

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: regulação econômica e seus impactos para o consumidor final no Estado do Piauí

por Erick Elysio Reis Amorim*

Introdução

A reforma do sistema elétrico brasileiro, iniciada na metade da década de 1990, que promoveu a desverticalização do setor (separação das áreas de geração, transmissão e distribuição) e a privatização de empresas, também adotou medidas complementares, como a regulação por incentivos e a regularização do *status* jurídico das concessões. Dessa forma, entender como se dá a formação das tarifas de energia elétrica é um desafio para todos os agentes do setor (consumidores, empresas e governo), no intuito de poder questionar e propor alternativas às tarifas vigentes.

O objetivo desse artigo é, de forma bastante sintética, explicar os principais arcahouços teóricos que sustentam a atual regulação econômica da energia elétrica no Brasil e o impacto destes ditames nas tarifas aplicadas no Estado do Piauí.

O trabalho está dividido em quatro partes, incluindo essa breve introdução. No próximo tópico, aborda-se a parte teórica da regulação econômica da energia elétrica e suas aplicações. Em seguida, no âmbito brasileiro, as tarifas aplicadas pela CEPISA - Companhia Energética do Piauí S.A. - são contextualizadas, explicitando-se os resultados da última revisão tarifária da empresa¹. Na última parte, faz-se uma conclusão com reflexões sobre a situação atual das tarifas de energia elétrica no Piauí.

1 Regulação Econômica da Energia Elétrica

O arranjo para a geração de energia é potencialmente competitivo, mas a atividade de distribuição de energia, por causa das redes físicas, é um monopólio natural e deve ser regulada (SALVANES; TJOTTA, 1998). Isso se deve ao fato de que o monopólio natural ocorre - como o próprio nome sugere - quando, em um mercado, a competição não é possível ou é indesejável. Em uma indústria que ocorre monopólio natural, o custo médio de produção é minimizado quando há apenas um produtor.

É importante ressaltar que a determinação se uma indústria é monopólio natural depende da interação da demanda pelo serviço e da tecnologia empregada. Na indústria de distribuição elétrica, economias de escala são uma constante. Quando ocorrem economias de escala, o custo médio diminui quando aumenta a produção, e é condição suficiente para um monopólio natural. Nesta indústria, o custo de construir uma rede duplicada, incluindo seus postes, fios e subestações, são indícios bastante fortes de que a construção de uma segunda rede de distribuição não é custo-eficiente. Dessa forma, a eficiência em termos de custo requer uma única firma. As forças do mercado, entretanto, não irão trazer o resultado socialmente desejado. Portanto, na presença de economias de escala significativas, a racionalidade da regulação será a de controlar o poder de mercado do monopolista².

Outra característica que enfatiza a necessidade de regulação para esse tipo de indústria é a necessidade de se realizar grandes investimentos, que, muitas vezes, são *sunk costs* (custos irrecuperáveis). De fato, os ativos específicos adquiridos pela empresa de distribuição de energia não encontram um valor alternativo relevante em qualquer outra indústria. Então, nesse tipo de indústria, o objetivo principal do regulador é determinar uma tarifa que fixe o nível adequado tanto de oferta de serviço quanto de investimentos e que seja socialmente aceito e lucrativo para a firma que presta o serviço.

A regulação econômica das tarifas de distribuição elétrica em vigor no Brasil é baseada no modelo de regulação por incentivos de preços máximos³ (*price-cap*). Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A "Parcela A", que envolve os chamados custos não gerenciáveis pela concessionária, é dada pelo total reconhecimento do valor, uma vez que tais custos dependem da oferta e demanda de energia, não sendo, portanto, dependente da capacidade gerencial da empresa de distribuição de energia⁴. Os custos que

compõem essa parcela não gerenciável são itens como a compra de energia elétrica adquirida para atendimento aos consumidores, os custos de transmissão e os encargos setoriais (uma forma de tributação indireta, como será visto adiante).

A "Parcela B" compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados custos gerenciáveis. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, dos custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Para alcançar um valor de referência para esses custos, o órgão regulador optou por utilizar a metodologia de construir uma Empresa de Referência.

