

Modelos de custos na regulação da indústria de distribuição de energia elétrica

José Bonifácio de S. Amaral Filho (UNICAMP) - boni@eco.unicamp.br

Miguel Juan Bacic (UNICAMP) - bacic@eco.unicamp.br

Resumo:

Este trabalho apresenta a trajetória histórica dos diversos modelos de regulação na indústria de energia elétrica do Brasil e dos modelos de custo implicitamente. A hipótese principal é que os modelos de regulação, ao adotarem algum modelo de custo, produzem impactos no desempenho das empresas no setor regulado, seja ao usar as informações para definir tarifas, seja no estímulo (ou desestímulo) à eficiência interna das empresas. O artigo inicialmente apresenta os diversos modelos de custos relatados na bibliografia (custo histórico, custo estimado e custo-padrão), a evolução da regulação econômica da indústria de eletricidade, a situação do Brasil e as mudanças que foram introduzidas após a reforma dos anos 90, apresentando os modelos de custo adotados e o impacto no desempenho das empresas do setor. São analisados os resultados da margem operacional (EBIT) de uma amostra de empresas de distribuição de energia elétrica ao longo dos anos 1997 a 2005. Os resultados tendem a mostrar que o modelo de regulação (e o modelo de custo adotado) afeta o desempenho das empresas.

Palavras-chave: *empresas distribuidoras de energia elétrica, modelos de custo, regulação*

Área temática: *Gestão de Custos no Setor Governamental*

Modelos de custos na regulação da indústria de distribuição de energia elétrica

Resumo

Este trabalho apresenta a trajetória histórica dos diversos modelos de regulação na indústria de energia elétrica do Brasil e dos modelos de custo implicitamente. A hipótese principal é que os modelos de regulação, ao adotarem algum modelo de custo, produzem impactos no desempenho das empresas no setor regulado, seja ao usar as informações para definir tarifas, seja no estímulo (ou desestímulo) à eficiência interna das empresas. O artigo inicialmente apresenta os diversos modelos de custos relatados na bibliografia (custo histórico, custo estimado e custo-padrão), a evolução da regulação econômica da indústria de eletricidade, a situação do Brasil e as mudanças que foram introduzidas após a reforma dos anos 90, apresentando os modelos de custo adotados e o impacto no desempenho das empresas do setor. São analisados os resultados da margem operacional (EBIT) de uma amostra de empresas de distribuição de energia elétrica ao longo dos anos 1997 a 2005. Os resultados tendem a mostrar que o modelo de regulação (e o modelo de custo adotado) afeta o desempenho das empresas.

Palavras-chave: empresas distribuidoras de energia elétrica, modelos de custo, regulação.

Área Temática: 11. Gestão de Custos no Setor Governamental.

1. Introdução

As indústrias de rede, tal como é a distribuição de energia elétrica, tendem a convergir para uma situação de monopólio, razão pela qual é necessária a regulação por parte do Estado. Podem ser adotados distintos modelos, fato que pode ser observado na história da regulação do setor no Brasil. Os modelos de regulação podem prever a adoção de determinados modelos de custos, levando a impactos no desempenho das empresas do setor.

A história da regulação no Brasil inicia-se nos primeiros anos do século XX, e desde então foram impostos diversos modelos que obedeciam à visão política hegemônica no momento. Nos últimos, a indústria de distribuição de energia elétrica passou por importantes transformações no mundo, na esteira de chamada “reforma do setor elétrico”, que se disseminou em escala mundial e produziu impactos no Brasil. O método de regulação econômica adotado no controle de custos e tarifas também teve importantes alterações, visando à busca de maior eficiência e o repasse (ao menos parcial) desses ganhos aos consumidores.

Cada modelo regulatório adotado traz, de forma implícita, a adoção de algum modelo de custos, o que pode produzir impactos no desempenho das empresas do setor, seja na forma do cálculo da tarifa adotado pelo modelo, seja no estímulo à maior eficiência.

Neste artigo apresentamos inicialmente os diversos modelos de custos relatados na bibliografia (custo histórico, custo estimado e custo-padrão), a evolução da regulação econômica da indústria de eletricidade, a situação do Brasil e as mudanças que foram introduzidas após a reforma dos anos 90, apresentando os modelos de custo adotados e o impacto no desempenho das empresas do setor.

O método seguido para a elaboração do artigo consistiu em pesquisa e análise da bibliografia sobre custos, sobre regulação de setores monopólicos e sobre a história da

regulação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil e no mundo. Foram levantadas informações sobre os balanços das empresas de distribuição de energia elétrica com o objetivo de verificar o comportamento de indicadores econômicos.

A hipótese principal deste trabalho é que os modelos regulatórios, ao adotarem algum modelo de custo, produzem impactos no desempenho das empresas no setor regulado, seja ao usar as informações para definir tarifas, seja no estímulo (ou desestímulo) à eficiência interna das empresas.

2. Modelos de custo

Dois importantes objetivos dos sistemas de custos são a determinação do custo dos produtos ou serviços produzidos ao longo de determinado período e a geração de informações que possam ser úteis para a decisão e o controle. A determinação dos custos unitários segue dois grandes modelos: o modelo de custos parciais e o modelo de custo pleno ou total.

O modelo de custos parciais aloca aos produtos ou serviços unicamente seus custos diretos (custeio direto) ou seus custos variáveis (custeio variável), segundo seja o método utilizado.

O modelo de custos totais tem como objetivo principal determinar o custo dos produtos fabricados e vendidos. Por essa razão, tal como afirmam Mallo et al. (2000, p. 359), está subordinado aos procedimentos contábeis relacionados com a valoração de estoques e com a determinação de resultados do período. Esse modelo aloca todos os custos de produção correspondentes (fixos e variáveis) a cada unidade de produto e os demais custos são considerados custos de período e não são alocados às unidades produzidas.

Conforme Mallo et al. (2000), os modelos de custos podem ser elaborados a custos históricos ou reais, a custos estimados ou por meio da utilização de padrões (custo-padrão).

