor da Energia Comprada (R\$/MWh)
Iniciais (CHESF)	1.929.851,00	19,36	63,47
Bilaterais	8.037.362,00	80,64	95,87
Terceiros	1.840.264,00	18,46	73,65
Leilão	2.758.504,00	27,68	59,79
Parte Relacionada (Termopernambuco)	3.438.594,00	34,50	136,71
Total	9.967.213,00	100,00	89,63

Fonte: ANEEL (b)

Os contratos denominados iniciais e bilaterais tiveram seus montantes reduzidos por determinação da Lei nº. 9.648 de 1998. Devido a esse fator, a CELPE passou a adquirir energia por meio dos contratos bilaterais, onde os preços são livremente negociados. Segundo a ANEEL (b) o preço unitário da energia nos contratos bilaterais tende a ser mais elevado do que nos contratos iniciais.

Com a elevação da Parcela A houve, conseqüentemente, um aumento da tarifa de energia, sendo esta homologada em primeira instância pela ANEEL. Após a homologação desse resultado, o Ministério Público de Pernambuco questionou judicialmente os valores da compra de energia feita pela CELPE à Termopernambuco, determinando à ANEEL que suspendesse os valores da revisão tarifária e alterasse os montantes relativos aos custos com compra de energia, os quais deveriam ser substituídos pelo custo da energia hidrelétrica disponível no mercado. Em determinação a ordem judicial a ANEEL considerou o valor de

R\$ 57,51 MWh (referência obtida no leilão de 2005), para custear a energia adquirida da Termopernambuco (ANEEL b), resultando em um índice de atualização médio de 7,4%.

Conforme explica a ANEEL(b) esse percentual vigorou até 14 de setembro de 2005, quando tal decisão liminar foi suspensa pelo Superior Tribunal de Justiça (STJ), voltando a vigorar o índice de 32,54% homologado pela ANEEL inicialmente.

A seguir é demonstrada a segregação dos custos gerenciáveis e não gerenciáveis, conforme a Nota Técnica Complementar da ANEEL (a) nº. 157/2005, antes da ação civil pública e após (ver Gráfico 1).

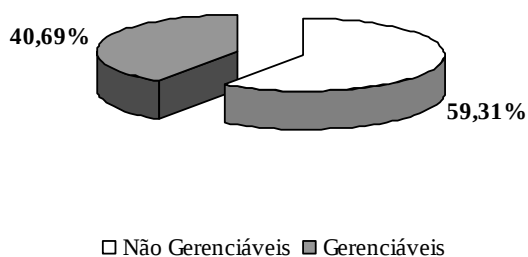


Gráfico 1 – Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis da Celpe **antes** da Ação Civil Pública

Nota-se que no caso específico da Celpe os custos não gerenciáveis, antes da ação civil pública, possuíam uma representativa parcela nas tarifas (59,31%). O gráfico a seguir evidencia a distribuição dos custos não gerenciáveis.

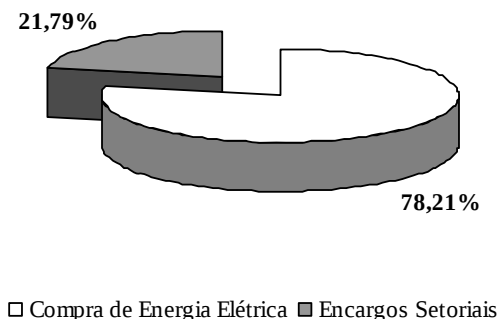


Gráfico 2 – Composição dos Custos Não Gerenciáveis da Celpe **antes** da Ação Civil Pública

Ao analisar o gráfico, observa-se que o item “Compra de Energia” representa aproximadamente 80% da parcela A - custos não gerenciáveis. Caso esse item fosse reclassificado para a Parcela B, a representatividade dos custos não gerenciáveis seria de aproximadamente 12,92%.

A seguir são apresentados gráficos decorrentes dos valores alterados pela ANEEL em conformidade com a ação civil pública.

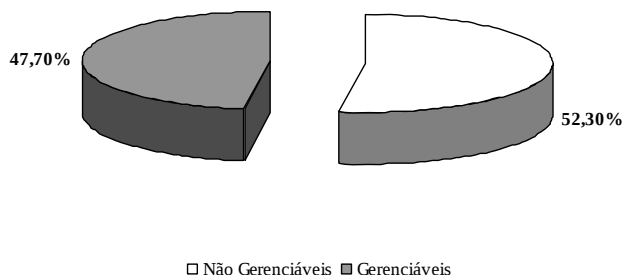


Gráfico 3 – Segregação entre Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis - Celpe – **após** a Ação Civil Pública

Comparando a representatividade da Parcela A antes e após a ação civil pública, nota-se que houve uma diminuição dessa parcela na tarifa final. Essa diminuição é explicada pela redução no item “Compra de Energia” e nos Encargos Setoriais, decisões impostas pelo Ministério Público. O gráfico 4 demonstra a composição da Parcela A, conforme classificação da agência.