A Empresa de Referência consiste em definir os "custos operacionais eficientes" da firma, que sejam aderentes às reais condições geoeconômicas do ambiente no qual a empresa desenvolve sua atividade de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Para dirimir os efeitos da assimetria de informação, são apenas utilizados dados gerais da empresa, como número de consumidores, mercado. Dessa forma, esse parâmetro não utiliza as informações da firma para definir os custos operacionais eficientes, sendo essa uma das formas de incentivar a eficiência da empresa.

Além dos custos operacionais, a "Parcela B" inclui ainda a remuneração do capital da empresa. Para tanto, o regulador também define a taxa de retorno adequada para ser aplicada sobre a base de remuneração regulatória (ativos da empresa auditados como sendo os equipamentos necessários para atividade de distribuição de energia).

Para esse fim, a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - fixa o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) com base em fatores previamente definidos, como estrutura ótima de capital, taxa livre de risco e os riscos inerentes ao negócio, como risco cambial e regulatório. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em resumo, trata-se de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

Um dos mais importantes fatores de estímulo à eficiência é o Fator X⁵. Esse índice é necessário no caso do serviço de distribuição de energia elétrica, no qual a evolução tecnológica é gradual (diferentemente de setores como o de telecomunicações), pois ganhos de produtividade projetados têm como causa principal alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário serão produzidos incrementos nas vendas da empresa, tanto pelo maior consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) como pela incorporação de novos clientes na área servida (crescimento horizontal).

Esse incremento nas vendas será atendido pela empresa com custos incrementais decrescentes com relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta o componente gerenciável da receita (IGP-M), e esse redutor consiste no Fator X.

2 Tarifa de Energia Elétrica no Piauí

Como resultado do último processo tarifário da CEPISA, a ANEEL concluiu, com base na metodologia apresentada no tópico acima, que a receita necessária para que a empresa opere normalmente, garantindo uma qualidade aceitável, bem como para pagar todos os seus custos, foi de R\$ 614,5 milhões⁶ (ANEEL, 2009a). Verificou-se, entretanto, que com as tarifas praticadas durante o último período tarifário (setembro/2008 até agosto/2009) a receita da CEPISA seria R\$ 659,7 milhões. Essa diferença fez com que as tarifas vigentes desde setembro de 2009 tivessem uma variação de -6,79%.

Essa redução na tarifa, entretanto, não fez com que a tarifa aplicada para os consumidores do Piauí ainda não figurasse como uma das mais caras do país. No quadro I, a seguir, faz-se uma comparação da situação das tarifas locais com alguns outros estados brasileiros, com ênfase também em questões sócioeconômicas.

No quadro I, vemos que apesar de ter a pior renda *per capita* do Brasil, o Piauí possui uma das tarifas mais caras, quando comparado com outros estados, seja do Nordeste ou de outras regiões do país. Um dos pontos a serem salientados é a alta carga tributária da conta, que chega a representar 39% da conta do consumidor final.

Quadro 1 – Dados selecionados de tarifas e aspectos econômicos.

Estado	Tarifa sem Impostos (R\$/mWh)	Tarifa com Impostos ¹ (R\$/mWh)	Conta mensal do consumidor médio (R\$) ²	Renda <i>per capita</i> anual (R\$) ³	% do orçamento mensal com energia
Piauí	364,49	506,23	151,87	4.213	43%
Pernambuco	358,31	497,65	149,30	6.528	27%
Distrito Federal	262,82	365,03	109,51	37.600	3%
Santa Catarina	297,72	413,50	124,05	15.638	10%

Fonte: ANEEL (2009b); IBGE (2006).

Notas:

(1) Tarifa B1 residencial vigente em 2009, considerando 25% de ICMS e 5% de PIS/COFINS.

(2) Consumo de 300 kWh por mês.

(3) Dados de 2006.