O custo histórico ou real opera pela acumulação dos custos nas contas que coletam o custo de produto (matéria-prima, mão-de-obra direta e custos indiretos) e nas contas que coletam o custo do período (despesas administrativas, comerciais, financeiras, tributárias e outras). A utilização de custos históricos pressupõe a apropriação dos custos indiretos no final de cada período, quando são conhecidos os valores totais do mês e o volume de produção (MARTINS, 2003, p. 104).

As limitações inerentes à utilização do custo histórico para acompanhar o custo de cada produto ao longo do período e o fato de que nem todos os elementos de custo se verificam de forma homogênea ao longo do período levaram à necessidade de desenvolver técnicas que permitissem atenuar as flutuações dos valores registrados e possibilitar a apropriação dos custos indiretos para cada produto à medida que a produção é realizada. O modelo de custos estimados aplica os custos indiretos por meio de taxas diversas a partir de um determinado orçamento de custos indiretos e um dado volume esperado de produção. As estimativas de custo podem ir além dos custos indiretos, abrangendo também os custos diretos, permitindo assim a implantação de um processo de controle, que seria baseado na estimativa de custos estimados (diretos e indiretos) para cada produto, a apuração do custo realmente incorrido, a comparação entre ambos e a localização das divergências e a atuação sobre os desvios (idem, p. 211).

As estimativas de custos são efetuadas a partir de projeções dos valores correntes, e nesse aspecto distinguem-se do custo-padrão, no qual são efetuadas a partir de estudos de engenharia.

O sistema de custo-padrão pressupõe o estudo prévio e detalhado de toda a operação técnico-econômica da empresa, estabelecendo para cada produto as quantidades necessárias de matéria-prima e mão-de-obra e determinando taxas de custos indiretos de fabricação (MALLO et al., 2000, p. 266). Essas taxas são necessariamente departamentalizadas, dado

que uma taxa média única pode levar a erros sistemáticos de aplicação de custos indiretos. Devem também ser cuidadosamente escolhidas para não induzir a erros (NEUNER, 1970, p. 238).

Martins (2003) distingue custo-padrão ideal e custo-padrão corrente. O custo-padrão pode ser estabelecido segundo o entendimento de custo ideal de produção (custo-padrão ideal) ou segundo o padrão corrente. O custo-padrão ideal estima valores teóricos a partir de estudos “científicos”, supondo eficiência plena na utilização dos recursos, sendo as perdas aceitáveis somente as mínimas não passíveis de eliminação a partir do uso das melhores técnicas de engenharia. O custo-padrão corrente, por um lado, incorpora deficiências existentes que os dirigentes julgam de difícil eliminação no próximo período, e por outro lado não incorpora as deficiências que podem ser superadas no próximo período. O custo-padrão corrente é mais útil na gestão, dado que é mais aderente às condições operacionais reais da empresa e possibilita esforços realistas em direção à melhoria.

Os padrões podem ser comparados com o custo real do período, possibilitando assim o controle gerencial, dado que ao informar divergências de valores permite a realização de ações corretivas, visando aproximar o custo real ao padrão. O custo-padrão serve como instrumento psicológico de motivação, ao informar valores que devem ser atingidos (ou justificados caso não se atinjam) e induz à elaboração de planos de melhoria no caso de verificada dificuldade permanente de atingir os padrões.

Segundo Hansen e Mowen (2003, p. 280), os sistemas de custo-padrão são importantes para o planejamento, o controle e a mensuração do desempenho.. O custo-padrão permite a elaboração do orçamento de produção, dado que fornece as informações necessárias para a elaboração dessa peça orçamentária. O sistema de controle orçamentário compara custos orçados com os reais e permite a análise das variações, indicando a necessidade de ações corretivas e a elaboração de projetos de melhoria.

3. A regulação econômica da indústria de eletricidade

A regulação pelo Estado dos serviços de utilidade pública e, dentre esses, da indústria de eletricidade (“setor de energia elétrica”) decorreu de sua característica de monopólio e da essencialidade desse produto, que conferem interesse coletivo a essa regulação. Nos Estados Unidos, a Suprema Corte reconheceu em 1877 de modo pioneiro o direito de o Estado regular toda a atividade associada ao interesse público (*affected with public interest*), quando não existe opção de escolha pelo usuário num julgado que se tornou famoso na história da regulação. É o caso “Irmãos Munn vs. Estado de Illinois”. A ação movida pelos proprietários de elevadores e armazéns de grãos junto à ferrovia contestava o direito de o Estado de Illinois fixar limites aos preços cobrados.(GARFIELD; LOVEJOY, 1964).

Nos serviços de utilidade pública, mais especificamente nas “indústrias de rede” (energia elétrica, fornecimento de água e coleta de esgotos, transporte ferroviário), observa-se uma situação de “monopólio natural”, em que a existência de um único fornecedor traz vantagens de maior eficiência econômica ao permitir menor custo na prestação do serviço, por evitar a duplicação de ativos – redes de eletricidade, encanamentos, vias férreas – para atender a um determinado mercado. No caso do setor elétrico, o elevado investimento de capital em ativos, como as redes de transmissão em alta tensão, linhas de distribuição etc., reflete-se em significativo valor imobilizado para atender ao mercado. Se esse mercado fosse atendido por dois ou mais competidores, investindo em ativos de modo independente para atender ao mesmo mercado, o capital imobilizado teria de ser duplicado (ou multiplicado), aumentando o custo de prestação do serviço para a recuperação do capital e a sua remuneração.

A reforma do setor elétrico iniciada nos anos 80, que teve como objetivo introduzir a competição na indústria de eletricidade, teve de reconhecer a situação de “monopólio natural” das redes de transmissão e distribuição, únicas para um mesmo mercado, que permaneceram sob regulação estatal: a cadeia produtiva da indústria, em geral integrada verticalmente, foi segmentada nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, mas apenas na primeira e na última mostrou-se possível introduzir a competição (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996; HUNT, 2002).

