

Economia - Ciências

TCC/UNICAMP
Si38e
1290004346/IE



TCC/UNICAMP
Si38e
IE



UNICAMP

CEDOC - IE - UNICAMP

**A EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA
ELÉTRICA PÓS 2º CICLO DE REVISÃO
TARIFÁRIA**

Um estudo de como a nova metodologia regulatória
provocou “assimetria” entre as tarifas.

Monografia apresentada como requisito parcial para a
conclusão do Curso de Ciências Econômicas da Universidade
Estadual de Campinas-Unicamp, Instituto de Economia
Orientador: Prof. Dr. José Bonifácio de Souza Amaral Filho

CEDOC - IE - UNICAMP

Aluna: Livia Nicotra da Silva
livianicotra@gmail.com

RA: 044730

Agradecimentos

Ao meu Orientador Prof. Dr. José Bonifácio de Souza Amaral Filho sempre solícito em compartilhar seu vasto conhecimento sobre o setor elétrico.

À minha família que esteve sempre presente, dando apoio às minhas escolhas.

Aos meus amigos pelo companheirismo durante todos esses anos

RESUMO: O presente trabalho busca verificar qual aspecto do novo marco regulatório do setor de energia elétrica, instituído após as privatizações das concessionárias de distribuição, tem provocado o fenômeno da assimetria tarifária, ou seja, a grande discrepância existente entre as tarifas residenciais cobradas no País. Uma hipótese é de que, com o fim da equalização tarifária e dado o diferencial de custos operacionais entre as distribuidoras, o “reposicionamento tarifário” levado a cabo pela ANEEL na primeira revisão tarifária (2003/2004), pós privatizações, provocou o grande diferencial entre as tarifas residenciais cobradas.

PALAVRAS CHAVES: ANEEL, Assimetria tarifária, custos gerenciáveis, Revisão Tarifária, regulação, eficiência.

Sumário

INTRODUÇÃO	5
CAPÍTULO 1: O histórico do Sistema Elétrico Brasileiro: da intervenção estatal à privatização.	7
1.1-) Consolidação do papel do Estado.....	7
1.2-) A crise institucional e financeira do setor	13
1.3-) As reformas setoriais e as privatizações.....	16
CAPÍTULO 2: Monopólios naturais e a necessidade de regulação.	21
2.1-) Monopólios Naturais e a Regulação por Incentivo.	21
2.2-) Metodologia da ANEEL para o cálculo do reposicionamento das tarifas.....	27
CAPÍTULO 3: A questão da assimetria tarifária	32
3.1) Colocação do problema	33
3.2-) Metodologia.....	36
3.3-) Resultados.....	37
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	45

Introdução

Apesar da crescente eficiência observada entre as empresas concessionárias de energia, fruto do novo marco regulatório e demonstrada pela melhoria dos indicadores DEC e FEC (Segundo o levantamento da ANEEL em 2008, o tempo médio de interrupções (DEC) foi de 16,4 horas, e a frequência, de 14,2 interrupções (FEC). Em 2000, esses números haviam sido de 17,4 horas e 15,3 interrupções) e pela redução do quadro de funcionários (De acordo com uma pesquisa realizada na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade (FEA) da USP, entre os anos de 1995 e 2004, houve queda 36,9% no nível de emprego nas atividades de geração e distribuição de energia), revelando aumento de produtividade, nota-se também uma crescente assimetria entre as tarifas de energia elétrica do país, configurando um quadro onde há regiões mais pobres pagando tarifas de energia elétrica mais elevadas do que regiões mais ricas. Dada a importância que a eletricidade tem para as cadeias produtivas e para a vida das famílias, a manutenção desse quadro significa prejudicar uma parcela da população ao restringir o acesso a esse serviço essencial.

Dessa forma, coloca-se a questão: Se uma mesma metodologia é aplicada para todas as concessionárias de distribuição de energia do país, o que pode explicar tamanha discrepância entre as tarifas?

Para buscar uma resposta para essa questão, o presente trabalho se divide da seguinte maneira:

O Capítulo 1 traz um histórico do Sistema Elétrico Brasileiro partindo do fim da predominância estrangeira para a consolidação do Estado como agente principal do setor. Aborda também a saturação desse modelo, refletida pela crise institucional e financeira pelas quais o setor passou e finaliza com a reforma setorial e as privatizações, que delinearam o marco regulatório atual.

O Capítulo 2 divide-se em duas seções. A primeira delas trata da importância dos mecanismos de regulação em setores do tipo “monopólio natural”, como é o caso do setor de energia elétrica, e da instituição do regime

de regulação do tipo *price cap*, em substituição ao regime do tipo “custo do serviço”. A segunda seção descreve a metodologia empregada pela ANEEL, autarquia que regula o setor, para o cálculo do reposicionamento tarifário, que servirá de subsídio para entender a possível causa da assimetria tarifária, objeto de estudo do capítulo seguinte.

O Capítulo 3 apresenta o problema da assimetria tarifária, comparando as tarifas residenciais das três concessionárias com as maiores tarifas e das três concessionárias com menores tarifas para dois grupos, um das concessionárias com menos de 1 milhão de consumidores e outro grupo das concessionárias com mais de 1 milhão de consumidores. Todas elas associadas à ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica). Apresenta também uma breve discussão sobre a questão da assimetria tarifárias nas tarifas da subclasse residencial baixa renda e, por fim, apresenta o resultado da associação da definição dos custos gerenciáveis da empresa (Parcela B) às causas da disparidade entre as tarifas.

O trabalho se encerra com uma seção de considerações finais, onde são apresentadas algumas propostas feitas por agentes do setor para a solução do problema da assimetria tarifária.

Capítulo 1: O histórico do Sistema Elétrico Brasileiro: da intervenção estatal à privatização.

Nas décadas de 50 e 60 do século XX, a consolidação do Estado na condução do desenvolvimento do setor elétrico vinha principalmente por meio da garantia de fontes de financiamento para a expansão. Posteriormente, o domínio estatal fazia do setor um instrumento da estratégia de desenvolvimento do país. A partir de 1975, as condições de financiamento começam a se deteriorar, tendo como razão a redução das tarifas, que eram utilizadas como política de combate a inflação, a redução de transferências fiscais com a extinção de alguns encargos e o uso do financiamento externo ao setor elétrico na administração do Balanço de Pagamentos. Além disso, o cenário internacional, de restrição de liquidez e elevação das taxas de juros, não facilitava a captação de recursos no exterior

Diante desse quadro via-se a necessidade de reformas do setor. A Lei 8.631 acabou com a equalização tarifária e a remuneração garantida, a desverticalização da cadeia foi promovida, além da privatização das empresas de distribuição de energia, visando reduzir a participação do Estado e promover a recuperação do setor.

1.1-) Consolidação do papel do Estado

Até a década de quarenta do século XX, a atuação de concessionárias privadas estrangeiras no setor elétrico brasileiro era predominante. Contudo, este modo de organização setorial enfrentava severas críticas, pois dava sinais claros de que não seria viável por muito tempo. O aumento do consumo devido à intensificação da urbanização, industrialização e uso de produtos elétricos se dava em taxas muito mais elevadas do que os investimentos em expansão da capacidade instalada. Como consequência, inúmeros racionamentos ocorreram nos anos cinquenta e sessenta. Uma série de outros fatores tais como as elevadas tarifas, as grandes remessas de lucro (que implicavam em uma perigosa fragilização das contas externas brasileiras), as dúvidas sobre como foram estabelecidas as condições de concessão, a baixa qualidade do serviço e o sucesso da experiência internacional em ampliar a participação do Estado

nos serviços públicos a fim de reduzir as tarifas suscitavam ainda mais críticas e indicavam que era urgente a transformação do setor.

Tais transformações vieram no sentido de, nas palavras de BURATINI (2004), aumentar “*a participação direta do Estado como agente empreendedor e coordenador da expansão*”. Ainda nos anos quarenta, o Governo Federal e alguns estados passaram a assumir maiores atribuições no setor elétrico. A CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) foi criada pelo Governo Federal, realizando grandes obras de geração de energia no Nordeste e deixando aos estados da região a responsabilidade pela distribuição dentro de suas áreas. Em Minas Gerais e no Rio Grande do Sul, no mesmo período, o Estado interveio conduzindo a política de investimento ao fim da concessão da AMFORP, concessionária estrangeira que atendia esse mercado. Em 1952, visando à exploração da produção, transmissão e distribuição de energia elétrica o governo estadual mineiro criou a CEMIG, que possibilitou a expansão da industrialização no estado. O Governo Federal criou também, em 1957, a Central Elétrica de Furnas diante da ameaça de falta de abastecimento na região Sudeste. Essas iniciativas exitosas conduziram a substituição das concessionárias estrangeiras, o que explicitou a necessidade de investimentos na expansão do serviço para que o problema do abastecimento fosse afastado.

O potencial hidroelétrico do país reforçava a tese de que o Estado deveria ser o principal agente do setor. Diante da magnitude do investimento necessário para a consolidação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) como majoritariamente hidráulico, caracterizado pelo longo prazo de maturação e por ser capital intensivo, e dada a incerteza que envolve esse tipo de investimento, o financiamento público foi a forma mais adequada para conduzir o desenvolvimento do parque hidroelétrico a fim de evitar possíveis racionamentos. Segundo Oliveira (1997), a despesa elevada com os ativos desse processo revelou que a melhor alternativa para a empresa elétrica era a cooperação. Assim, tanto a extensão geográfica do país e o predomínio de energia hidráulica quanto a necessidade de grandes financiamentos levaram à adoção de um modelo centralizado de despacho de carga e um sistema interligado de transmissão, sob o comando do Estado. (FERREIRA, 2000).

As tabelas abaixo confirmam a consolidação do Estado na condução do setor elétrico brasileiro. A primeira tabela mostra a crescente participação estatal na capacidade da potência instalada em geração. Já a tabela 2 revela a expansão dos investimentos e da capacidade instalada.

Tabela 1 – Evolução da participação na potência instalada em geração (%)

	Setor Privado	Setor Público	Autoprodução	Total
1940	88	4	8	100
1950	82	7	11	100
1960	66	23	11	100
1965	55	33	12	100
1970	21	69	10	100
1975	12	79	9	100
1980	1	90	9	100

Fonte: DNAEE

Extraído de Buratini (2004)

Tabela 2 – Evolução da Capacidade Instalada e dos Investimentos

Base 1967=100	Capacidade Instalada	Investimentos
1967	100	100
1968	106	126
1969	127	128
1970	142	161
1971	155	178
1972	184	212
1973	208	239
1974	227	261
1975	262	326
1976	282	351
1977	310	403
1978	341	449
1979	376	394

Fonte: ELETROBRÁS

Extraído de Buratini (2004)

Amaral Filho (2007) destaca a ampliação do papel do Estado no cenário internacional como uma tendência pós Crise de 1929. Além da estatização de várias empresas no mundo, pós 2ª Guerra Mundial, houve também o crescimento do papel de regulador do Estado em diversos setores importantes para a economia, visando ajustar o seu funcionamento e oferecer à sociedade melhorias e maior bem-estar.

