

1

Introdução

1.1

Considerações gerais

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) teve por muitos anos características de indústria em monopólio. Nos meados da década de 90, este setor passou por uma profunda reestruturação cujos objetivos incluem o aumento da eficiência das atividades de distribuição e transmissão, e a introdução de um mercado competitivo nas atividades de comercialização da energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), encarregada da regulação do setor elétrico brasileiro, cumpre tanto regular o serviço público de distribuição de energia elétrica, quanto o processo de revisão tarifária.

A partir de 1995, a União estabeleceu contratos de concessão com 61 das 64 empresas de distribuição de energia elétrica. Entre outras exigências, esses contratos definem os mecanismos para a alteração das tarifas de energia elétrica, quais sejam: i) reajuste tarifário anual; ii) revisão tarifária extraordinária; iii) revisão tarifária periódica, que ocorre, em média, a cada 4 anos [6].

No ano de realização da revisão tarifária periódica, em acordo com a ANEEL, as tarifas são reposicionadas em um nível compatível com a cobertura dos custos operacionais e com a remuneração adequada dos investimentos realizados pelas distribuidoras e reconhecidos pela agência reguladora.

Tal revisão tarifária periódica objetiva garantir a manutenção do Equilíbrio Econômico-Financeiro (EEF) da concessão. Levando-se em conta a corrosão do processo inflacionário, no período entre duas revisões tarifárias periódicas, tem-se o reajuste tarifário anual, (ii), pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT). Este índice é definido matematicamente pela Norma Técnica NT97 [3] como:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1}{\text{RA}_0} + \frac{\text{VPB}_0(\text{IGPM} - \text{X})}{\text{RA}_0} \quad (1.1.1)$$

onde VPA_1 é a parcela referente aos custos não-gerenciáveis pela distribuidora (compras de energia e encargos setoriais) na data do reajuste, RA_0 é a receita anual calculada considerando-se as tarifas vigentes na data de referência anterior e o mercado de referência, e VPB_0 é a parcela relativa aos custos gerenciáveis pela distribuidora (mão-de-obra, serviços de terceiros, material, depreciação e remuneração adequada dos ativos investidos e do capital de giro) na data de referência anterior ($VPB_0 = RA_0 - VPA_0$).

De acordo com (1.1.1), os custos não gerenciáveis (VPA) são repassados integralmente às tarifas finais, enquanto a parcela relativa aos custos gerenciáveis (VPB) é atualizada pelo IGP-M, descontado do Fator X. Este fator incide apenas sobre os custos gerenciáveis e constitui o mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio da redução das tarifas, os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

Para ilustrar estes conceitos, a Figura 1.1 apresenta os processos de revisão tarifária e o reajuste tarifário. Para simplificar, admite-se que as variações do IGP-M sejam nulas.

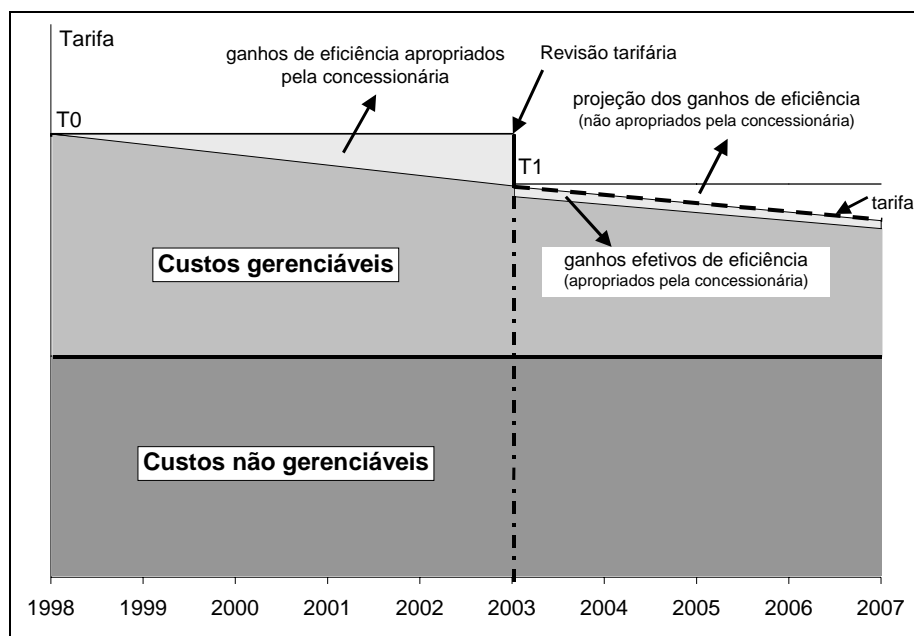


Figura 1.1: Processo de revisão tarifária [4].