Stoft (2002) nota que Stuart Mill observara já em 1848, nos “Princípios de Economia Política”, que os serviços de água e de gás para iluminação e aquecimento, em Londres, teriam menor custo se prestados sem duplicidade das instalações. Na virada do século XIX para o século XX era comum a duplicação de instalações para atender a um mesmo mercado em cidades dos Estados Unidos e da Europa, devido à existência de mais de um supridor do serviço, e em Chicago, entre 1887 e 1896, nos primórdios dos serviços de eletricidade, chegaram a existir 24 companhias. Mas a competição mostrava-se instável e o monopólio era, praticamente, inevitável. Em 1898, um dos mais importantes empresários da indústria de eletricidade nos Estados Unidos, Samuel Insull, em seu discurso de posse como presidente da National Electric Light Association, apresentou a idéia de a prestação do serviço ser feita por uma única empresa (monopólio), sob controle e fiscalização do Estado. As tarifas fixadas sob a supervisão do Estado deveriam assegurar a cobertura dos custos mais um lucro adequado (“*cost plus profit*”, na expressão original).

O desenvolvimento da proposta de fixar tarifas com base nos custos incorridos da atividade mais um lucro regulado deu origem à metodologia de “regulação pelo custo do serviço” (*cost of service regulation*), conhecida também como “regulação pela taxa de retorno” (*rate of return regulation*), que, a partir de então, se tornou a mais tradicional e disseminada forma de regulação econômica de serviços de utilidade pública: com base nos custos reconhecidos como necessários à prestação do serviço, o regulador deve fixar tarifas que proporcionem uma receita de vendas suficiente para cobertura dos custos e a obtenção de um lucro calculado pela aplicação sobre o capital investido de uma taxa de retorno arbitrada pelo regulador. As empresas prestavam serviço com caráter de exclusividade (monopólio) em áreas geográficas delimitadas (“áreas de concessão”).

Ante a exploração da atividade sob regime de monopólio, a regulação estatal, em diferentes países, busca proteger o público das práticas monopolistas, melhorar o desempenho das empresas nos setores sob regulação, assegurar o atendimento de todos os consumidores sem discriminação e fiscalizar o cumprimento de padrões de qualidade:

In many contexts where natural monopolies have emerged, for reasons of economic efficiency it is desirable to have a monopolistic market structure. Nevertheless, these economic giants must be tamed, so that they will not charge excessive prices. We do not wish to incur all of the efficiency and equity problems that arise as a result of a monopoly. Prominent examples include public utilities. It does not make sense to have a large number of small firms providing households with electricity, providing public transportation systems, or laying phone lines and cable TV lines. However, we also do not wish to give single firms free reign in these markets because the interest of a monopoly will not best advance the interests of society as a whole. (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR., 1995)

Nos Estados Unidos, as duas primeiras comissões estaduais de regulação de serviços públicos (*public utilities commissions*) surgiram em 1907, nos estados de New York e Wisconsin, com jurisdição estadual, devido ao caráter federativo da sociedade americana. A

disseminação da “regulação pelo custo do serviço” ocorreu nos Estados Unidos junto com a proliferação das comissões estaduais de regulação. Os demais estados americanos criaram nos anos seguintes suas Public Utilities Commissions, que passam a se encarregar da regulação em nível estadual. Para as questões interestaduais foi criada, em 1920, a Federal Power Commission, recentemente sucedida pela Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Hunt (2002) observou que a implementação da reforma do setor elétrico nos Estados Unidos esbarrou nos obstáculos do federalismo: os estados americanos opõem-se à regulação federal, em assuntos de alçada estadual e o Department of Energy (Ministério de Energia), diante do princípio federativo, não consegue impor regras vistas como necessárias em nível nacional para solução de certos problemas

4. A regulação econômica na indústria de eletricidade do Brasil e os modelos de custo adotados

4.1. Antecedentes

No Brasil, a indústria de eletricidade surgiu no último quartel do século XIX e as autorizações para prestação do serviço de eletricidade (principalmente iluminação) eram dadas em caráter monopolista, em âmbito municipal, por contratos firmados entre as prefeituras e os prestadores de serviço, que estipulavam os valores das tarifas a serem cobradas, geralmente a partir das propostas dos próprios prestadores. Na virada do século XIX e início do XX os mercados mais importantes do país – de São Paulo, Rio de Janeiro e Vale do Paraíba – passaram a ser explorados pela “Light” (o grupo canadense The Brazilian Traction, Light and Power).

A primeira tentativa de regulação da indústria de energia elétrica na esfera federal ocorreu em 1907, mas o projeto encaminhado à Câmara dos Deputados, de autoria do jurista Alfredo Valladão, perambulou por diversas comissões por quase três décadas, sem obter aprovação (VALLADÃO, 1980). Após a revolução de 1930, e a ascensão de Getúlio Vargas, em 1934, o empenho do então ministro da Agricultura Juarez Távora levou à aprovação do decreto que estipulava as condições para prestação do serviço público de energia elétrica, que passou a ser conhecido como “Código de Águas” (por tratar basicamente das forças hidráulicas para a produção de eletricidade). Um ano antes, em 1933, fora vedada a “cláusula-ouro” até então utilizada nos contratos, que estabelecia equivalência entre tarifas e o ouro (protegendo os investidores das elevações de custos e desvalorização da moeda nacional).

O Código de Águas estabeleceu o método de “regulação pelo custo do serviço”, mas só veio a ser regulamentado em 1957, já no período presidencial de Juscelino Kubitschek (1956-1961), quando finalmente regras e procedimentos claros para prestação do serviço e para o cálculo e a fixação das tarifas aos consumidores foram estipulados: o capital investido, descontada a depreciação acumulada (que corresponde ao capital já recuperado), deveria ser remunerado à taxa anual de 10% e a essa remuneração eram acrescentados os valores correspondentes aos custos operacionais e de depreciação. O “Custo do Serviço”, como era chamado, agregava custos propriamente ditos (inclusive depreciação) e a remuneração do capital líquido aplicado, e as tarifas deveriam ser fixadas de modo que a receita obtida permitisse a cobertura integral do Custo do Serviço.

As tarifas eram fixadas para cada classe de consumo (residencial, industrial etc.) e tensão (voltagem) de atendimento, ante a diferença dos níveis de investimentos requeridos e correspondentes custos incorridos no atendimento dos diferentes tipos de consumidores (por exemplo, consumidores industriais atendidos em alta tensão requerem um volume de investimentos menor que os consumidores residenciais atendidos em baixa tensão, para os quais se exige mais investimentos na rede elétrica urbana, em transformadores para rebaixar a tensão etc.).