No Brasil, em 1963 foi criada a Eletrobrás, *holding* federal que controlava a maior parte dos ativos de geração e transmissão, além dos ativos de energia nuclear e, a partir de 1975, também os 50% pertencentes ao Brasil da Itaipu Binacional (1973). Trata-se de uma empresa responsável pelo planejamento e promoção do desenvolvimento elétrico regional (ampliação da geração) e pela mobilização de recursos financeiros para a expansão. Também foi papel da Eletrobrás a “coordenação do despacho de energia do sistema interligado e a definição dos projetos prioritários.” BURATINI (2004)

A fase inicial da intervenção estatal foi baseada na constituição de uma base de financiamento, como a criação, em 1953, do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e, em 1962, do Empréstimo Compulsório (EC), que permitiu à Eletrobrás tornar-se financiadora do setor e coordenadora da expansão do sistema. Segundo Ferreira (2000), os recursos financeiros da Eletrobrás provinham da RGR (tratava-se de um fundo administrado pela Eletrobrás para garantir ao poder concedente os recursos necessários nos casos de indenização do concessionário quando da reversão dos bens e instalações do serviço ao fim do prazo de concessão. Era utilizado na forma de empréstimos às concessionárias de energia elétrica com o intuito de expandir e melhorar o sistema), de um imposto específico cobrado sobre a utilização de energia, o IUEE, e de *“empréstimos compulsórios que os grandes consumidores de energia eram obrigados a fazer para a Eletrobrás, para financiar a expansão da infra-estrutura”*. Estes recursos eram emprestados às empresas de energia elétrica, que também recorriam a empréstimos nos mercados de capitais, ampliando suas dívidas. A Lei 5655, de 1971, estabeleceu a garantia de remuneração de 10% a 12% do capital investido, de modo que o setor geraria recursos para seu funcionamento adequado e

também para auto-financiar a sua expansão. Por meio do Código de Águas, de 1934, e do Decreto Lei Nº 41.019, de 1957, o governo havia estabelecido o regime de remuneração pelo custo do serviço, segundo o qual as tarifas eram fixadas de modo que proporcionassem receita suficiente para a cobertura dos custos operacionais mais um retorno arbitrado sobre o capital investido. Estavam assim montadas as bases de financiamento do setor, desenvolvendo condições sólidas para seu funcionamento no período seguinte. Cabia ao DNAEE (Departamento Nacional de águas e energia elétrica, instituição que foi sucedida pela ANEEL) avaliar os custos operacionais e a remuneração dos investimentos, além de fixar as tarifas de cada concessionária

A despeito do modelo centralizado instituído, que deixava nas mãos do governo federal os ativos de geração e de transmissão de energia enquanto a distribuição ficava a cargo dos governos estaduais, alguns estados do Sul e Sudeste investiram na implementação de seus próprios ativos de geração e transmissão a fim de dar maior suporte a sua base industrial. Segundo Prado (1996), em 1990 os estados possuíam quase a totalidade dos ativos de distribuição e apenas cerca de 35% da capacidade de geração, enquanto o governo federal controlava a maior parte dos ativos de geração e transmissão.

Até meados da década de setenta, a centralização de recursos na esfera federal promovia a execução de grandes projetos hidrelétricos ao alocar recursos de forma a minimizar os custos globais. A partir desse período, o governo federal passou a usar a centralização não só buscando oferecer à sociedade um serviço essencial de qualidade e a baixo custo, mas também a usar o setor elétrico como parte da estratégia de desenvolvimento do país.

O primeiro passo em direção a essa nova orientação foi a criação da Lei de Itaipu (Lei 5899/73), a qual estipulava o montante de energia que as concessionárias de distribuição deveriam adquirir da Usina de Itaipu com base na sua participação no mercado. Tal lei alterou de forma significativa os planos de expansão das empresas que uma vez obrigadas a absorver o montante de energia de Itaipu estabelecido pela lei tiveram que rever seu ritmo de investimento. A Lei de Itaipu favorecia a centralização, pois o preço da energia proveniente desta usina era cobrado de forma que fossem cobertos os custos

operacionais e encargos financeiros da obra, presos ao crédito externo (tarifa “pelo passivo”). Assim, as empresas que adquirissem energia dessa usina teriam seus custos atrelados à taxa de câmbio e às taxas de juros internacionais, o que se tornou problemático no início dos anos oitenta. Segundo Buratini (2004), o conflito iminente entre as esferas estaduais e federais foi adiado porque a garantia de remuneração legal, as tarifas elevadas e a facilidade de empréstimos externos ainda prevaleciam.

Outro passo dado foi, em 1974, a instituição da equalização das tarifas de todo o país. Segundo Lima (1996), *“desde 1971, as concessionárias eram obrigadas a transferir para a ELETROBRÁS o equivalente a 3% do investimento remunerado para a RGR. Em 1974, esse percentual foi elevado para 5% e foi estabelecido que 40% dos recursos gerados deveriam ser depositados numa nova conta, chamada Reserva Global de Garantia (RGG). Esta permitia à ELETROBRÁS administrar a equalização das tarifas em nível nacional, transferindo recursos dessa conta para as empresas cuja estrutura de custos fosse incompatível com a tarifa nacional unificada”*. Nesse sentido, as insuficiências ou os excessos de remuneração das concessionárias eram registrados na Conta de Resultados a Compensar (CRC) e, no exercício fiscal seguinte, eram incluídos na tarifa corrigida.

A equalização tarifária foi uma medida adotada com o intuito de promover a desconcentração industrial, pois como as concessionárias das regiões Sul e Sudeste conseguiam diluir seus custos sobre um número maior de consumidores praticavam tarifas de energia elétrica menores que o resto do país, favorecendo a concentração de indústrias nessa região. Com a equalização tarifária, houve a transferência de recursos das empresas com maior remuneração para aquelas com pior desempenho e também o incremento das condições de financiamento da ELETROBRÁS, que pôde intensificar os projetos que aproveitavam os potenciais hidrelétricos de outras regiões do país. (Buratini, 2004)

Foi instituído também no mesmo período da equalização das tarifas outro instrumento de transferência de recursos para a ELETROBRÁS, a CCC – Conta de Consumo de Combustíveis, por meio da qual os custos do uso das

usinas térmicas, em complementaridade às hidrelétricas nas estações secas, eram rateados por todas as empresas do sistema interligado.

A despeito da instituição dessas estruturas de transferência de recursos financeiros das concessionárias – RGR, RGG e CCC- para o fundo da ELETROBRÁS e da perda de autonomia expressa pela Lei de Itaipu não houve oposição por parte das concessionárias, pois a rentabilidade do negócio estava sendo garantida pela manutenção das tarifas elevadas.

Até os anos oitenta, esse arranjo funcionava com êxito, uma vez que as tarifas elevadas praticadas até então permitiam que o sistema de transferência de recursos intra-setorial, que viabilizava a centralização de recursos, funcionasse de modo a garantir a capacidade de autofinanciamento. Com a queda das tarifas nos anos oitenta e a conseqüente deterioração das condições de financiamento, esse arranjo entre governos federal e estadual passou a ser conflituoso, uma vez que a atividade de distribuição, detentora do “caixa” a partir do qual operava o sistema de pagamentos e as transferências intra-setoriais”, estava sob controle, majoritariamente, dos estados. (Buratini 2004)

1.2-) A crise institucional e financeira do setor

A partir de 1975, as condições que permitiam que o conflito entre o Governo Federal e as concessionárias estaduais fosse neutralizado foram alteradas, dando início a uma crise setorial financeira e institucional, que seria explicitada nos anos 80 e início dos 90. Em linhas gerais, os determinantes da crise referem-se à deterioração das condições de financiamento do setor.

As tarifas de energia elétrica sofreram uma queda acentuada, pois passaram a ser utilizadas como instrumento da política do governo de combate à inflação. O trecho seguinte, retirado de um documento feito pelo Comitê de Gestão Empresarial do Setor Elétrico, exemplifica a circunstância do período: *“Até 1977, as tarifas eram suficientes para garantir a remuneração mínima legal de 10%. No entanto, o Decreto 83.940, de 10 de setembro de 1979, definiu que o ‘ato de fixação ou reajustamento de qualquer preço ou tarifa por órgãos ou*

entidade da Administração Federal, Direta ou Indireta, mesmo nos casos em que o poder para tal fixação seja decorrente de lei, dependerá, para sua publicação e efetiva aplicação, de previa aprovação do ministro de Estado, chefe da Secretaria de Planejamento'. Essa nova filosofia distorceu o critério de serviço pelo custo e a estrutura tarifária vigente. A partir de então, patenteou-se que a fixação dos níveis tarifários se fazia em função de outros objetivos, inclusive como instrumento de combate à inflação, níveis estes reduzidos em 1986 a cerca de 4,5%, além da fixação da correção monetária abaixo da inflação, reduzindo o valor real dos imobilizados acumulados, diminuindo o valor real das remunerações". Assim, tal contenção tarifária reduziu a rentabilidade das empresas, prejudicando o movimento de transferência de recursos intra-setoriais e comprometendo o projeto de centralização do Governo Federal.

Segundo Buratini (2004), a crise assumiu dimensões política e federativa quando as concessionárias estaduais recusaram-se a colaborar com o sistema de transferência de recursos; entretanto, nas palavras do autor, *"O conflito, no entanto, só atingiria níveis mais elevados quando o crédito acumulado da concessionária na CRC – fruto da diferença entre a remuneração efetiva e a remuneração legalmente garantida- atingisse valores mais significativos".*

Além das tarifas reduzidas, contribuíram para a deterioração das fontes de financiamento a redução das transferências de recursos fiscais para o setor (em 1988, o IUEE foi eliminado e substituído pelo ICMS estadual) e o fato de as concessionárias passarem a ser utilizadas como meio de administração do Balanço de Pagamentos através da ampliação do estoque de suas dívidas em dólar. Outro fator que comprometeu a rentabilidade das empresas foi o Decreto Lei 1.849 de 1981, que alterou o mecanismo de transferência da RGG, passando a ser feita com base na diferença positiva entre a remuneração de cada empresa e a remuneração média do setor, a despeito da remuneração mínima de 10% que cada concessionária tinha direito por lei.

Apesar da queda da remuneração das empresas, as transferências entre empresas estatais federais e estaduais prosseguiram até meados dos anos 80, levando a um avanço do desequilíbrio econômico financeiro do setor. Para

agravar a situação, a partir de 1987, a captação de financiamento interno ficou bastante limitada por “edições de normas restritivas do Conselho Monetário Nacional para o apoio ao Sistema Financeiro Nacional a empresas estatais, governos estaduais e municipais e suas entidades da administração indireta” (GOMES et al., 2002). Restando, portanto, para as empresas recorrer a financiamentos externos para dar continuidade aos seus investimentos.