Supondo uma família que consome uma média de 300 kWh por mês (valor compatível com um domicílio com quatro pessoas e que possua os bens comuns de uma família de classe média, como ar-condicionado, microondas e fogão), essa família gasta 39% a mais no Piauí do que no Distrito Federal (DF), onde a renda *per capita* é cerca de 9 vezes maior. A última coluna da tabela tem o intuito de explicitar o quão distorcida é a tarifa de energia, comparando com a riqueza da população, onde a conta de consumo mensal médio é dividida pelo rendimento mensal da população⁷.

A explicação de uma tarifa tão elevada possui fatores técnicos, gerenciais e políticos. Primeiramente, comparando a área de concessão da CEPISA com a CEB – Companhia Energética de Brasília –, vemos que as condições são mais favoráveis à empresa da capital federal. O DF possui a maior densidade do país (402 hab./km²), enquanto que o Piauí possui uma densidade de 12,06 hab./Km². Como já comentado, a atividade de distribuição de energia elétrica possui uma grande parte de componentes de custo que é fixo, como a instalação de postes e fios. Quanto menor a densidade de uma área, menos pessoas terão que compartilhar esses custos, fazendo com que a fatura seja mais elevada. O mesmo raciocínio pode ser feito comparando locais que possuem ou não um parque industrial, i.e., em locais que possuem mais indústrias, que por definição consomem muita energia - as mesmas ajudam a diluir o custo fixo onerando menos os consumidores residenciais.

Outro fator importante diz respeito à questão

das perdas na rede de energia elétrica. Esse fato é uma combinação de uma área de concessão ruim com a falha na capacidade gerencial da CEPISA. As perdas reais da CEPISA chegam a ser de 46% da energia comprada. As mesmas são divididas em Perdas Técnicas (que são aquelas da deficiência da rede instalada, ou mesmo de características da área de concessão, como grande distância entre consumidores) e Perdas Não Técnicas (perdas comerciais, o popularmente denominado “gato”).

Na última revisão tarifária da empresa, a ANEEL fixou um valor de perdas bastante inferior ao pleiteado pela empresa, por basicamente dois motivos: i) a CEPISA não conseguiu entregar os dados sobre a rede de acordo com as especificações da metodologia e ii) a agência fixou uma trajetória decrescente de Perdas Não Técnicas e considerou como se a CEPISA tivesse cumprido as metas do ciclo anterior, o que a empresa não fez. Esse assunto é extremamente complexo e técnico, sendo que os interessados devem procurar aprofundar o assunto em ANEEL (2009a). Para se ter uma ideia de valor, de cada R\$ 100,00 pagos na conta de luz da CEPISA (sem impostos), cerca de R\$ 10,00 são para pagar energia não consumida pelo usuário - ressaltando que esse valor poderia ter sido maior se a agência reguladora não tivesse imposto regras mais rígidas relativas a esse assunto.

Os encargos setoriais que estão dentro da “Parcela A” são encargos pagos por todos para financiar programas de governo (subsídio a consumo de baixa renda, subsídio ao consumo de *diesel* para geração de energia em regiões isoladas, incentivos a fontes de energia alternativa, etc.) e representam cerca 4,40% da tarifa final com impostos. Esses encargos funcionam, na verdade, como um tributo indireto proporcional, uma vez que não está na cesta de escolhas do consumidor e o mesmo paga geralmente por serviços não consumidos. Esse fato, entretanto, não é exclusivo das tarifas aplicadas no Piauí e sim para todos os consumidores no país.

Por último, o Fator X, que poderia ser um índice que ajudaria na redução da tarifa nos anos subsequentes à revisão tarifária, não será aplicado no caso da CEPISA, uma vez que a empresa indicou que iria investir o montante de R\$ 291,9 milhões nos próximos quatro anos. De grosso modo, o cálculo do Fator X leva em conta o investimento projetado pela empresa menos o crescimento esperado do mercado consumidor.

Com Fator X igual a zero, os investimentos que a empresa alega que irá realizar são um valor superior ao ganho de produtividade que a mesma terá apenas por conta do crescimento do mercado.