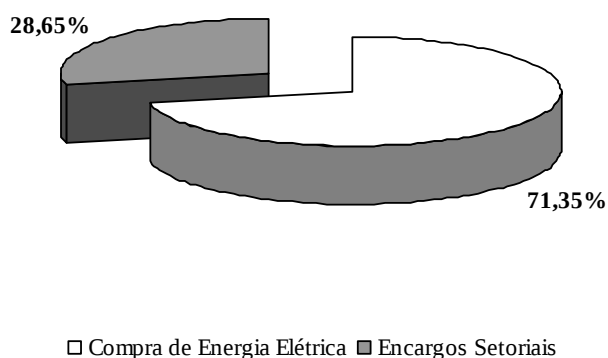


Gráfico 4 – Composição dos Custos Não Gerenciáveis da Celpe **após** a Ação Civil Pública

O gráfico 4 confirma a alteração do valor da energia comprada à Termopernambuco e uma redução no item “pesquisa e desenvolvimento”, parte integrante dos encargos tarifários. Com a alteração de valores, caso a compra de energia fosse considerada parte da Parcela B, a representatividade da Parcela A seria de 14,98%.

Companhia Energética de Alagoas (CEAL)

O contrato de concessão (ANEEL c) nº.07 com a ANEEL foi assinado em 2001, para a distribuição de energia elétrica no Estado de Alagoas, com vigência até julho de 2015. Nesse contrato foi estabelecido que a primeira revisão tarifária periódica ocorreria em 2005. A nota técnica nº. 253/2005 (d) da ANEEL estabeleceu os reajustes tarifários finais para a CEAL, cuja distribuição da Parcela A e Parcela B encontram-se no gráfico abaixo:

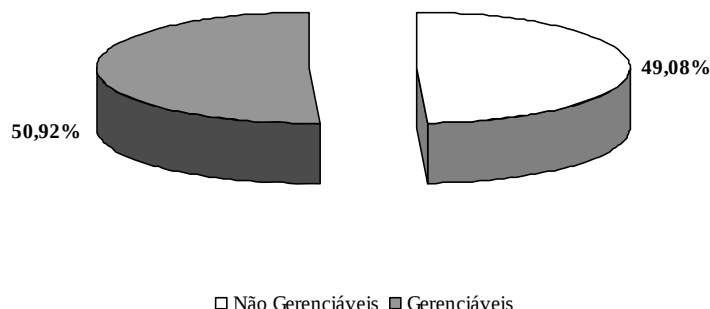


Gráfico 5 – Segregação entre Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis - CEAL

Constata-se, pela análise do gráfico 5, uma leve preponderância dos custos gerenciáveis. O gráfico 6 abaixo demonstra a composição dos custos não gerenciáveis.

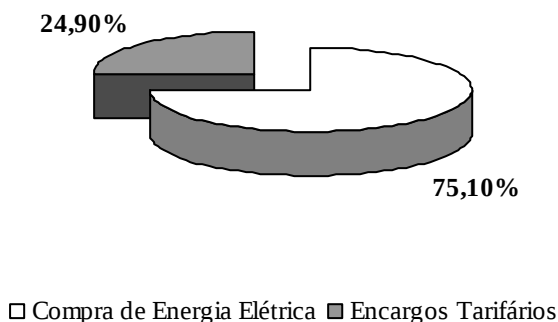


Gráfico 6 – Composição dos Custos Não Gerenciáveis - CEAL

Observa-se que o item mais representativo da Parcela A é a compra de energia elétrica, conforme classificação do órgão regulador. Caso a compra de energia fosse classificada para a parcela B, a representatividade dos custos não gerenciáveis seria de aproximadamente 12,22%.

Energisa Paraíba (PB)

A Energisa Paraíba é o novo nome da Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (SAELPA) que, juntamente com a Energisa Borborema (antiga Celb), Energisa Sergipe e outras integram o Grupo Energisa. O contrato celebrado entre a ANEEL e a Energisa PB foi firmado em 21 de março de 2001, sendo a data da primeira revisão tarifária estabelecida para 28 de agosto de 2005. As tarifas já haviam sendo reajustadas durante quatro anos consecutivos culminando em um reajuste tarifário acumulado de 89,88% conforme explicação da ANEEL (e).