A tarifa inicial T_0 , fixada no contrato de concessão, permanece constante (em termos reais) até a primeira revisão tarifária (2003). Esta tarifa garante o EEF da concessão no primeiro período tarifário (1998-2003), cobrindo os custos não gerenciáveis pela distribuidora (compras de energia e encargos setoriais) e os custos gerenciáveis pela distribuidora (mão-de-obra, serviços de terceiros, material, depreciação e remuneração adequada dos ativos investidos e do capital de giro). Neste período inicial os ganhos de produtividade decorrentes do crescimento do mercado e da redução dos custos operacionais alcançadas pela gestão eficiente da concessionária, conforme indicado pelo triângulo cinza na Figura 1.1, são integralmente apropriados pela concessionária, aumentando sua remuneração.

No final do primeiro período tarifário acontece a primeira revisão tarifária periódica (2003), a qual transcorre em duas etapas. Primeiro, o regulador reposiciona a tarifa em um nível (T_1) compatível com a receita necessária para atender as condições eficientes de manutenção e operação da atividade de distribuição, bem como uma taxa de retorno considerada adequada ao risco do negócio e que remunere o capital investido. Em seguida, a partir dos ganhos de eficiência projetados ou metas de produtividade para o segundo período tarifário (2004-2007) o regulador define o Fator X, conforme indicado em (1.1.1).

Na distribuição de energia elétrica os ganhos de produtividade decorrem principalmente do crescimento do mercado atendido pela concessionária, tanto pelo maior consumo das unidades consumidoras existentes como pela ligação de novas unidades. Em função da presença de economias de escala, a expansão do mercado é atendida com custos incrementais decrescentes, resultando em um ganho de produtividade para a distribuidora que não decorre de uma gestão mais eficiente da empresa e que, portanto, deve ser repassado para os consumidores com a finalidade de promover a modicidade tarifária.

Examinando a Figura 1.1, no segundo período tarifário (2004-2007) a tarifa segue a trajetória decrescente representada pela linha tracejada, cobrindo o repasse integral dos custos não gerenciáveis e uma parte dos custos gerenciáveis que se reduz anualmente em função do seu reajuste pelo IGP-M descontado do Fator X.

O resultado deste mecanismo é que a projeção dos ganhos de produtividade decorrentes do crescimento do mercado no período 2004/2007,

conforme indicado pelo triângulo em branco na Figura 1.1, não são apropriados pela concessionária, mas compartilhados com os consumidores.

No segundo período tarifário, a aplicação efetiva do Fator X reduz a parcela dos ganhos de eficiência que podem ser apropriados pela concessionária, limitando-os aos ganhos que ultrapassem as metas de produtividade definidas na data da revisão tarifária, conforme indicado na Figura 1.1, pela estreita faixa em cinza. Assim a concessionária é incentivada a explorar seu potencial de eficiência, e quanto maior for a eficiência da concessionária maior será seu benefício, dado pela diferença entre a meta de produtividade e o custo efetivamente realizado.

Conforme pode-se ver, o cálculo do Fator X desempenha um papel elementar para efeito do aperfeiçoamento regulatório, pois ele serve para a repartição dos ganhos de produtividade entre acionistas e consumidores. Neste cenário, é interessante citar a metodologia proposta por Zanini [97], para o cálculo do Fator X, que consiste na seguinte decomposição: $\mathbf{X} = \mathbf{X}_E + \mathbf{X}_O$, onde a componente \mathbf{X}_E determina a eficiência econômica em relação às mudanças tecnológicas do setor, refletindo, assim, os ganhos esperados de produtividade da concessionária em virtude do crescimento do seu segmento de mercado. A componente \mathbf{X}_O está diretamente relacionada com o nível de eficiência de uma determinada empresa. Vale lembrar que uma empresa é eficiente se consegue converter, de forma ótima, seus insumos em produtos. Pelo exposto, não é difícil conjecturar que uma determinada empresa só consegue atingir níveis mais acentuados de produtividade caso minimize seus custos operacionais (custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial). Já a Resolução ANEEL Nº 55/2004 [5], define o Fator X como sendo a combinação de três componentes (\mathbf{X}_E , \mathbf{X}_A e \mathbf{X}_C), conforme a expressão abaixo:

$$\mathbf{X} = (\mathbf{X}_E + \mathbf{X}_C)(\text{IGPM} - \mathbf{X}_A) + \mathbf{X}_A \quad (1.1.2)$$