Cada concessionária encaminhava ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o então órgão regulador federal, suas planilhas de cálculo, nas quais fazia constar o capital investido e os custos operacionais de atendimento de cada classe de consumo e tensão, e a correspondente quantidade prevista de energia a ser vendida, associada a esses custos e às propostas de tarifas. Após analisadas e aprovadas pelo órgão regulador eram fixadas as tarifas a serem praticadas no período seguinte.

O modelo de custos adotado era o de custos estimados, base para a previsão orçamentária anual. É evidente que por se basear em uma *previsão* anual dos custos e do capital investido (base de cálculo da remuneração), o resultado real obtido *ex-post* com as tarifas estipuladas podia resultar numa receita de vendas superior (ou inferior) ao Custo do Serviço real (custos operacionais mais remuneração do capital). Em consequência, ou se obtinha um excesso ou uma insuficiência de remuneração, e a taxa de retorno sobre o capital ficava ou acima ou abaixo dos 10% a.a. legalmente assegurados. Esses excessos ou insuficiências de remuneração eram registrados numa conta especial, denominada Conta de Resultados a Compensar (“CRC”). O excesso de remuneração era tratado como se fosse uma “retirada de capital” e descontado do capital líquido a remunerar no novo período tarifário; a insuficiência de remuneração era tratada como uma “injeção” de novo capital, e acrescida ao capital a remunerar do novo período tarifário.

O órgão regulador podia questionar as estimativas de custos ou o capital investido, “glosando” valores que considerasse excessivos ou indevidos, além de fixar parâmetros para limitar o crescimento dos custos (limitar o crescimento das despesas com pessoal e outras a uma proporção da taxa de crescimento do mercado físico de venda de energia).

4.2. A equalização tarifária nacional e a diferenciação de custos

Essa sistemática de fixação de tarifas de cada classe de consumo, com base em cálculo de custos e do retorno do capital por concessionária prestadora do serviço, perdurou até 1974. A partir desse ano, a decisão governamental de cobrar tarifas iguais para a mesma classe de consumo, em todo o território nacional, para reduzir as desigualdades de desenvolvimento regionais, implicou alteração na sistemática de fixação de tarifas. Continuou sendo adotado o modelo de custos estimados, mas agora, em vez de ser considerada a especificidade de cada empresa, era determinado um custo médio unitário único. Como analogia, pensando o caso de uma única empresa, seria como se fosse abandonado o cálculo de taxas departamentais de custos indiretos por uma sistemática de taxa média única. Isso levaria a graves erros de sobre ou subaplicação de custos indiretos tal como alertado por Neuner (1970). No caso, a situação imposta pela regulação era bem pior, dado que o custo médio único abrangia, além dos indiretos, também os diretos. A distorção provocada pela progressiva equalização tarifária nacional, ante a diferença de custos entre as concessionárias, implicava necessariamente que as tarifas fixadas em nível nacional proporcionavam, para algumas concessionárias, excesso de remuneração, enquanto para outras eram insuficientes para atingir a remuneração mínima legalmente assegurada, de 10% a.a. sobre o capital investido.

Para transferir a remuneração em excesso de algumas concessionárias para outras com insuficiência foi criado, em 1974, um mecanismo chamado Reserva Global de Garantia, ou “RGG” (decreto n. 1.383/74), e uma conta de movimentação financeira administrada pela Eletrobrás. O órgão regulador fixava, para cada classe de consumo, tarifas únicas equalizadas em nível nacional, com base no “Custo do Serviço” consolidado das concessionárias (custo médio nacional) e fixava então valores de RGG a serem recolhidos pelas concessionárias com excesso de remuneração, para serem transferidos às concessionárias com insuficiência de remuneração. Como as tarifas equalizadas nacionais eram fixadas centralizadamente pelo órgão regulador (DNAEE), o conhecimento em cada concessionária dos custos de cada classe de consumo e nível de tensão tornou-se pouco relevante. O mais importante era utilizar as

tarifas fixadas pelo DNAEE para calcular a receita total de vendas e comparar com o Custo do Serviço total, verificando se estava com excesso ou insuficiência de remuneração e quanto iria pagar à conta RGG ou receber da conta RGG, e qual sua taxa de retorno global. Essa mudança de sistemática representou um desestímulo à apuração de custos por classe de consumo (que perdeu sua funcionalidade, pois a tarifa de cada classe era dada pelo regulador) e afetou também a busca de eficiência, na medida em que ganhos decorrentes de eficiência na redução de custos seriam transferidos “via” RGG a concessionárias de maior custo.

Concomitante a essas mudanças, a partir de 1974 o desaquecimento econômico e a aceleração da inflação levaram à progressiva contenção dos reajustes tarifários anuais, por parte dos ministérios da área econômica, como mecanismo de combate à inflação. Assim, as tarifas fixadas passaram a ser insuficientes para a cobertura dos custos e a remuneração dos investimentos à taxa mínima legal de 10% a.a. Essa insuficiência dos reajustes foi ainda agravada pela aceleração dos investimentos em geração de energia elétrica decorrentes do II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), que levou à forte ampliação do capital investido (e correspondente endividamento) sem a devida remuneração. A insuficiência tarifária para cobertura dos custos e remuneração dos investimentos revelou-se na progressiva queda da taxa de remuneração, abaixo do mínimo legal de 10% a.a.

Em 1981, com o agravamento da situação financeira de algumas empresas, uma nova sistemática de cálculo para fixação de quotas de RGG é implantada, e o critério para o recolhimento de RGG passa a ser a diferença entre a taxa de retorno da concessionária com as tarifas fixadas e a taxa média de remuneração do conjunto de concessionárias do setor elétrico (ou seja, não mais o excesso de remuneração de cada concessionária sobre a taxa mínima de remuneração legalmente assegurada). Essa medida buscava transferir recursos das empresas estaduais, em melhor situação, para as grandes geradoras federais que haviam ampliado seus investimentos e a base de remuneração, num contexto de inflação crescente e contenção dos reajustes tarifários (AMARAL FILHO, 1991). A insuficiência de remuneração registrada na CRC tornava-se crônica, devido à insuficiência das tarifas fixadas ante os custos e a remuneração devidos. Ao longo dos anos 80, exceção feita a uma tentativa de recuperação tarifária em 1987, a insuficiência tarifária persistiu e agravou-se até o início dos 90, quando a aguda crise financeira levou as concessionárias a interromper pagamentos de compra de energia, e da dívida externa com aval da União, provocando uma paralisação dos fluxos financeiros setoriais.