Entretanto, as condições de financiamento externo não eram favoráveis como antes. O cenário de liquidez internacional e juros baixos, no mercado financeiro, já não eram mais uma realidade no final da década de 70 e a captação desses recursos externos tornou-se difícil e cara. Diante desse fato, o serviço da dívida do setor aumentou, passando de 20% das aplicações setoriais em 1975 para 50% dez anos depois. (GOMES et al., 2002).

A tabela abaixo revela a redução da participação dos recursos internos e empréstimos domésticos entre o fim da década de 1970 e meados da década de 1980, em contrapartida nota-se o crescimento significativo da participação dos empréstimos estrangeiros na composição dos recursos do setor elétrico. Baer (1995, cap.6), destaca que o aumento da dependência externa refletia dois aspectos: um deles era uso das tarifas energia elétrica como instrumento de contenção do avanço da inflação e o outro a tentativa do governo de arrecadar divisas ao fazer com que suas empresas tomassem empréstimos no exterior de quantias além da necessidade.

**Tabela 3: Brasil: Origem dos Recursos do Setor Elétrico
(Em porcentagem)**

	1967	1973	1979	1984
Recursos internos	34,0	44,9	24,2	17,9
Empréstimos obrigatórios	8,1	9,4	7,6	3,9
Recursos estatais	31,9	20,3	6,1	6,0
Empréstimos domésticos	13,0	6,6	30,1	9,4
Financiamentos estrangeiros	13,0	18,8	32,0	62,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Panorama... (1988, p. 218 e 225); e Políticas... (1995, p. 169).

Uma vez que as tarifas não garantiam mais os níveis de remuneração do investimento, a CRC acumulou débitos crescentes, chegam ao patamar de US\$ 7 bilhões em 1987 e a US\$26 bilhões em 1993.

Neste cenário, as concessionárias estaduais deixaram de pagar suas contas de energia comprada das supridoras do Grupo Eletrobrás, alegando que o governo federal não estava respeitando a legislação sobre remuneração garantida ao fixar as tarifas. Essa política de inadimplemento deu início a uma estratégia de postergação do pagamento das dívidas, agravando o quadro de crise institucional.

A situação de falência das condições de financiamento dava sinais claros de que era urgente uma reforma institucional como tentativa de superar a crise do setor e inseri-lo no projeto de retomada do desenvolvimento socioeconômico do país.

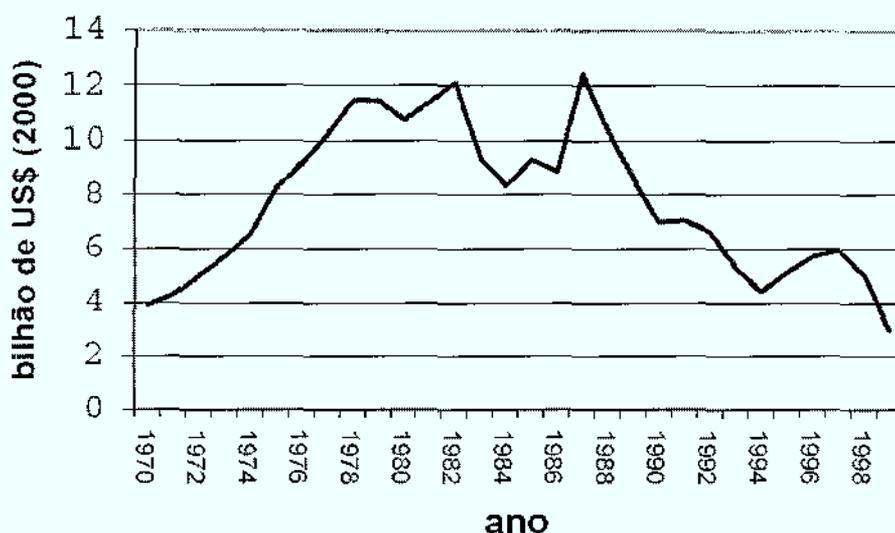
1.3-) As reformas setoriais e as privatizações

Paradoxalmente ao processo anterior, qual seja, a forte presença do Estado no setor de serviços públicos, inclusive o elétrico, durante as décadas de 50, 60 e 70 dada a restrita disponibilidade de recursos do setor privado, as décadas de 80 e 90 foram marcadas pela incapacidade do Estado de levantar os montantes necessários para o investimento em infra-estrutura. Em 1995, estimava serem necessários US\$71,7 bilhões para investimentos dessa monta para os próximos 5 anos. Entretanto, o governo dispunha de apenas US\$ 7,3 bilhões para tais investimentos, explicitando a necessidade de o setor privado, tanto nacional quanto internacional, levantar tais recursos. (BAER, 1995). Maciel (1995) corrobora dizendo que *“De modo especial, a exaustão da capacidade de financiamento do Estado multiplicou sistematicamente os estrangulamentos na infra-estrutura básica, notadamente energia elétrica, transportes e telecomunicações”*, comprometendo o processo de ampliação da capacidade produtiva industrial das décadas anteriores.

O gráfico 1 mostra a redução do investimento na expansão do setor elétrico a partir dos anos 80. Apesar da isolada recuperação em 1987, a

evolução do investimentos na indústria de suprimento elétrico (ISE) foi de contínua queda durante os anos 80 e 90, confirmando a dificuldade do governo em promover investimentos nos setores de infra-estrutura. (Araújo 2001)

Grafico 1– Evolução dos investimentos na ISE brasileira



Fonte: Araújo & Loserkann (2001), apud Pinhel (2000).

A taxa de crescimento do mercado de energia elétrica do país estava estimada entre 5% e 7% ao ano, no período de 1997 a 2005. Seriam necessários, para atender esse mercado, o aumento de 27,6 GW de capacidade instalada no sistema elétrico, 48.100 km de linhas de transmissão e 108.400 MW em subestações. Para fazer frente a esses investimentos, calculava-se serem necessários mais de 50 bilhões de reais. Diante da impossibilidade do Estado, que enfrentava uma crise fiscal, realizar tais investimentos, caberia ao capital privado realizá-los. Para isso, reformas estruturais e regulatórias deveriam ser implementadas (GOMES, 1998).

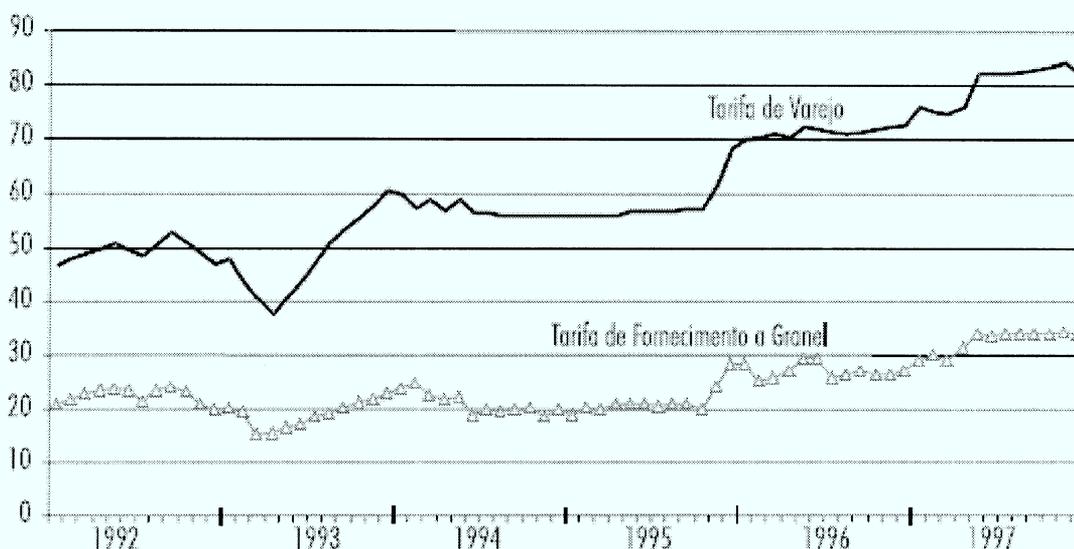
Fazendo parte de um conjunto de reformas, a Lei 8.031, de 1990, criou o Programa Nacional de Desestatização (PND) e o Fundo Nacional de Desestatização (FND). Como gestor de tal fundo, o BNDES gerenciava, acompanhava e realizava a venda das empresas incluídas no PND.

Em 1993, a Lei 8.631 colocou fim à prática da equalização tarifária e na garantia de remuneração, além disso, instituiu um “encontro de contas” entre concessionárias e União ao utilizar os saldos da CRC para liquidar dívidas de

suprimento de energia, de aquisição de combustíveis, de RGR e de Rencor (sucessora da RGG). Segundo o BNDES, *“as medidas de saneamento financeiro intra-setorial resultaram na assunção pelo Tesouro Nacional de dívidas da ordem de US\$20 bilhões, permanecendo para futuras compensações outros US\$6 bilhões. À época da edição da Lei 8.631, as tarifas haviam alcançado valores tão baixos que justificaram, junto com a aplicação da lei, a concessão de aumentos para praticamente dobrar o preço nominal”*. Entretanto, a recomposição tarifária não era suficiente para restaurar o equilíbrio econômico financeiro da concessionária, pois o saldo de dívidas e de investimentos não realizados impediam que as receitas tarifárias geradas fossem suficientes para garantir um novo ciclo de expansões, pelo menos no curto prazo. Embora não de forma suficiente, a instituição da Lei 8.631/93 permitiu que algumas condições operacionais e econômicas básicas ao funcionamento do setor fossem recuperadas, como a melhora dos passivos das empresas, a restauração das transferências intra-setoriais e o início da recuperação das tarifas.

O gráfico a seguir mostra que logo após ser promulgada, a Lei 8.631/93 não foi suficiente em recuperar o valor real das tarifas, pois os ajustes do Programa de Estabilização Econômica (Plano Real) contiveram o processo de recuperação real dos preços. Ao final de 1993 as tarifas começaram a seguir uma trajetória de recuperação do seu valor real como consequência da pressão exercida por empresas de serviço público contra a fixação das tarifas abaixo da inflação (GOMES et al., 2002). Entretanto, foi somente com a adoção do Plano Real e a queda da inflação que as tarifas puderam se recuperar.

**Gráfico 2- Preços médios para energia elétrica – 1992/97
(R\$/MWh, sem Itaipu)**



Fonte: Eletrobrás (1998)

Diante do desgaste em que se encontrava o setor elétrico, buscou-se nas privatizações um instrumento para a reconstrução do setor. Além de inserir a concorrência e o capital privado na dinâmica do setor, um novo arcabouço institucional pautado pela priorização da eficiência foi instituído. Ademais, as privatizações também foram um mecanismo utilizado para reduzir a dívida do setor público, promovendo o ajuste fiscal necessário para sustentar o crescimento do país. A nova estratégia previa a redefinição do papel do Estado, minimizando sua atuação como coordenador, planejador e controlador de ativos.