A componente \mathbf{X}_A reflete o efeito da aplicação do IPCA na componente mão-de-obra do VPB da concessionária. A componente \mathbf{X}_C relaciona-se com a qualidade percebida pelos consumidores atendidos pela concessionária. A última componente, \mathbf{X}_E , é a mais importante, sendo definida com base no método do fluxo de caixa descontado do tipo *forward looking* de maneira a igualar o valor

presente líquido do fluxo de caixa da concessionária no período tarifário, acrescido do valor residual, com o valor dos ativos da concessionária no início do período tarifário:

$$A_0 = \sum_{t=1}^N \left[\frac{(\mathbf{RO}_t \cdot (1 - \mathbf{X}_E)^{t-1} - \mathbf{T}_t - \mathbf{OM}_t - \mathbf{d}_t)(1 - \mathbf{g}) + \mathbf{d}_t - \mathbf{I}_t}{(1 + \mathbf{r}_{\mathbf{WACC}})^t} \right] + \frac{A_N}{(1 + \mathbf{r}_{\mathbf{WACC}})^N} \quad (1.1.3)$$

onde:

- N é o período em anos entre duas revisões tarifárias;
- A_0 é o valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;
- A_N é o valor dos ativos da concessionária no final do período tarifário;
- \mathbf{g} são as alíquotas do imposto de renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL);
- $\mathbf{r}_{\mathbf{WACC}}$ ¹ é o custo médio ponderado do capital;
- \mathbf{RO}_t é a receita operacional da concessionária;
- \mathbf{T}_t são os valores dos tributos (PIS/PASEP, COFINS e P&D);
- \mathbf{OM}_t são os custos operacionais da concessionária (OPEX);
- \mathbf{I}_t é o montante de investimentos realizados;
- \mathbf{d}_t é a depreciação, todos referentes ao ano t .

As parcelas que compõem o fluxo de caixa em (1.1.3) são projetadas segundo os critérios descritos em [5]. Por exemplo, a projeção da receita operacional é determinada pelo produto entre o mercado previsto e a tarifa média do reposicionamento tarifário, enquanto os custos operacionais (custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial) são projetados com base nos custos da empresa de referência referenciados à data do reposicionamento tarifário.

¹Calculado conforme os procedimentos descritos na Nota Técnica No 122/2005/SRE/ANEEL.

A empresa de referência é uma distribuidora virtual onde se simula a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica nas mesmas condições que opera uma distribuidora real. Para um dado nível de qualidade exigido pelo regulador, a empresa de referência é orientada para a utilização eficiente dos recursos, estabelecendo assim um padrão de desempenho (*benchmark*) a ser perseguido pela empresa real. Esta estratégia segue as linhas gerais da regulação por comparação (*yardstick competition*), pois emula a competição entre uma distribuidora real e a respectiva empresa de referência.

A metodologia da empresa de referência, adotada no primeiro ciclo de revisões tarifárias [7], segue uma abordagem tipo *bottom-up* que se inicia com a identificação de todos os processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica nas áreas comercial e técnica, passa pelo estabelecimento da eficiência dos custos de cada um dos processos identificados e se encerra com uma estimativa da eficiência dos custos operacionais totais. Portanto, trata-se de uma metodologia complexa e que abre a possibilidade de envolver o regulador em uma espécie de micro-gestão da empresa, justamente o contrário do que recomenda a boa prática da ação reguladora.

1.2

Revisão bibliográfica

Conforme pôde ser observado, a atual metodologia da empresa de referência é um tanto quanto complexa. Assim, para tornar mais objetivo o processo de estabelecimento da eficiência dos custos operacionais, a ANEEL não descarta a possibilidade de utilizar técnicas de *benchmarking*, entre as quais, fronteiras de eficiência, conforme o modelo atual adotado na quantificação da eficiência dos custos operacionais das empresas de transmissão [8]. A fronteira é o lugar geométrico dos melhores desempenhos e a simples comparação desta com as concessionárias, permite quantificar quanto cada uma deve melhorar sua posição em relação às demais distribuidoras.

Jasmab & Pollit [51] reportam que as principais metodologias para determinação destes índices de eficiência são: (i) Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA), (ii) Análise por Modelos de Fronteira

Estocástica (*Stochastic Frontier Analysis - SFA*), (iii) Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (*Corrected Ordinary Least Square - COLS*).