A crise financeira setorial de 1993 provocou nova mudança na sistemática de fixação de tarifas: a lei n. 8.631/93 permitiu a utilização de saldos credores existentes da CRC para quitação de débitos das concessionárias, ficando o Tesouro Nacional como responsável em última instância pela liquidez daqueles créditos, mas extinguiu desde então a remuneração assegurada de 10% sobre o capital investido e a CRC. As tarifas não seriam mais corrigidas com base nos custos incorridos (“custo do serviço”), mas por “fórmulas paramétricas” de custos com índices de correção e limites (abrindo assim caminho ao modelo de custo-padrão). Os reajustes tarifários passariam a ser estabelecidos para cada concessionária tendo como base o peso de cada item de custo em seu custo total, e um índice de correção fixado. Ou seja, iniciou-se uma progressiva “desequalização tarifária”, ante a diversidade de custos e a interrupção dos fluxos financeiros interempresas.

4.3. A reforma setorial e a nova regulação econômica

A reforma do setor elétrico iniciada em 1995 no Brasil levou à adoção de uma nova metodologia de regulação econômica no setor elétrico, com a introdução do regime de tarifas máximas (*price cap*, na expressão em inglês) e a adoção implícita do modelo de custo-padrão sob bases competitivas. Essa metodologia, utilizada inicialmente na Inglaterra na privatização das empresas de telecomunicações e depois no setor elétrico inglês, consiste em estabelecer

um nível inicial de tarifas que, por um determinado período – geralmente de 4 a 5 anos –, será corrigido não mais com base em custos reais incorridos (como na metodologia do “Custo do Serviço”), mas com base em um índice de preços geral, do qual se deduz ainda um percentual a título de ganho de eficiência exigido da empresa concessionária (LITTLECHILD, 1999). Após alguns anos é feita uma reavaliação de custos e remuneração das concessionárias, para fixar novo nível de tarifas que passará a ser corrigido por índices predeterminados.

No Brasil, a adoção do novo regime de regulação econômica foi estabelecida pela lei n. 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, novo regulador setorial, em substituição ao DNAEE). A nova sistemática de regulação econômica “*price cap*”, incorporada aos contratos de concessão, separou os custos das concessionárias em dois blocos (ANEEL, s/d):

1. Custos Não-Gerenciáveis, sobre os quais a empresa não tem qualquer capacidade de gestão (Contratos Iniciais de Compra de Energia, Encargos Setoriais fixados pelo governo, tributos como PIS/COFINS etc.), que são integralmente reconhecidos e transferidos no cálculo das tarifas; e
2. Custos Gerenciáveis (Pessoal e encargos; Materiais; Serviços de Terceiros; outros custos), que estão sob controle e gestão da empresa.

Além desses custos temos a remuneração do capital investido.

O *price cap* (teto de preços) limita o reajuste anual dos Custos Gerenciáveis que não se baseia mais nas variações de custo reais (como na antiga sistemática do “Custo do Serviço”), mas na variação de um índice de preço previamente escolhido e estabelecido em contrato; no caso brasileiro, o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM). Desse reajuste é descontado um percentual, o chamado “Fator X”, calculado pelo regulador como correspondente aos ganhos de eficiência e produtividade esperados para o período seguinte.

Se a empresa concessionária promover uma gestão de custos gerenciáveis eficiente, que reduza seus custos gerenciáveis abaixo do estimado pelo regulador ao fixar suas tarifas, poderá obter ganhos adicionais e aumentar seus lucros (TRAIN, 1994). Para colher resultados melhores na forma de aumento de sua remuneração, a evolução dos custos gerenciáveis deve ficar abaixo da variação do índice de preços estipulado, descontado o fator de eficiência (IGPM-X).

Após quatro ou cinco anos de reajuste anuais de tarifas pela sistemática *price cap*, o regulador faz a Revisão Tarifária Periódica, prevista em contrato, com a finalidade de avaliar a situação da empresa. Nessa revisão, tal como ocorre no reajuste anual, os Custos Não-Gerenciáveis serão reconhecidos e transferidos integralmente para a tarifa, mas os Custos Gerenciáveis serão agora recalculados com base em estimativas de preços de insumos, indicadores quantitativos e parâmetros fixados pelo regulador para cada item de custo. Ganhos de eficiência anteriores que tenham levado a um aumento da remuneração acima da taxa arbitrada são capturados.

Na regulação de monopólios naturais a utilização de um benchmark formado por indicadores de suas pares do mercado encontra dificuldades devido ao fato de muitas vezes a concessionária local atuar em um ambiente muito diferente do de suas pares, em função de fatores como geologia, clima, densidade populacional, renda, impostos e outros. O enfoque metodológico da Empresa de Referência propõe-se a ser uma solução para amenizar essa dificuldade (PEANO, 2005). Como todo enfoque metodológico está sujeito a críticas e observações (ver BAJAY, 2006; DANNI; MOITA, 2007).

A agência reguladora constrói uma “Empresa de Referência” para cada concessionária tendo em conta os Custos Não-Gerenciáveis, os Custos Gerenciáveis e a Remuneração dos ativos em serviço (valorados pelo “custo de reposição ao valor de mercado”) e, com base no

mercado físico de vendas previsto, verifica a receita necessária para seu equilíbrio econômico-financeiro, fixa as novas tarifas e estabelece o valor do “Fator X” a ser descontado nos reajustes anuais seguintes a partir das projeções de resultados.

Os Custos Gerenciáveis dessa Empresa de Referência virtual são resultantes de quantidades estabelecidas com parâmetros dados pelo regulador e os preços arbitrados para cada insumo. A “negociação” que ocorre entre a concessionária real e a agência reguladora possibilita ajustes, desde que justificados e comprovados.