Dentro dessa nova lógica, as reformas procuravam reduzir incertezas que pudessem afastar o investidor privado. Para tanto, foram criadas novas regras e instituições autônomas, tais como a ANEEL, o MAE (mercado atacadista de energia) e o ONS (operador nacional do sistema), que afastavam a possibilidade de o Estado intervir no setor e de alguma maneira fazer com que as empresas operassem fora da dinâmica empresarial. A ANEEL, criada em 1996, é responsável pela regulação do setor elétrico. O MAE estabelece o preço de referência da energia comprada pelos consumidores livres por meio de contratos bilaterais e no mercado à vista. Já o ONS é responsável pela coordenação do sistema de despacho de energia.

A reforma do setor previa a desverticalização da cadeia, tratando como negócios independentes a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Outras alterações foram trazidas pelas Leis 8.987 e 9.074, de 1995, com a finalidade de configurar um mercado de eletricidade competitivo, tais como: a-) a licitação de novos empreendimentos de geração; b-) a criação do Produtor Independente de Energia; c-) a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e d-) grandes consumidores (que consumam mais de 3Mw) tem liberdade de escolher seus fornecedores de energia.

Baer (1997) ressalva, entretanto, que *“continuam prevalecendo alguns aspectos do antigo regime de regulação. A propriedade das usinas elétricas continua a reverter para o governo quando do vencimento da concessão; todas as vendas de energia para empresas de serviços públicos devem ser efetuadas por uma geradora federal; a compra da energia de Itaipu ainda é prática obrigatória para as empresas de serviços públicos.”*

As privatizações das empresas de distribuição se iniciaram antes mesmo da completa reestruturação do setor, pois os contratos de concessão incluíam cláusulas para reajustes de tarifas, eliminando assim a maior incerteza do ponto de vista do investidor quanto ao reajuste das tarifas. Segundo as leis de concessão aprovadas em 1995, Lei 8.987 e Lei 9.074, as tarifas passaram a ser reajustadas de modo que o equilíbrio econômico financeiro da concessionária fosse preservado, conforme estabeleciam os contratos de concessão assinados pós privatizações. O novo modelo regulatório estabelecido baseia-se no *price cap* (preço teto), ou seja, na regulação por incentivo (Lei 9427/1996). As tarifas ficam sujeitas a um reajuste anual, para recompor seu poder de compra, com base na inflação medida pelo índice geral de preços aplicado sobre os custos gerenciáveis e remuneração do capital, e repasse às tarifas dos custos não gerenciáveis, e também à Revisões Tarifárias Periódicas, em que a estrutura de custos da empresa é revisto. A nova metodologia adotada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) faz com que as empresas do setor busquem constantemente

a maneira mais eficiente de prestar serviço e de minimizar o custo médio das tarifas de energia.

A privatização das empresas de distribuição atraiu muitas empresas estrangeiras dos Estados Unidos, da Europa e até mesmo da América Latina. Internamente, os maiores participantes foram a VBC Energia, uma *joint venture* entre Bradesco, Votorantim e Camargo Corrêa. Alguns outros como os Grupos Rede/Inepar e Cataguazes- Leopoldina já atuavam no setor de distribuição de eletricidade no País antes da privatização. Também tiveram participação importante nesse processo alguns fundos de pensão, como o PREVI, do Banco do Brasil.

Capítulo 2- Monopólios naturais e a necessidade de regulação.

O setor elétrico de distribuição de energia é um “monopólio natural”, caracterizado por custos fixos elevados e custos marginais decrescentes, o que faz com que a existência de uma só empresa traga mais eficiência. Dado o caráter essencial do serviço de distribuição de energia, a Regulação do Estado torna-se um poderoso instrumento de governança, permitindo que os benefícios do monopólio natural sejam capturados e evitando os abusos de preços. Atualmente o Brasil adota o regime de regulação por incentivos e faz uso de três mecanismos para reajustar as tarifas: o Reajuste Anual Tarifário, a Revisão Tarifária Periódica e a Revisão Tarifária Extraordinária.

2.1-) Monopólios Naturais e a Regulação por Incentivo.

Monopólios naturais ocorrem quando uma atividade apresenta elevados custos fixos e economias de escala, configurando um quadro de custos marginais decrescentes. Nesse caso, tem-se maior eficiência econômica se o serviço é fornecido por apenas uma empresa. Muitos serviços de utilidade pública, como saneamento básico, telecomunicações e distribuição de energia elétrica, são considerados monopólios naturais. Dado o caráter essencial desse tipo de serviço, a sociedade encara o dilema de como capturar as vantagens

da diluição dos custos fixos do investimento por todos os consumidores proporcionado, pelo monopólio, e como evitar que este obtenha lucros extraordinários facilitado pela sua discricionariedade em fixar os preços.

Para enfrentar esse dilema, alguns países preferiram manter tais atividades sob o controle de empresas estatais. Este foi o caso do Brasil até a década de 90, quando o programa de privatizações permitiu que empresas privadas explorassem estas atividades, sob a regulação do Estado para que não houvesse abuso de preços, queda na qualidade do serviço prestado e para assegurar a atração de novos investimentos. Amaral Filho. (2007) sintetiza a necessidade de regulação do Estado:

“A regulação econômica estatal tornou-se assim uma alternativa à falta de competição, ali onde se entendeu que a competição não era possível, nem era economicamente eficiente, sendo inevitável o monopólio. A regulação estatal, desde então, em diferentes países, busca proteger o público das práticas monopolistas, melhorar o desempenho das empresas nos setores sob regulação, assegurar o atendimento dos consumidores sem discriminação e fiscalizar o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos por diversos indicadores.”

E completa citando Train (1994),

“A regulação substitui assim a “mão invisível” da competição pela intervenção direta, pela “mão visível” do Estado; como em situação de monopólio não existe a “mão invisível” figurada por Adam Smith, a “mão visível” da regulação estatal vai desempenhar esse papel.”

O referencial teórico da Nova Economia Institucional, um braço dos estudos de Organização Industrial, procura analisar o grau de eficiência dos mercados. A análise da regulação sob esse enfoque leva em conta duas abordagens. Uma delas é a Teoria dos Incentivos que trata de problemas de agente-principal, ou seja, o regulado, como agente, dispõe de informações sobre estrutura de mercado, sobre combinações mais eficientes de insumos, etc., que nem sempre estão disponíveis para o regulador, o principal. Assim, a

regulação teria como objetivo reduzir a assimetria de informações por meio da implementação de mecanismos regulatórios que incentivem os agentes a divulgarem informações. A outra abordagem refere-se à Teoria dos Custos de Transação, que problematiza a questão da governança dos contratos, ou seja, assume que os contratos são incompletos devido à racionalidade limitada dos agentes, que não antecipam todas as barganhas possíveis no momento da assinatura dos contratos, abrindo espaço para comportamento estratégico das partes.

Williamson (1985) afirma que a regulação deve não somente criar regras e instrumentos que reduzam as incertezas, ocasionadas pela natureza incompleta dos contratos, e que inibam comportamentos oportunistas, à medida que estes surjam, mas também definir estruturas de governança que mitiguem essas eventualidades e que permita realizar ajustes de forma não conflituosa.

Assim, o uso dessas abordagens para o caso dos monopólios naturais, como é o caso da distribuição de energia elétrica, leva a crer que a regulação é um importante instrumento de governança, capaz de reduzir incertezas causadoras de ineficiência econômica. A característica dos monopólios naturais de serem capital-intensivos configura um relacionamento de longo prazo entre reguladores e regulados, o que permite uma série de negociações e possibilidade de correção dos erros.

Ademais, o bom funcionamento dos mecanismos de regulação depende da credibilidade da Agência Reguladora, que deve manter coerência e consistência intertemporal nas decisões tomadas, deve demonstrar transparência na execução dos processos regulatórios e também ter clareza nas regras estipuladas para sustentar sua reputação.

Peano (2005) conclui: “a abordagem da nova economia institucional incorpora as diversas limitações reais da regulação na análise do comportamento do regulador e da escolha regulatória. Como visto, a fim de combater as principais imperfeições regulatórias decorrentes de assimetria informacional e de incompletude contratual, essa abordagem indica que as

intervenções do órgão regulador devem se pautar pela transparência, pela coerência e consistência intertemporal, bem como pela adequação ao arcabouço institucional e o desenho básico existente. Tais atributos são necessários à credibilidade das políticas e à redução da incerteza do setor.”

Os mecanismos de regulação têm, portanto, dois objetivos: incentivar a redução de custos e extrair renda da firma, melhorando a eficiência distributiva. Assim, são competências fundamentais do regulador a determinação de tarifas justas, evitar que se produzam situações de abuso de posição dominantes, derivada da situação de monopólios e verificar se os níveis de qualidade do serviço efetivamente recebido pelos consumidores são estabelecidos na legislação aplicável. Para definir as tarifas justas a serem pagas pelos clientes, o Regulador deve levar em consideração que as tarifas são formadas por dois componentes fundamentais: a-) custos operacionais vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão comercial dos clientes, direção e administração da empresa; e b-) remuneração dos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço, com os níveis de qualidade exigidos na legislação, de modo a assegurar a sustentabilidade econômica do negócio.

Atualmente, as regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária. Conforme estabelecido pelo art. 14 da Lei nº9.427, de 26 de dezembro de 1996, o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende “IV – apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade.”

O mecanismo de ajuste das tarifas adotado pelo país é o **Preço teto (Price cap)**. Trata-se da fixação de um preço teto, calculado com base no preço teto do ano anterior ajustado por um índice de inflação menos o fator de eficiência X determinado pelo regulador. O índice de inflação pode ser um índice geral de preços da economia ou um índice de preços de insumos do

setor. O fator X é calculado de modo a tentar capturar os ganhos de eficiência obtidos com a introdução de novas tecnologias e aumento do mercado.