Conclusão

No Brasil, a regulação econômica das tarifas de energia elétrica, apesar de necessitar de alguns avanços, é, de forma geral, bastante avançada, utilizando modelos teóricos que estimulam a eficiência e são amplamente aceitos e usados nas mais diversas economias do mundo. A regulação econômica, entretanto, é apenas um instrumento de uma política tarifária previamente definida pelos órgãos setoriais do Executivo Federal (mais especificamente pelo Ministério de Minas e Energia). Dessa forma, não é papel da agência reguladora fazer grandes considerações sobre os aspectos distributivos e sociais da tarifa de energia elétrica, e sim de orientação política do Governo Federal.

O fato das tarifas aplicadas no Piauí serem bastante elevadas é uma questão técnica, como também política. Conforme exposto, uma maior eficiência da CEPISA no gerenciamento das perdas de energia elétrica e dos investimentos para possibilitar um Fator X positivo poderiam ajudar a diminuir o preço pago pela energia no estado do Piauí. Entretanto, mesmo que a CEPISA fosse a empresa mais eficiente do Brasil, dadas as características da área de concessão, é bem provável que os consumidores do estado do Piauí continuem com uma tarifa mais cara do que os consumidores de Brasília, por exemplo.

Esse problema, das características das concessões, é um assunto de ordem política. Outro fator de ordem política é a alta carga tributária (43% se somarmos ICMS, PIS/COFINS e encargos setoriais), onde a solução também poderia passar por decisões do governo local, por meio de alterações no ICMS.

Mediante o exposto, conclui-se que há a necessidade de rever o modelo para que se possa prover um aspecto mais social para esse bem essencial, no intuito de promover uma verdadeira inclusão das pessoas como cidadãos de fato.

² No caso do monopolista, a indústria é monopolista tanto no sentido normativo quanto positivo. Enquanto economias de escala limitam o número de empresas da indústria, a existência das mesmas não implica necessariamente que haverá apenas um produtor (CHURCH; WARE, 2000).

³ Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

⁴ Dentro desses custos não gerenciáveis há a questão relativa às perdas técnicas e não técnicas de energia, que são influenciadas pela capacidade gerencial da empresa. Voltaremos para esse tópico em breve.

⁵ Para maiores detalhes sobre o "Fator X" no setor elétrico brasileiro, ver ANEEL (2008).

⁶ A revisão tarifária da CEPISA está explicada na Nota Técnica nº 292/2009/SRE-ANEEL. Há vários aspectos técnicos que não fazem parte do escopo deste artigo, como a questão dos ativos e passivos financeiros, efeito diferenciando para consumidor, especificidades na trajetória de perdas, e outros.

⁷ Essa é uma referência mais ilustrativa, uma vez que a renda *per capita* divide o PIB pela população, inclusive aquela que não tem renda (donas de casa, por exemplo). O consumo de 300 kWh é de uma família classe média, que é mais significativa em regiões com maior poder aquisitivo.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica n.º 352/2008-SRE/ANEEL**. 21 de novembro de 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2008338_352.pdf>. Acesso em: 06 set. 2009.

_____. **Nota Técnica no.º 292/2009-SRE/ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2009871.pdf>>. Acesso em: 06 set. 2009a.

_____. **Atos Regulatórios - Reajuste Tarifário**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifarioDefault_Aplicacao_Reajuste_Tarifario.cfm>. Acesso em: 06 set. 2009b.

BRASIL. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia e dá outras providências. D.O.U. de 27.12.1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm>. Acesso em: 06 set. 2009.

CHURCH, J.; WARE, R. **Industrial organization: a strategic approach**. Boston: Irwin McGraw-Hill, 2000.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Estatísticas do IBGE para o ano de 2006**. Disponível em: <ftp://ftp.ibge.gov.br/Contas_Regionais/Referencia2002/2003_2006/Especiais/Especiais.zip>. Acesso em: 06 set. 2009.

SALVANES, K. G.; TJOTTA, S. A test for natural monopoly with application to norwegian electricity distribution. **Review of Industrial Organization**. vol. 13, n. 6, pp. 669-685, december 1998 (Collection Business and Economics).

Notas:

¹ Revisão tarifária publicada na Resolução ANEEL 871/2009, em 25/08/09.

* Formado em Ciências Econômicas na Universidade de Brasília. Mestrado em Economia do Setor Público na Universidade de Brasília (MESP/UnB).