O enfoque metodológico da Empresa de Referência foi utilizado de forma precursora no setor de eletricidade do Chile. A Empresa de Referência é definida como uma prestadora de serviço, no caso a distribuição de energia elétrica, que opera em condições de eficiência no ambiente (institucional, geográfico) no qual está inserida.

O dimensionamento e operação da Empresa de Referência é competência da ANEEL. Para determinar os custos dessa empresa primeiramente são identificados os processos, os recursos e as atividades necessárias para a prestação do serviço, tais como a operação e manutenção, o atendimento etc. Em seguida é determinado o valor “eficiente” de mercado dos insumos e recursos por meio do levantamento do custo da terceirização dos processos e das atividades, ou do levantamento do custo de cada componente necessário para desempenhá-lo. O meio escolhido depende da existência ou não de um mercado competitivo para a prestação de tal serviço. No caso dos custos de materiais, a pesquisa engloba o mercado local e o internacional, seja para efeito comparativo seja para usar como referencial. No caso dos custos de serviços a pesquisa é focada no mercado local. A escolha do levantamento de custos via terceirização não implica a exigência de que a concessionária terceirize tal serviço. Por fim, o regulador constrói a estrutura da empresa, formada pelos recursos e pessoal necessário para operar todos os processos e atividades que formam a empresa, de forma que esta seja eficaz e eficiente. Com isso o regulador define quais são os custos operacionais eficientes para a realidade de cada empresa, no ambiente no qual a empresa real está inserida.

Existe uma Empresa de Referência relativa a cada uma das concessionárias distribuidoras de energia elétrica existentes no Brasil. Cada uma dessas empresas foi construída levando em consideração as especificidades regionais do ambiente em que a concessionária a elas associada atua (demanda, geografia, ambiente, entre outras), e com base em dados obtidos de forma independente das concessionárias, ou seja, tal método não consiste em investigar as atividades e os processos realizados pela empresa real, já que tal meio seria complexo e custoso, além de sujeito a erros derivados da existência de assimetria de informação pró-concessionária.

A metodologia de construção da Empresa de Referência adota o modelo de custo-padrão ideal, no caso imposto pelo regulador. A empresa real “compete” com a Empresa de Referência, buscando conseguir que seus custos não superem os dela, o que a incapacitaria de ter rentabilidade razoável. Dessa forma, a Empresa de Referência visa incentivar e estimular a empresa real a atingir níveis de eficiência, fixando uma tarifa que seria compatível com um mercado competitivo dentro de um mercado monopólico natural.

A remuneração do capital, por sua vez, é calculada pela aplicação, aos ativos valorados pelo “Custo de Reposição a Valor de Mercado”, de uma taxa de remuneração correspondente ao Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), resultante da estrutura de capital adotada (capital próprio e capital de terceiros) e da taxa de rentabilidade admitida para cada um desses componentes (para remuneração do capital próprio é empregada a metodologia Capital Asset Pricing Method – CAPM –, que parte da taxa de remuneração das aplicações isentas de risco – *risk free* – e acrescenta diferenciais de remuneração correspondentes a cada risco adicional considerado). Assim, é mantida a atratividade dos investimentos no setor, ao longo do tempo.

Até o momento já foram realizados dois ciclos de revisões tarifárias: em 2003/2004 e 2007/2008, abarcando em cada ciclo a quase totalidade das concessionárias. Neste último ciclo foi possível observar uma forte redução das tarifas de diversas concessionárias devido ao ajuste de parâmetros da revisão anterior às novas condições do mercado (redução do risco-país e do risco cambial, por exemplo).

Ao longo dos ciclos de revisão tarifária cada concessionária discute com o regulador os parâmetros teóricos de sua Empresa de Referência objetivando que este “aceite” novos custos ou parâmetros dentro do modelo de sua empresa. Ou seja, cada concessionária negocia a alteração dos parâmetros de custo-padrão ideal pelos parâmetros do custo-padrão corrente visando ajustar o modelo operado pelo regulador. Porém, nada garante que o regulador aceite os argumentos das empresas.

4.4 Desempenho das distribuidoras de energia elétrica no novo ambiente regulatório

O modelo regulatório com base na equalização tarifária que vigorou entre 1974 e 1993 usava implicitamente o modelo de custos médios estimados e com taxa média única para todas as empresas do setor. Esse modelo, além de provocar fortes distorções nos resultados das empresas, levou à grave crise setorial de 1993. O atual modelo de regulação tende a corrigir as distorções impostas pelo modelo anterior. Ao mesmo tempo em que introduz os impactos benéficos da pressão competitiva sobre as empresas por meio dos custos-padrões ideais da Empresa de Referência, tende a aceitar a correção dos parâmetros que se mostram irrealistas a partir dos processos de negociação que são entabulados ao longo dos ciclos de revisão tarifária, quando o regulador pode aceitar os argumentos de cada empresa e introduz então no seu modelo elementos de custo-padrão corrente. Esse processo tende a diminuir a variabilidade da margem operacional de uma amostra das empresas do setor, tal como pode ser visto na figura a seguir, que mostra os resultados antes e depois do primeiro ciclo de revisão tarifária (ao longo dos anos 2003/2004).

A amostra é composta pela totalidade das empresas de distribuição de energia elétrica que figuram na base de dados da Economática, com exceção da Caiuá, que foi excluída pelo fato de que apresenta um comportamento atípico e de elevadíssima variabilidade. Como indicador foi escolhido a margem operacional-EBIT (Lucro Operacional/Receita Líquida Operacional), dado que mostra com maior clareza o impacto da alteração dos procedimentos regulatórios. Outros indicadores, por carregar elementos do passado, não são capazes de mostrar com a mesma rapidez essa alteração (isto é, o caso de indicadores com base no Ativo ou o Patrimônio Líquido que carregam elementos específicos do passado de cada empresa e tendem a ser, portanto, mais lentos para mostrar a evolução do processo de ajuste).