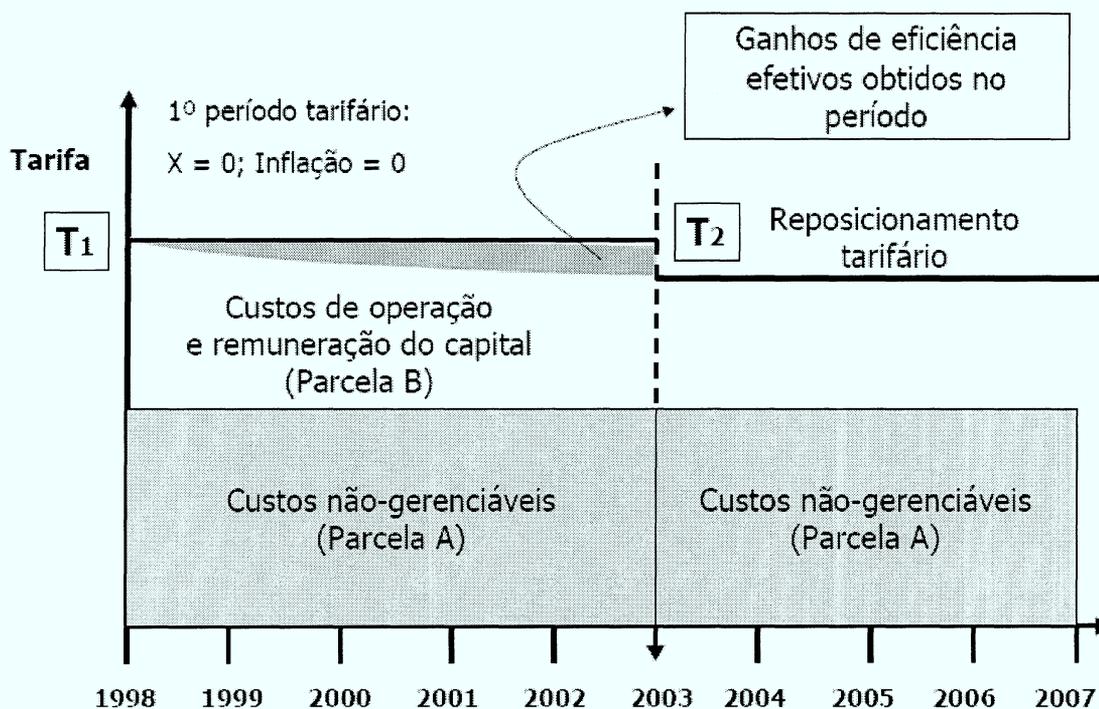
Para entender como o regime de preços máximos sobre as tarifas funciona utilizaremos o gráfico 2 a seguir, extraídos das Notas Técnicas da Revisão Tarifárias das Concessionárias de distribuição de energia, que detalham o processo e estão disponíveis no site da ANEEL. Tomou-se como exemplo empresas que tiveram seu primeiro ciclo de revisões tarifárias em 2003, que é o caso mais geral, mas o conceito se estende para as empresas que tiveram a revisão antes ou depois dessa data. Para facilitar o entendimento supõe-se que as variações do IGP-M, índice que reajusta a Parcela B (refere-se aos custos gerenciáveis pela empresa e será melhor abordado no tópico seguinte) e dos custos da Parcela A (custos não gerenciáveis) sejam iguais a zero ao longo do primeiro período tarifário (1998-2003). A tarifa (ou “preço máximo”), inicialmente fixada em T_1 , permanece com seu valor fixo (em termos reais) no primeiro período tarifário, ou seja, até a primeira revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária tem a oportunidade de reduzir custos de operação- o que está expresso pela área azul do gráfico 2- e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante da sua gestão ao longo desse período.

Em 2003 as concessionárias passaram pela primeira revisão tarifária. Até então, o consumidor pagava as tarifas históricas (que vinham sendo corrigidas desde 1996 pelo IGPM mais o repasse da Parcela A) e essa revisão se mostrou uma oportunidade de o regulador estabelecer tarifas justas. Por outro lado, as concessionárias tiveram a oportunidade de auferir ganhos mediante reduções de custos e, na revisão, foram discutidos os custos operacionais e a remuneração que deveriam receber cobertura tarifária. Além disso, metas de eficiência futuras foram estabelecidas nesse processo para que as concessionárias cumprissem no próximo período tarifário

A primeira etapa do processo de revisão tarifária é denominada de reposicionamento tarifário, que se assemelha à metodologia do Custo do Serviço, nesta são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos

custos operacionais eficientes e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. As novas tarifas são estabelecidas no nível T_2 do gráfico 3. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator X, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas na tarifa.

Gráfico 3 – Regime de Regulação por Incentivos – Preços Máximos



Fonte: ANEEL

Assim, no momento da Revisão Tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser acrescida como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem

mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais.

Na seção seguinte, o processo de revisão tarifária será melhor explicado.

2.2-) Metodologia da ANEEL para o cálculo do reposicionamento das tarifas

Como foi mostrado no capítulo anterior, o cerne do novo modelo regulatório é a busca pela eficiência das concessionárias de distribuição de energia. Os ganhos resultantes dessa eficiência são transferidos aos consumidores por meio das revisões tarifárias periódicas, processo previsto pelos contratos de concessão, cuja finalidade é calcular a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência (ANEEL).

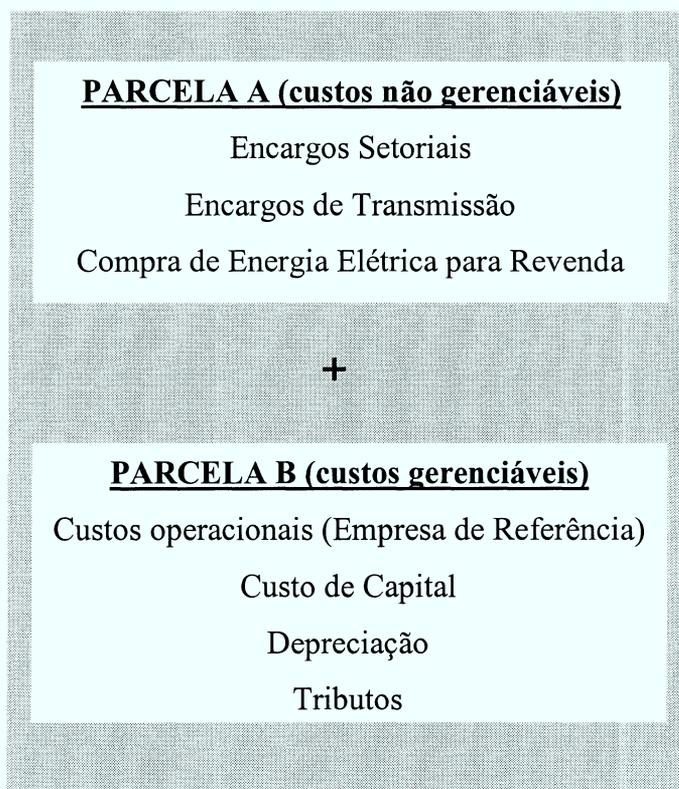
A Lei de Concessões de Serviços Públicos Nº 8.987 de 1995 e os Contratos de Concessão assinados na privatização conformaram um desenho básico regulatório do setor, qual seja o regime de regulação por incentivos. Neste as tarifas foram, no momento da assinatura do contrato, estabelecidas pelo preço teto e reajustadas anualmente pelo IGPM (Índice Geral de Preços - Mercado), deduzindo um Fator X (um número índice fixado pela ANEEL), cuja finalidade é que ganhos de escala em relação ao mercado, bem como ganhos de eficiência trazidos pela redução de custos, sejam repassados, em parte, para os consumidores, dentro do princípio chave que norteia o atual modelo que é a busca e incentivo da modicidade tarifária.

Em 1996 a ANEEL foi criada com o objetivo de regular e fiscalizar as concessões de distribuição de energia elétrica, além de controlar o reajuste das tarifas por meio de três mecanismos. São eles:

O Reajuste Tarifário Anual – a ANEEL realiza todos os anos entre as revisões o cálculo do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) com o objetivo de restabelecer o poder de compra da receita obtida pela empresa concessionária.

Este índice é aplicado sobre as tarifas homologadas na data do último reajuste ou revisão para se obter as tarifas vigentes para o próximo ano. Para o cálculo do IRT, a receita dos últimos 12 meses da concessionária é decomposta em duas parcelas: a Parcela A, que representa os custos “não gerenciáveis”, cujos valores e quantidades, assim como a sua variação no tempo, independem do controle da empresa e a Parcela B, que compreende os custos “gerenciáveis”, ou seja, aqueles que estão diretamente ligados ao serviço de distribuição, aos custos de depreciação e à remuneração do investimento. A figura a seguir mostra a composição da receita requerida para o cálculo do IRT.

Figura 1: Composição da Receita Requerida



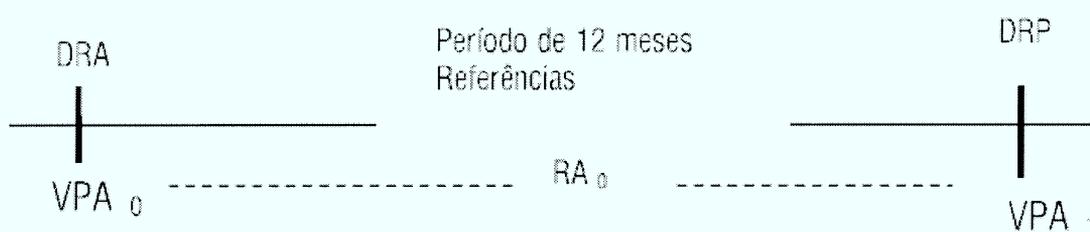
Fonte: ANEEL

O Caderno Temático Nº 4 da ANEEL explica como o cálculo do IRT é feito:

*“Em cada reajuste anual de um novo período tarifário – **Data de Reajuste em Processamento (DRP)** – a distribuidora tem consolidada, com base na*

estrutura e níveis tarifários então vigentes, a sua Receita Anual referente aos últimos doze meses – RA_0 . Tem também consolidado, o valor da “Parcela A”, considerando os valores e condições vigentes na **Data de Referência Anterior (DRA)**– VPA_0 .

O novo valor da “Parcela A” – VPA_1 – na Data de Reajuste em Processamento – **DRP**- é obtido pelo somatório dos valores então vigentes para cada um de seus itens. O valor da “Parcela B” – VPB_0 -, na Data de Referência Anterior – **DRA**- é obtido pela diferença entre RA_0 e VPA_0 . O novo valor da “Parcela B” – VPB_1 – é resultante da “Parcela B” – VPB_0 -, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste. Dessa forma, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as Revisões Tarifárias periódicas, o procedimento de IRT, com base na fórmula abaixo:



O novo Índice de Reajuste Anual (IRT) é calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde,

IVI- Refere-se ao “número índice” obtido pela divisão dos índices do IGP-M, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

X – É um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, a ser subtraído ou adicionado ao IVI a cada reajuste tarifário anual.”

A Revisão Tarifária Periódica - o novo marco regulatório também prevê que sejam realizadas revisões tarifárias a cada três ou cinco anos (intervalo regulatório), dependendo da empresa, para que o equilíbrio econômico – financeiro seja mantido. Segundo Peano (2005) “a RTP (revisão tarifária periódica) é o momento onde se faz a repartição com o consumidor de eventuais rendas excessivas extraídas no intervalo regulatório anterior, garantindo também a modicidade tarifária”. Enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da RTP é calculada a receita necessária para cobrir os custos eficientes e remunerar adequadamente os investimentos realizados com prudência.