Os valores da Parcela A e Parcela B foram expressos na nota técnica nº. 257/2005(f) e homologados pela Resolução nº. 193 de agosto de 2005. A seguir segue-se um gráfico demonstrativo da representatividade da Parcela A e B na revisão periódica da Energisa PB.

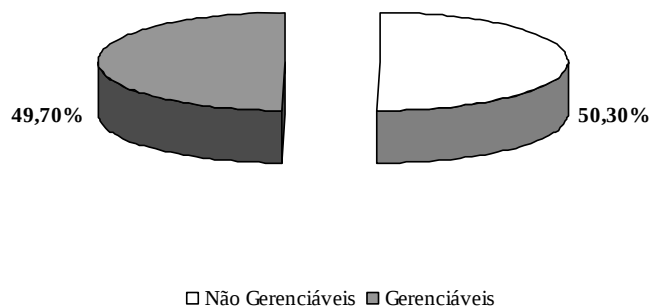


Gráfico 7 – Segregação entre Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis Energisa - PB

Nota-se, pelo gráfico 7, uma distribuição quase equiparável entre os custos gerenciáveis e os não gerenciáveis, conforme classificação da ANEEL. Segue-se a seguir o gráfico 8 que evidencia a composição dos custos não gerenciáveis.

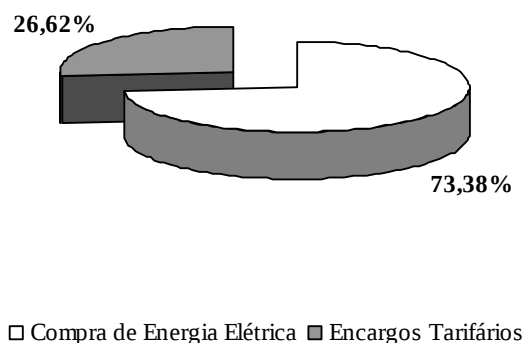


Gráfico 8 – Composição dos Custos Não Gerenciáveis Energisa - PB

Pode ser percebido analisando o gráfico 8 que o item compra de energia elétrica apresenta uma maior representatividade na composição da Parcela A. Caso este item seja classificado na Parcela B, a representatividade da Parcela A é de aproximadamente 13,39%.

Companhia Energética do Piauí (CEPISA)

O contrato de concessão entre a CEPISA e a ANEEL foi assinado em 12 de fevereiro de 2001 para a distribuição de energia no Estado do Piauí, estabelecendo a data da primeira revisão tarifária periódica para o dia 26 de agosto de 2005. As tarifas ajustadas anualmente tiveram um acréscimo acumulado de 103,37%, conforme ANEEL (g).

Os valores da Parcela A e Parcela B foram definidos por meio da Nota Técnica nº. 255/2005 (ANEEL h) e homologados pela Resolução nº. 189 de 22 de agosto de 2005. O gráfico 9 demonstra a representatividade da parcela A e parcela B, conforme divisão estabelecida pela ANEEL.

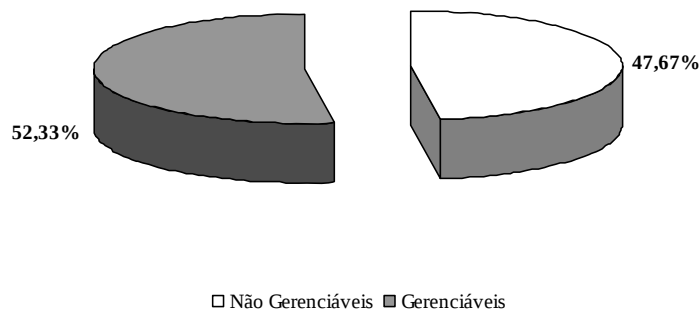


Gráfico 9 – Segregação entre Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis - CEPISA

Pela análise do gráfico 9 nota-se uma pequena prevalência dos custos gerenciáveis em detrimento aos não gerenciáveis. Segue-se a seguir o detalhamento da Parcela A.