A análise da margem operacional no período de 1997 a 2005 (os dados figuram no Anexo A) evidencia significativa variabilidade no desempenho das empresas antes do primeiro ciclo de revisão tarifária, herança ainda do modelo anterior. Depois os resultados indicam uma trajetória de diminuição da variabilidade após o ciclo iniciado em 2003 (ver Figura 1). Após 2003 há redução do número de empresas que apresentam prejuízo. Não é de se esperar uma igualação nas margens de lucro, dado que cada empresa pode adotar modelos de gestão específicos, que podem produzir resultados diferentes.

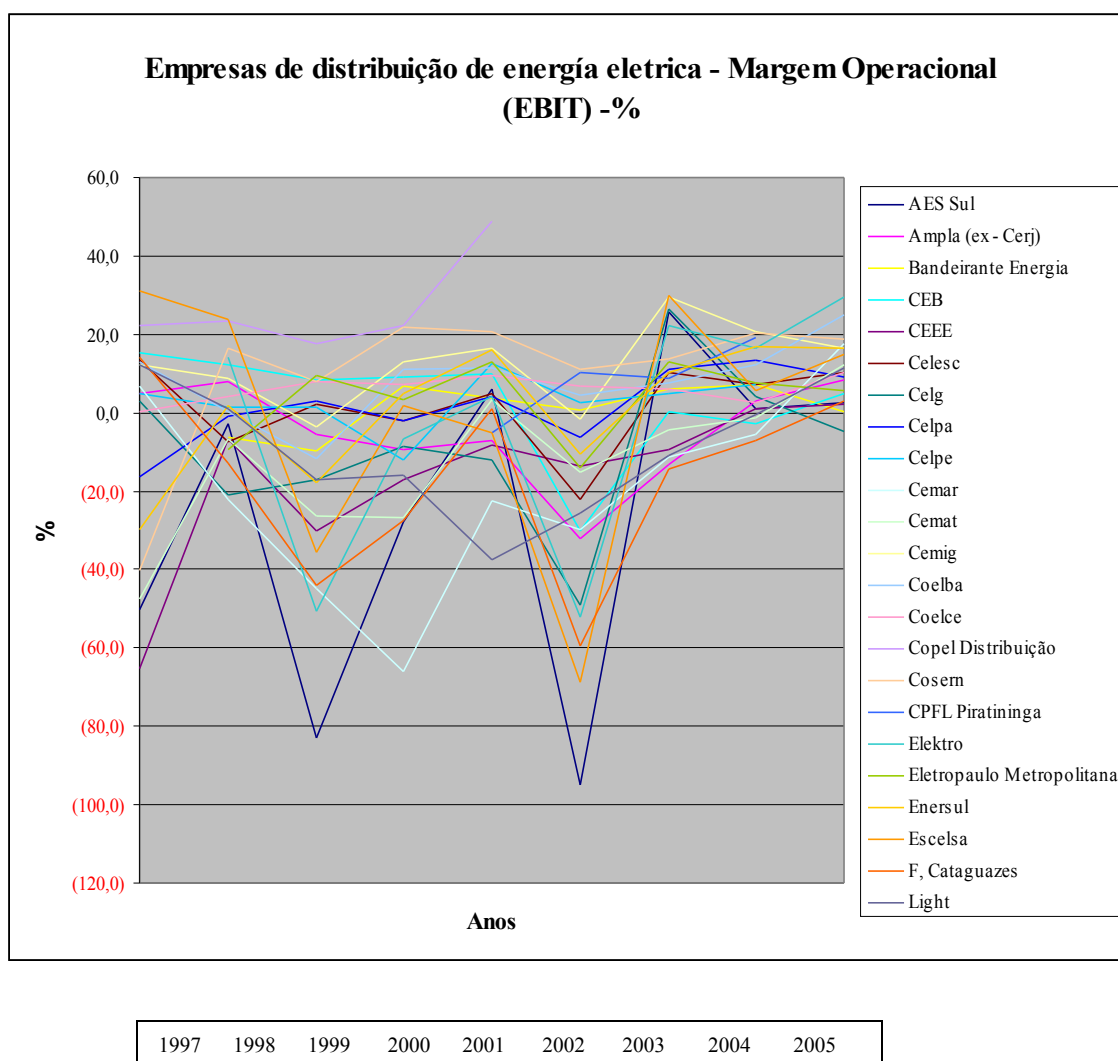


Figura 1 – Distribuidoras de energia elétrica – Margem Operacional -EBIT % (Lucro Operacional/Receita Líquida Operacional) – 1997-2005

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de Economática.

A Tabela 1 mostra que a partir de 2003 a margem operacional média tem-se mantido em valores positivos e que se observa diminuição dos desvios padrão e médio entre as margens operacionais das empresas da amostra.

Tabela 1 – Empresas de distribuição de energia elétrica – Margem Operacional – EBIT (em %). Valores médios, desvios padrão e médio da margem operacional das empresas da amostra (1997 a 2005)

Ano	Média	Desvio-padrão	Desvio-médio
1997	(5,0)	27,9	23,1
1998	0,9	12,5	9,6
1999	(15,4)	24,7	19,3
2000	(5,5)	19,9	14,8
2001	3,8	16,6	11,1
2002	(22,2)	28,1	22,0
2003	7,4	13,9	10,9
2004	6,8	8,4	6,8
2005	10,7	8,5	6,6

5. Conclusão

O setor de distribuição de energia elétrica, por suas características de monopólio natural, está sujeito à atuação regulatória do Estado. No Brasil, a partir de 1907 foram impostos diversos modelos de regulação. Esses modelos adotaram de forma implícita modelos de custo específicos. Assim, o decreto do Código de Águas de 1934 consagrou a utilização do método de “regulação pelo custo do serviços”, e adotou o modelo de custo estimado. A equalização tarifária nacional de 1974 continuou usando o modelo de custos estimados, calculando uma tarifa média única para todas as empresas (método da taxa média única). A crise do setor elétrico de 1993 abriu caminho para a reforma de 1995, quando adotou o regime de tarifas máximas ou “*price cap*” e se implantou implicitamente a metodologia do custo-padrão sob bases competitivas. Nessa sistemática o órgão regulador (ANEEL) cria uma Empresa de Referência ideal para cada distribuidora de energia elétrica. Essa Empresa de Referência é modelada com base no custo-padrão ideal e concorre com a respectiva empresa distribuidora. Os processos de revisão tarifária permitem a negociação entre partes quando os padrões são negociados, o que mostra que o modelo adotado é o de custo-padrão corrente ou um misto de custo-padrão ideal e corrente.