No processo de revisão tarifária há duas etapas distintas. A primeira delas compreende o Reposicionamento tarifário, em que se calcula a receita requerida, como foi dito acima, para cobrir os custos eficientes e remunerar os investimentos prudentes de forma adequada. Com o intuito de mitigar a assimetria de informações própria do setor e poder definir este nível de investimento prudente a ANEEL tem adotado para o cálculo dos custos gerenciáveis a metodologia da Empresa de Referência, que é definida de acordo com o Caderno Temático nº. 4 da ANEEL como “a simulação de uma empresa responsável pela operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes e direção e administração da área geográfica da concessionária de distribuição em análise, que presta esses serviços em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade”. A Empresa de Referência considera, portanto, as condições geográficas, climáticas e econômicas reais onde a empresa está localizada, de forma que os custos operacionais de referencia não são construídos de forma abstrata.

Para calcular a remuneração sobre o capital investido, a ser incluída nas tarifas, é aplicada uma taxa de retorno adequada sobre a base de remuneração. Para o cálculo de tal taxa remuneração a ANEEL utiliza a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), que procura proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis.

Para o cálculo do custo do capital próprio utiliza-se o método CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), que capta a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor, tendo como premissas: a) os ativos de distribuição de energia elétrica representam alternativas de investimentos que competem com outros ativos pelos recursos dos investidores em potenciais; b) os diversos ativos disponíveis proporcionam um retorno diretamente proporcional ao risco que representam; e c) há um ativo "livre de risco" acessível a todos os investidores, cujo retorno serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos. Portanto, o custo de capital próprio assim calculado proporciona um retorno adequado sobre o capital investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a sustentabilidade da prestação do serviço no longo prazo.

O cálculo do custo do capital de terceiros é feito adicionando-se à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. Ou seja, é utilizada uma abordagem similar à do capital próprio, que impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros ou por decisões de captação de dívidas vinculadas a outros interesses. A estimação do custo de capital de terceiros tem como componentes a taxa livre de risco, o prêmio de risco de crédito, o prêmio de risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil e o prêmio de risco cambial.

Assim como no cálculo do IRT, a Receita Requerida também é dividida em duas partes para o cálculo do Reposicionamento tarifário. Uma delas é a "Parcela A", que abrange os custos não gerenciáveis, ou seja, aqueles que

independem do controle da empresa como a compra de energia, ou porque se referem aos encargos e tributos legalmente fixados, e a outra é a "Parcela B", que se refere aos custos gerenciáveis, ou seja, aqueles que a empresa é capaz de administrar. Ao dividir o valor obtido de receita requerida (RR) pela receita verificada (RV - receita que seria auferida pela concessionária com os preços vigentes antes da revisão) no ano teste (doze meses subsequentes à data da revisão) e deduzindo-se as receitas extra concessão (REC), a Receita de Suprimento (RS) e outras receitas (OR) obtêm-se o Reposicionamento Tarifário (RT). Após um período de consulta pública, a ANEEL homologa a revisão e determina a aplicação do percentual de reposicionamento das tarifas.

A segunda etapa é o cálculo do Fator X, que se trata de uma meta de eficiência e produtividade a ser aplicada nos reajustes tarifários anuais entre as revisões. O cálculo do Fator X compreende dois elementos:

1-) Componente X_e, que reflete os ganhos de produtividade esperados pelo aumento do consumo de energia elétrica na área de concessão, seja pelo aumento do consumo dos consumidores existentes, seja pela incorporação de novos consumidores.

2-) Componente X_a, que reflete o valor da mão de obra do setor formal da economia brasileira

O terceiro mecanismo de reajuste de tarifas é a **Revisão Tarifária extraordinária** – a concessionária pode a qualquer tempo solicitar uma revisão tarifária, junto a ANEEL, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro, caso haja alterações significativas nos seus custos e desde que seja comprovada sua real necessidade.

Capítulo 3 – A questão da assimetria tarifária

Com a instituição da Lei nº 8.631, em 1993, assistiu-se ao início do aumento da discrepância entre as tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição de energia do país. O lado mais perverso dessa assimetria tarifária é o fato de que as tarifas residenciais mais elevadas são cobradas nas regiões

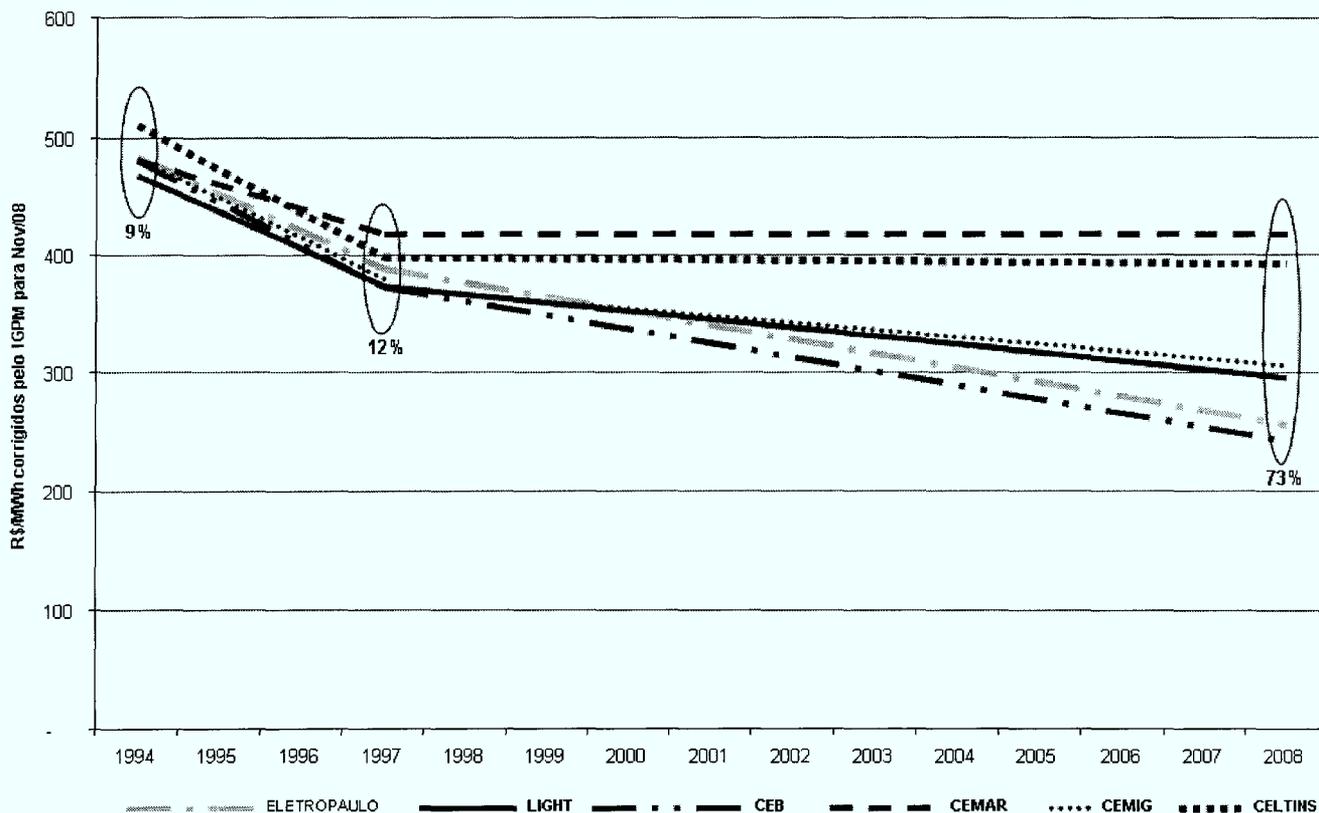
mais pobres. Tal problema reduz o efeito positivo dos programas governamentais de incremento da renda das famílias carentes.

Esse capítulo analisará a evolução dos custos gerenciáveis das concessionárias distribuidoras reconhecidos pela ANEEL para buscar aí uma razão para a crescente assimetria.

3.1) Colocação do problema

A despeito da crescente eficiência observada entre as empresas concessionárias de energia, nota-se também, a partir de 1997, uma crescente assimetria entre as tarifas de energia elétrica do país, decorrente da nova metodologia empregada. O gráfico abaixo ilustra com precisão tal situação.

Gráfico 4. Tarifas praticadas por Eletropaulo, Light, CEB, CEMAR, CEMIG e CELTINS, Brasil, de 1994 a 1998.



Fonte: ABRADÉE

Em 1993, com a Lei 8.631/93, que extinguiu o regime de remuneração garantida e a CRC – Conta de Resultados a Compensar, iniciara-se a desqualificação das tarifas que, a princípio, diferenciavam-se apenas 9% entre as concessionárias do país. A partir desse ano, o reajuste passou a ser feito com a “fórmula paramétrica” e não mais era igual para todas distribuidoras do País. Em 1995, previamente à privatização, foram retirados os subsídios às tarifas residenciais, o que provocou um primeiro impacto e diversificação.

O DIEESE, na publicação do Boletim de julho de 1998, apresentou o aumento das tarifas médias residenciais, calculadas pela Eletrobrás, como um bom indicador do impacto do fim do subsídio para as famílias. Entre outubro de 1995 e janeiro de 1996 a tarifa média passou de R\$ 71,14/MWh para R\$103 /MWh, aumentando cerca de 45%. Em contrapartida, a tarifa média da classe industrial teve um aumento muito menor, passando de R\$ 42,55 para R\$ 46,07 (o MWh), nesse mesmo período, o que representou 8,27% de aumento.

Em 1997, com o início das privatizações e dos contratos de concessão as tarifas já se diferenciavam em 12%. Em 2008, quando a maioria das concessionárias de distribuição de energia já consolidava o 2º ciclo de revisão tarifária, as tarifas discrepavam até 73%.

Como resultado dessa assimetria, constata-se que as regiões mais pobres estão pagando tarifas mais elevadas do que as regiões de maior poder aquisitivo, como ressaltou Nelson Hubner, diretor geral da ANEEL, em seu discurso de posse.

Como destacam os pesquisadores do *GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro* - a assimetria tarifária traz um impacto ainda mais perverso para as famílias de baixa renda dado que a participação da energia elétrica no orçamento das famílias menos abastadas é maior quando comparadas com as famílias com maior renda. Em um país com histórico grave de concentração de renda, a nova política tarifária em nada tem contribuído para atenuar tal situação.

A despeito dos subsídios retirados em 1995, nesse mesmo ano a Portaria do DNAEE nº 437 instituiu a subclasse residencial baixa renda, que receberia descontos nas tarifas. Os critérios de definição das famílias que seriam contempladas pelo benefício eram definidos pelas concessionárias e variavam entre elas. Em 2002, a edição da Lei nº 10.438 definiu novos critérios para enquadrar os consumidores Baixa Renda: todo consumidor atendido por ligação monofásica com média de consumo entre 80 e 220 kWh/mês. Estudos realizados pelo GESEL-UFRJ demonstram, sob o ponto de vista do PIB *per capita*, a ocorrência da assimetria tarifária na subclasse baixa renda.