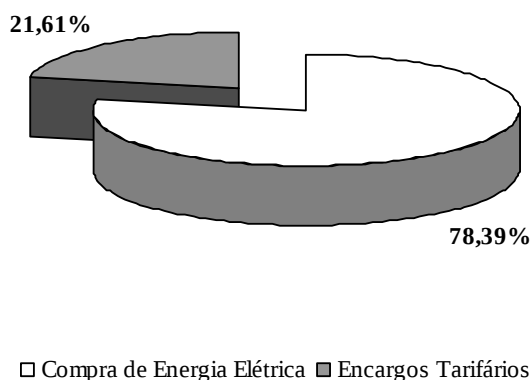


Gráfico 10 – Composição dos Custos Não Gerenciáveis - CEPISA

Constata-se mais uma vez que a compra de energia elétrica é o item mais representativo da parcela A – custos não gerenciáveis. Caso esse item seja reclassificado para a parcela B, a representatividade dos custos não gerenciáveis é de 10,29% na tarifa final a ser cobrada ao consumidor.

6 Conclusão

Esse estudo teve como objetivo mensurar a representatividade dos custos não gerenciáveis na formação das tarifas praticadas pelas concessionárias da região Nordeste que passaram pela revisão tarifária periódica em 2005, contribuindo na evidenciação da responsabilidade do Estado – através dos custos não gerenciáveis – e da concessionária juntamente com o órgão regulador – por meio da representatividade dos custos gerenciáveis.

Considerando a amostra pesquisada, conclui-se que a participação dos custos não gerenciáveis representou, em média, 51,59% conforme classificação utilizada pela ANEEL. O resultado encontrado na dissertação de Tavares (2006) foi de 47,49% sugerindo uma divisão quase equiparável entre a parcela A e a parcela B, utilizando esta classificação. Considerando que a compra de energia elétrica possui um valor teto a ser repassado aos consumidores,

aliado ao fato da liberdade de negociação, classificou-se esse item dentre os gerenciáveis, culminando com uma representatividade da Parcela A, em média, de 12,21%, enquanto que o resultado encontrado por Tavares (2006) foi de 16,27%.

Diante do exposto, constata-se que o Governo possui uma parcela de responsabilidade na formação das tarifas de energia elétrica, sendo também responsável por garantir tarifas módicas através da determinação dos encargos, todavia, a maior representatividade (cerca de 87%) encontra-se condicionada à própria concessionária sob as condições estabelecidas pelo órgão regulador. Assim sendo, é necessário que a ANEEL alcance o equilíbrio entre os agentes, de modo que proporcione reajustes tarifários que garantam a sustentabilidade econômica e financeira das concessionárias, mas também que impulse o desenvolvimento econômico do país.

Referências

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2005.

_____. Nota Técnica nº. 157 **Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica**: Companhia Energética de Pernambuco - CELPE. Complementar a Nota Técnica nº. 127/05 Brasília, 02 de junho de 2005a.

_____. **Por dentro da Conta de Luz da Celpe**. Brasília, 2007b.

_____. **Contrato de Concessão nº. 07/2001**. Brasília, 2001c.

_____. **Nota Técnica nº 253/2005 –SRE/ANEEL Complementar à Nota Técnica nº 189/2005–SRE/ANEEL**. Brasília, 05 de setembro de 2005d.

_____. **Nota Técnica nº. 188 Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica**: Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – SAELPA. Brasília, 28 de junho de 2005e.

_____. **Nota Técnica nº. 257 Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica**: Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – SAELPA. Complementar a Nota Técnica nº. 188/05 Brasília, 12 de agosto de 2005f.

_____. **Nota Técnica nº. 187 Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica**: Companhia Energética do Piauí - CEPISA. Brasília, 21 de junho de 2005g.

_____. **Nota Técnica nº. 255 Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica**: Companhia Energética do Piauí - CEPISA. Complementar a Nota Técnica nº. 187/05 Brasília, 12 de agosto de 2005h.

BRASIL. **Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/>
Acesso em: 10 nov. 2008.

OLIVEIRA, Rezilda Rodrigues. **Chesf: gênese e trajetória de uma empresa estatal no Brasil**. Dissertação (mestrado) 343 p. Rio de Janeiro, 1998

PARDINA, Martin Rodriguez; RAPTI, Richard Schlirf; GROMM, Eric. **Accounting for Infrastructure Regulation - An Introduction**. The World Bank (Banco Mundial). 2008.

PEDROSA, Paulo Jerônimo Bandeira de Mello. **Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos**. Brasília: ANEEL, 2005.

PINHO, Regina Célia Bitencourt Reis de. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro e o seu impacto na Companhia Energética do Maranhão – CEMAR**. Dissertação (Mestrado) 103 p. Pernambuco, 2004.

TAVARES, Adilson de Lima. **O impacto dos custos não-gerenciáveis na determinação das tarifas de energia elétrica: um estudo nas companhias distribuidoras do nordeste que tiveram revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004**. Dissertação (mestrado) do Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis (UnB/UFPB/UFPE/UFRN), Rio Grande do Norte, 2006.