A análise da evolução da margem operacional (EBIT) das empresas de distribuição de energia elétrica ao longo dos anos 1997 a 2005 mostra significativa diminuição da variabilidade após o início do primeiro ciclo de revisão tarifária e diminuição das empresas que apresentam resultados negativos. Esses resultados podem ser entendidos como causados pelo modelo de regulação, que força o aumento da eficiência das empresas e a racionalidade na gestão e também pelo processo de revisão tarifária e a adoção de parâmetros de custo-padrão mais aderentes às condições de custos de cada empresa.. Os resultados do trabalho sugerem que a hipótese inicialmente formulada não pode ser rejeitada.

Referências

- AMARAL FILHO, J .B. S. **Centralização e transferência de recursos no setor elétrico brasileiro**: a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Reserva Global de Garantia (RGG). Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1991.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Legislação, Resoluções, ‘Notas Técnicas’, ‘Notas Técnicas Complementares’ e ‘Anexos’ de Audiências Públicas das Revisões Tarifárias*. S/d. Disponível em: <[http:// www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 23 jul. 2008.
- BAJAY, S. (Coord.) A metodologia da empresa de referência como ferramenta de gestão dos custos operacionais. In: NÚCLEO INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO-UNICAMP/CPFL. **Relatório P&D 209**. S/l.: 2006.
- DANNI, L.; Moita, R. O método da empresa de referência nas revisões tarifárias da Aneel e uma proposta de retorno à prática regulatória tradicional. **IBMEC Working Paper**, WPE, n. 46, 2007.
- GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. **Public utility economics**. New Jersey: Prentice Hall, 1964.
- HANSEN, D.; MOWEN, M. **Contabilidade de custos**. São Paulo: Thompson, 2003.
- HUNT, S. **Making competition work in electricity**. New York: Wiley & Sons, 2002.
- _____.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity**. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 1996.
- LITTLECHILD, S. C. **Privatisation, competition and regulation**. The 29th Wincott Lecture delivered on 14th October 1999. Forward by Sir Geoffrey Owen. United Kingdom: The Wincott Foundation, 1999.
- MALLO, C.; KAPLAN, R.; MELJEM, S.; GIMÉNEZ, C. **Contabilidad de costos y estrategia de gestión**. Madrid: Pearson, 2000.
- MARTINS, E. **Contabilidade de custos**. São Paulo: Atlas, 2003.
- NEUNER, J **Contabilidad de costos**. 2. ed. México: Uteha, 1970.
- PEANO, C. 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. 2005.
- STOFT, S. **Power systems economics: designing markets for electricity**. New York: Wiley-Interscience, 2002.
- TRAIN, K. **Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly**. Cambridge: The MIT Press, 1994.
- VALLADÃO, A. Exposição de Motivos ao Anteprojeto do Código de Águas. In: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. **Código de Águas**. v. I. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 1980.
- VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR., J. E. **Economics of regulation and antitrust**. 2. ed. Cambridge: The MIT Press, 1995.

Anexo A

Empresas de distribuição de energia elétrica – Margem Operacional -EBIT (Lucro Operacional/Receita Líquida Operacional)

Empresa/Ano	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
AES Sul	(50,4)	(2,8)	(83,1)	(27,9)	6,2	(95,1)	25,8	1,1	2,6
Ampla (ex-CERJ)	4,8	8,0	(5,6)	(9,4)	(7,2)	(32,2)	(13,2)	2,8	8,4
Bandeirante Energia		(6,4)	(9,7)	6,8	3,8	0,5	6,0	7,3	0,4
CEB	15,4	12,3	8,4	9,0	9,8	(30,0)	0,3	(2,7)	4,8
CEEE	(65,1)	(6,5)	(30,2)	(16,9)	(8,4)	(13,7)	(9,4)	0,9	2,3
CELESC	13,4	(7,4)	2,0	(2,0)	5,0	(22,2)	10,3	7,3	10,1
Celg	3,1	(20,9)	(17,0)	(8,8)	(12,0)	(49,1)	26,5	4,3	(4,8)
CELPA	(16,4)	(0,9)	2,9	(2,2)	4,3	(6,2)	11,0	13,3	9,0
CELPE	4,8	1,3	1,6	(11,9)	12,6	2,5	4,7	7,3	
CEMAR	6,8	(22,2)	(44,7)	(66,0)	(22,6)	(29,7)	(11,3)	(5,6)	17,6
CEMAT	(47,7)	(6,7)	(26,5)	(26,7)	3,2	(15,1)	(4,3)	(1,2)	12,1
CEMIG	12,1	8,9	(3,5)	12,8	16,5	(1,5)	29,4	20,5	16,5
COELBA	13,0	0,4	(11,7)	10,9	11,6	4,5	7,6	12,2	25,1
COELCE	0,4	4,3	8,1	7,3	9,4	7,0	6,1	2,4	10,3
Copel Distribuição	22,3	23,5	17,7	22,2	48,9				
Cosern	(40,2)	16,6	8,0	21,8	20,7	11,2	13,6	20,4	18,9
CPFL Piratininga					(5,2)	10,2	8,9	19,2	
Elektro		14,2	(50,5)	(6,8)	4,1	(52,2)	22,2	16,6	29,7
Eletropaulo Metropolitana		(9,4)	9,7	3,5	12,9	(14,0)	12,8	7,6	5,6
Enersul	(29,7)	1,9	(18,0)	5,0	15,9	(10,4)	10,3	17,0	16,6
Escelsa	31,2	23,6	(35,5)	1,7	(5,0)	(68,9)	30,0	5,8	15,0
F, Cataguazes	14,1	(12,9)	(44,1)	(27,4)	1,1	(59,3)	(14,4)	(7,2)	3,1
Light	12,3	0,9	(17,2)	(16,0)	(37,7)	(25,4)	(11,0)	(0,6)	11,3