A tabela abaixo elaborada pelos pesquisadores do GESEL-UFRJ mostra que na comparação feita entre as tarifas residenciais B1 e as tarifas de Baixa Renda aplicadas nas regiões com maiores e menores rendas *per capita* do país, nota-se que a tarifa paga pela população de baixa renda do Maranhão é apenas 6,75% menor que a tarifa de um bairro de classe média de São Paulo. Quando se compara esta mesma tarifa maranhense com a paga pelos moradores de classe média de Brasília, a situação é mais alarmante, pois estes pagam uma tarifa 2,5% menor que os moradores de baixa renda do Maranhão.

Tabela 4. Comparação das Tarifas Residenciais por Estados Seleccionados em 31/12/2008

Estados	PIB <i>per capita</i> (em R\$ 1.000)	Tarifa Residencial B1 (em R\$ por KWh)	Tarifa Baixa Renda* (em R\$ por KWh)
Piauí	4,21	0,387	0,231
Maranhão	4,63	0,418	0,249
Alagoas	5,16	0,387	0,231
Rio de Janeiro**	17,69	0,312	0,180
São Paulo***	19,54	0,267	0,155
Distrito Federal	37,6	0,243	0,140

(*) Equivalente a consumo entre 31 e 80 KWh mensais

(**) Com base na tarifa da Light.

(***) Com base na tarifa da Eletropaulo.

Fonte: Elaborado pelo GESEL/UFRJ a partir de dados da Aneel.

Esses pesquisadores salientam que esse problema traz como consequência a redução do efeito das políticas governamentais de redução das desigualdades como o Bolsa Família e políticas de aumento real do salário mínimo. Assim, a minimização da assimetria tarifária traria ganhos de bem

estar significativos para essas famílias e também possibilitaria a ampliação do mercado interno.

Uma vez que o acesso à energia elétrica é passo fundamental para o crescimento econômico e desenvolvimento social, este trabalho procurará mostrar que a metodologia do reposicionamento tarifário, mais precisamente a definição da "Parcela B", pode ter impacto sobre a conformação desse paradoxo, que é o fato de consumidores das regiões mais ricas do País pagarem menos pela energia elétrica residencial do que as mais pobres.

3.2-) Metodologia

Para a análise, das 65 distribuidoras do país, foram selecionadas 49, que fazem parte da ABRADEEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), obtendo-se assim uma amostra representativa de cerca de 75% das concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, mas que representam 99% do mercado de venda de eletricidade (em MWh). As tarifas utilizadas para comparação são as tarifas residenciais disponibilizadas no site da ANEEL, coletadas no dia 05/10/2009. Estas tarifas foram atualizadas pelo IGP-M e encontram-se a preços de agosto de 2009. A fim de evitar discrepâncias quanto ao tamanho das concessionárias, estas foram divididas em dois grupos: um composto por concessionárias com mais de um milhão de consumidores e outro composto por concessionárias com menos de um milhão de consumidores. Feita a divisão dos grupos, selecionou-se as três concessionárias com as maiores tarifas e as três concessionárias com as menores tarifas de cada um dos dois grupos. As tabelas abaixo sintetizam essas informações:

Tabela 5: Tarifas residenciais das distribuidoras com mais de 1 milhão de consumidores

Concessionária	Data da Revisão	Nº de Consumidores	Tarifas Residenciais a preços de agosto de 2009 (R\$/kWh)
COPEL (PR)	24 de junho	3.437.061	0,2871
ELETPAULO (SP)	4 de julho	5.651.696	0,2924
BANDEIRANTE (SP)	23 de outubro	1.400.948	0,2951
COELCE (CE)	22 de abril	2.490.222	0,3760
AMPLA (RJ)	15 de março	2.218.080	0,3896
CEMAR (MA)	28 de agosto	1.437.832	0,4111

Tabela 6: Tarifas residências das distribuidoras com menos de 1 milhão de consumidores.

Concessionária	Data da Revisão	Nº de Consumidores	Tarifas Residenciais a preços de agosto de 2009 (R\$/kWh)
CEB (DF)	26 de agosto	766.493	0,2628
CAIUÁ (SP)	10 de maio	198.182	0,2638
NACIONAL (SP)	10 de maio	93.002	0,2769
SULGIPE (SE)	14 de dezembro	105.833	0,3634
CELTINS (TO)	4 de julho	372.546	0,3853
ENERGISA MG	18 de junho	341.785	0,3996

As distribuidoras de energia elétrica CERON e ELETROACRE possuíam tarifas maiores que a da ENERGISA- MG, entretanto, como até o momento em que as tarifas foram coletadas essas empresas não haviam realizado o 2º Ciclo de revisões tarifárias, elas foram excluídas da análise para não criar distorções.

3.3-) Resultados

As tabelas a seguir revelam a discrepância entre as tarifas mais elevadas e as mais baixas para os dois grupos. Nota-se que tanto para as concessionárias com mais de um milhão de consumidores quanto para aquelas com menos de um milhão de consumidores, a diferença entre a maior e a menor tarifa chega a ser cerca de 30%. O que pode ser indicio de que o tamanho da concessão, em termos de número de consumidores, pouco tem relação com a assimetria tarifária.

Tabela 7: Comparação entre as tarifas das concessionárias com mais de 1 milhão de consumidores.

Concessionária	Tarifas Residenciais a preços de agosto de 2009 (R\$/kWh)	Maior =100
COPEL (PR)	0,2871	70
ELETROPAULO (SP)	0,2924	71
BANDEIRANTE (SP)	0,2951	72
COELCE (CE)	0,3760	91
AMPLA (RJ)	0,3896	95
CEMAR (MA)	0,4111	100

Tabela 8: Comparação entre as tarifas das concessionárias com menos de 1 milhão de consumidores

Concessionária	Tarifas Residenciais a preços de agosto de 2009 (R\$/kWh)	Maior =100
CEB (DF)	0,2628	66
CAIUÁ (SP)	0,2638	66
NACIONAL (SP)	0,2769	69
SULGIPE (SE)	0,3634	91
CELTINS (TO)	0,3853	96
ENERGISA MG	0,3996	100

Quando se relaciona a diferença entre as tarifas com o grau de desenvolvimento das áreas de concessão das distribuidoras a situação se mostra mais crítica. A tabela seguinte ilustra tal fato: por exemplo, o Distrito Federal, área de concessão da CEB, cujo IDH é o mais alto do país, tem a menor tarifa de energia elétrica (R\$ 0,2628/kWh), enquanto o Maranhão, área de concessão da CEMAR, detentor do menor IDH do país, possui a maior tarifa de energia (R\$ 0,4111/kWh), cerca de 50% superior à da CEB.

Tabela 9: Tarifas e IDH das Distribuidoras selecionadas

Concessionária	Tarifas Residenciais a preços de agosto de 2009 (R\$/kWh)	UF	IDH ¹
COPEL	0,2871	PR	0,820
ELETROPAULO	0,2924	SP	0,833
BANDEIRANTE	0,2951	SP	0,833
COELCE	0,3760	CE	0,723
AMPLA	0,3896	RJ	0,832
CEMAR	0,4111	MA	0,683
CEB	0,2628	DF	0,874
CAIUÁ	0,2638	SP	0,833
NACIONAL	0,2769	SP	0,833
SULGIPE	0,3634	SE	0,742
CELTINS	0,3853	TO	0,756
ENERGISA MG	0,3996	MG	0,800

¹ Como muitas das concessionárias abrangem vários municípios do estado, foram utilizados os IDHs dos estados e não do municípios.

Conforme explicado no Capítulo anterior, a receita da concessionária é constituída pela “Parcela A”, que cobre os custos não-gerenciáveis pela empresa, e “Parcela B”, que representa os custos gerenciáveis mais a depreciação e remuneração dos ativos considerados necessários pela ANEEL para a prestação do serviço. Na revisão tarifária periódica o Regulador determina os valores dessas parcelas, repassando as variações de custo e mantendo a neutralidade da Parcela A e estabelecendo novos valores para a Parcela B. Assim sendo, a Parcela A não deve ter ligação com a assimetria tarifária, pois os custos relativos aos seus componentes - a compra de energia e os encargos setoriais e de transmissão - são apenas repassados a tarifa, restando à Parcela B ser um fator causador de tal problema, uma vez que sua definição depende das negociações entre a concessionária de distribuição e a ANEEL. Uma substituição de contratos de compra de energia mais baratos por contratos de energia mais caro pode afetar a “Parcela a”. Mas a existência de limites, dados pelo preço de energia nos leilões, e a nova sistemática de compra de energia em “pool” (conjunto de distribuidoras que adquirem a energia de geradoras em leilões públicos), reduzem esse fator.

CEDOC - IE - UNICAMP

As tabelas a seguir mostram os valores definidos da Parcela B para as concessionárias selecionadas, no primeiro Reajuste Tarifário Anual (IRT) realizado e no Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária. A última coluna da tabela mostra o percentual de incremento dessa parcela.

Tabela 10: Valores da Parcela B das distribuidoras com mais de 1 milhão de consumidores

Concessionária	1º ano de IRT (R\$ mil)	1ºCiclo (R\$ mil)	% de incremento
COPEL (PR)	1.352.797	1.378.035	2
ELETROPAULO (SP)	1.758.740	2.289.789	30
BANDEIRANTE (SP)	592.335	710.308	20
COELCE (CE)	329.066	600.411	82
AMPLA (RJ)	332.040	802.203	142
CEMAR MA)	133.415	436.224	227

Fonte: Notas técnicas das Revisões Tarifárias

Tabela 11: Valores da Parcela B das distribuidoras com menos de 1 milhão de consumidores

Concessionária	1º ano de IRT (R\$ mil)	1ºCiclo (R\$ mil)	% de incremento
CEB (DF)	249.153	330.684	33
CAIUÁ (SP)	44.664	71.329	60
NACIONAL (SP)	26.891	34.902	30
SULGIPE (SE)	8.412	27.697	229
CELTINS (TO)	74.018	182.064	146
ENERGISA MG	71.250	148.064	108

Fonte: Notas técnicas das Revisões Tarifárias

As tabelas 10 e 11 mostram que para aquelas concessionárias atualmente com maiores tarifas de energia elétrica, em ambos os grupos, a definição da Parcela B sofreu, na Primeira Revisão Tarifária Periódica (2003/2004), um incremento significativo. Enquanto para a CEB e para a Eletropaulo, por exemplo, o aumento foi da ordem de 30%, para empresas como a SULGIPE e a CEMAR o aumento foi de mais de 200%, o que sugere que seja esse incremento vultoso da Parcela B uma possível causa para a situação atual em que os consumidores dessas concessionárias estão pagando uma tarifa muito mais elevada do que os consumidores das primeiras.

Essa situação se deve ao fato de que até 1993 o DNAEE fixava uma tarifa residencial única para todo o território nacional (equalização tarifária nacional). Para algumas concessionárias, essa tarifa era suficiente para cobrir seus custos e remunerar seus investimentos, podendo até proporcionar uma remuneração “extra”; para outras, no entanto, essa tarifa era insuficiente, mas estas concessionárias tinham seus custos e remuneração do investimento cobertos pelo mecanismo de transferência de recursos, ou seja, aquelas empresas que operavam de maneira eficiente e tinham uma remuneração acima da estipulada pela lei eram obrigadas a transferir esse “excesso” de remuneração para aquelas que não conseguiam operar com a tarifa vigente. Esse mecanismo de equalização tarifária e garantia de remuneração prevaleceu até 1993, quando a Lei 8.631 os extinguiu. A partir de então as tarifas passaram a ser atualizadas pela “fórmula paramétrica”. Em 1995 as privatizações tiveram início, assim como a metodologia de reajustes tarifários pelo repasse das variações da Parcela A e atualização monetária da Parcela B.

Em 2003/2004 as concessionárias passaram pelo Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária. Por meio da metodologia da Empresa de Referência, a ANEEL calculou qual seria o montante necessário para cobrir os custos operacionais, reconheceu um valor para a remuneração do capital reconhecido na Base de Remuneração Regulatória (BRR) e um valor para a depreciação e assim definiu qual era o valor da Parcela B (VPB) que iria compor a tarifa. Entretanto, para aquelas empresas cujos custos operacionais eram maiores, e que antes da desqualização tarifária, necessitavam receber recursos complementares de outras via RGG/RENCOR, as tarifas vigentes antes da Revisão Tarifária de 2003/2004 deixavam um valor para a cobertura da Parcela B insuficiente para cobrir os custos operacionais e a depreciação e obter uma remuneração de acordo com os parâmetros utilizados pela ANEEL na Revisão Tarifária.

Para essas empresas, a Revisão da ANEEL implicou a necessidade de um aumento bastante acentuado na “Parcela B” – e, em consequência, nas suas tarifas, visto que não havia mais o mecanismo de transferência de recursos das concessionárias com menores custos. E para estas as variações

da Parcela B foram muito menores ou até mesmo negativas, e a Parcela B pode ser reduzida na Revisão. Assim, abriu-se um leque de tarifas ou “assimetria Tarifaria”.

A aplicação da nova metodologia explicitou as diferentes condições de operação e custo das concessionárias do país e o resultado foi a assimetria tarifaria.

Para ver se a tendência de aumentos persistiu no segundo ciclo, foram comparados dos valores da Parcela B nos dois ciclos.

Tabela 12: Valores da Parcela B no Primeiro e Segundo Ciclo de RTPs das concessionárias com mais de 1 milhão de consumidores

Concessionária	1ºCiclo (R\$ mil)	2º Ciclo (R\$ mil)	% incremento
COPEL (PR)	1.378.035	1.296.178	-6
ELETROPAULO (SP)	2.289.789	2.071.363	-10
BANDEIRANTE (SP)	710.308	568.541	-20
COELCE (CE)	600.411	653.507	9
AMPLA (RJ)	802.203	1.066.807	33
CEMAR (MA)	436.224	543.798	25

Tabela 13: Valores da Parcela B no Primeiro e Segundo Ciclo de RTPs das concessionárias com menos de 1 milhão de consumidores.

Concessionária	1º Ciclo (R\$ mil)	2º Ciclo (R\$ mil)	% incremento
CEB (DF)	330.684	296.608	-10
CAIUÁ (SP)	71.329	63.807	-11
NACIONAL (SP)	34.902	33.497	-4
SULGIPE (SE)	27.697	29.873	8
CELTINS (TO)	182.064	188.085	3
ENERGISA MG	148.064	126.578	-15

As tabelas 12 e 13 mostram que no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária os valores definidos da Parcela B foram, em 7 das 12 distribuidoras, menores que no Ciclo anterior. Entretanto a assimetria tarifária se acentuou nesse período, o que sugere que o Segundo Ciclo de RTP não corrigiu a distorção provocada ao longo do primeiro ciclo pela aplicação da metodologia da ANEEL, mantendo a participação relativa maior da parcela

B nas tarifas daquelas distribuidoras que apresentam uma densidade de consumo menor: com aumento da Parcela B em 5 das 6 distribuidoras que já tinham tarifas maiores. E com isso as relatividades se mantiveram inalteradas e assim a assimetria tarifária se acentuou.

Conclusão

A grande deficiência do novo marco regulatório, qual seja a disparidade entre as tarifas das diversas regiões do país por ele provocada, traz a dúvida se seria o regime *price cap* efetivamente melhor que o seu antecessor, o regime pelo custo de serviço.

A literatura sobre o assunto mostrou que o regime de remuneração pelo custo do serviço não se constituiu como um instrumento eficaz capaz de aliar combate às assimetrias e eficiência, uma vez que a garantia de remuneração não incentivava as concessionárias buscarem um modo mais eficiente de operar. Além disso, o uso das tarifas de energia como mecanismo de combate à inflação contribuiu para a exaustão desse modelo, possivelmente acelerando a necessidade da sua substituição.

Em contra-partida, o regime *price cap* constitui-se como condição fundamental para que as concessionárias sejam eficientes e forneçam energia a preços competitivos. A assimetria tarifária não é resultado de atuação ineficiente por parte das concessionárias, mas sim de características peculiares das regiões de concessão, tais como baixo povoamento e baixo consumo, que implicam em diferentes condições de custos e de operação. Assim, não se trata de substituir o marco regulatório, mas sim criar mecanismos que reduzam as falhas que lhe são inerentes.

É questão central hoje para o segmento de distribuição de energia elétrica no país a assimetria tarifária, revelando a necessidade de mais estudos e avaliações acerca de mecanismos regulatórios alternativos mais eficientes que permitiriam manter o atual modelo de revisões tarifárias que induz as concessionárias a buscar eficiência, mas que também permita mitigar a

assimetria tarifária onde ela se faz presente. Entretanto, a solução do problema não pode comprometer o atual marco regulatório, pois este é fator de estabilidade institucional do setor.

Nelson Hubner, diretor geral da ANEEL, propõe a criação de um fundo de equalização tarifária para reduzir a distância que separa as tarifas de energia elétrica praticadas pelas distribuidoras das regiões mais ricas e mais pobres do país. Os pesquisadores da UFRJ têm sugestão parecida, entretanto direcionaram a proposta para a aproximação das tarifas para os consumidores de baixa renda, e não por regiões. É importante salientar que qualquer que seja o mecanismo adotado para a correção da assimetria não pode ocorrer aumento real dos encargos que incidem sobre a estrutura tarifária brasileira, que já são excessivos (CASTRO, et al. 2009).

Preocupar-se com esta questão significa, diretamente, pensar nos rumos do desenvolvimento econômico e social do Brasil, com crescimento e redução das desigualdades sociais.

Outra questão que se coloca é a respeito do papel exercido pela agência reguladora. Tem a ANEEL exercido de fato seu poder de direito? Sendo sua existência necessária, pois os interesses de consumidores, investidores e governo muitas vezes não são convergentes, é fundamental que esta entidade promova o equilíbrio, protegendo consumidores e agentes dos abusos de poder de mercado, garantindo rentabilidade aos investidores que atuem de forma eficiente e protegendo consumidores e investidores de oportunismos políticos.

O presente trabalho mostrou que a assimetria tarifária é fruto de uma metodologia pela ANEEL definida, ou seja, os interesses dos consumidores não estão sendo levados em conta pela entidade que deveria preservá-los, ou ao menos ponderá-los.

A solução para o problema da assimetria tarifária deve partir da ANEEL, pois esperar que as concessionárias proponham mecanismos que possivelmente reduzam suas tarifas é falta de bom senso prático. É hora da

ANEEL usar o seu poder discricionário em favor dos consumidores, o lado mais “fraco” desse tripé “consumidor-investidor-governo”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – Legislação, Resoluções, ‘Notas Técnicas’, ‘Notas Técnicas Complementares’ e ‘Anexos’ de Audiências Públicas das Revisões Tarifárias. Disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br>

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL – Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. ANEEL, Brasília- DF, 2005.

AMARAL FILHO, J. B. S – **“A Reforma do Setor Elétrico Brasileiro e a Questão da Modicidade Tarifária”**. Tese de doutorado, Instituto de Economia – Unicamp, Campinas - 2007.

ARAÚJO, J. L - **A questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise** – ANPEC artigos. 2001.

BAER, Werner. **The brazilian economy: growth and development**. 4th edition. Westport: Connecticut: Praeger, 1995.

BAER,W. e MCDONALD,C.: **Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica**. 1997. Disponível em: www.ipea.gov.br.

BURATINI, R. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo**. Tese de doutorado, Instituto de Economia – Unicamp, Campinas - 2004.

CASTRO, N. J. – **Mecanismos para mitigar a assimetria tarifária no consumo de Baixa Renda**. - Rio de Janeiro. 2009

DIEESE – Estudos e Pesquisas - Boletim nº 206- Julho de 1998. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/bol/esp/estjul98.xml>

FERREIRA, C. K. L. Privatização do setor elétrico do Brasil. In: **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000.

GOMES, A. A. de C. – **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**- Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. Março de 1998

GOMES, A.C. S; Abarca, C.D.G; Faria, A. S. T; Fernandes, H. H. O. **O Setor Elétrico – Setorial 14- BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais**. Dezembro de 2002

LIMA, J. L. **Crise financeira e reforma institucional do setor elétrico: uma abordagem federativa**. In: AFFONSO, Rui de Britto Alvarez; SILVA, Pedro Luiz Barros (Org.). *Empresas estatais e federação*. São Paulo: FUNDAP, 1996. (Federalismo no Brasil)

MACIEL, Cláudio S. - **Globalização, crise do padrão de financiamento da economia e reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro**, Tese de doutorado, Instituto de Economia - Unicamp, Campinas, 1995.

OLIVEIRA, A. (coord.). **Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro**. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/IPEA/Fundap, maio 1997.

PANORAMA do Setor de Energia Elétrica no Brasil.— Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.

PECI, A – **Novo Marco Regulatório para o Brasil da Pós- Privatização: o papel das Agências Reguladoras em questão**. Revista de Administração Pública, 1999 . Disponível em: www.anpad.org.br

PEANO, C. de R. – **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL**. Dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia/USP, São Paulo, 2005.

POLÍTICAS de Governo e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984).— Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.

PRADO, S. **O investimento no setor elétrico e a questão federativa**. In: AFFONSO, Rui de Britto Alvarez; SILVA, SILVA, Pedro Luiz Barros (Org.). *Empresas estatais e federação*. São Paulo: FUNDAP, 1996. (Federalismo no Brasil)

TRAIN, K. **Optimal regulation – the economic theory of natural monopoly**, *The MIT Press*, Cambridge (Mass.) 3rd printing, 1994.

WILLIAMSON, O. *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: The Free Press, 1985.