Vale frisar que as abordagens DEA [23] e econométrica (SFA e COLS) [58] partem de pressupostos diferentes e apresentam vantagens e desvantagens de acordo com a aplicação em que são empregados, portanto, não há um método superior, a priori. Resultados obtidos por distintos modelos DEA na avaliação da eficiência das distribuidoras do SEB foram apresentados por Resende [75], Vidal & Távora Júnior [95], Sollero & Lins [81] e Pessanha *et al.* [72]. Índices de eficiência obtidos por modelos SFA são apresentados por Zanini [97] e Arcoverde *et al.* [9]. Em Souza *et al.* [83], foi proposta uma comparação dos modelos DEA e SFA para o cálculo da eficiência dos custos operacionais das distribuidoras. Ressalta-se que são poucos os estudos semelhantes utilizando modelos SFA com enfoque Bayesiano [62]. Como exemplo, Kleit & Dek [53], por meio de uma abordagem Bayesiana, estimam uma fronteira de custo para unidades geradoras a gás natural. A partir de uma amostra de 78 usinas, os autores concluem que em média os custos poderiam ser reduzidos em torno de 13% eliminando-se a ineficiência. Zhao [98] apresenta três modelos de fronteira estocástica sob a ótica Bayesiana para avaliar a eficiência de unidades geradoras térmicas a carvão nos Estados Unidos. O primeiro modelo apresentado por Zhao [98] avalia os custos da geração de eletricidade de térmicas a carvão. Já o segundo modelo examina os custos da geração de eletricidade de térmicas a gás e, a seguir, compara estes com aqueles obtidos para o primeiro modelo. Por fim, por meio de um terceiro modelo, desta vez para os dados em painel, Zhao [98] mostra que nos Estados Unidos as unidades que operam em mercados desregulados são mais eficientes que as que operam no mercado regulado.

1.3

Objetivos

Nos tópicos anteriores procurou-se ressaltar a importância de elaborar um estudo voltado para a questão da revisão tarifária das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, basicamente no que se refere ao cálculo da eficiência dos custos operacionais.

Como se sabe, o processo de privatização dessas empresas envolveu um significativo montante de recursos e, certamente, nenhuma das partes (estado e empresas privadas) quer que haja prejuízo. Entre outros fatores, um que merece ser sublinhado refere-se propriamente à definição e execução da técnica de revisão tarifária que, sendo bem elaborada, pode possibilitar a continuidade dos investimentos no setor. Afinal, é fundamental entender as possíveis conseqüências que esta aplicação pode ter sobre o desempenho das empresas, bem como o bem-estar dos consumidores.

Como o tema é bastante amplo e moderno, é plenamente justificável fornecer uma metodologia com fins científicos que contemple diversas áreas do conhecimento conseguindo, assim, reduzir possíveis incertezas relacionadas ao procedimento aplicado pelo regulador.

Em concordância com o que foi exposto, esta tese elucidada, discute e edita os principais resultados obtidos através das técnicas abaixo discriminadas:

1. A técnica DEA:

Técnica considerada como não-paramétrica por envolver o uso de programação linear para a construção de superfícies que permitam a estimação das eficiências de interesse. A principal vantagem é o fato de não ser necessária a imposição de uma forma funcional para a eficiência; porém, a fronteira estimada será muito sensível a *outliers* e pontos discrepantes. Qualquer desvio com relação à fronteira é considerado como medida de ineficiência.

2. A técnica SFA com enfoque Clássico:

Esta ferramenta, com característica econométrica, captura *outliers* e os desvios com relação à fronteira são devido a fatores não gerenciáveis. Dessa forma, é possível eliminar o efeito desses fatores sobre a medida de eficiência. Analisando por um outro prisma, esta técnica é muito restritiva no sentido de que impõe uma forma funcional para a tecnologia.

3. A técnica SFA com enfoque Bayesiano:

Esta metodologia permite realizar inferência a partir de dados utilizando modelos probabilísticos, tanto para as quantidades observadas quanto para as não observadas. Uma outra particularidade desta metodologia é possibilitar ao especialista a inclusão de seus conhecimentos prévios no modelo estudado. Por estas razões, os modelos Bayesianos são considerados mais flexíveis e, desta forma, na maioria das vezes não são analiticamente tratáveis. Para contornar esse problema, faz-se necessário a utilização de métodos de simulação. Os mais utilizados são os métodos de Monte Carlo baseados em cadeias de Markov (MCMC).

É importante assinalar que devido à heterogeneidade das concessionárias, é interessante agrupá-las em *clusters*. Afinal, é plausível conjecturar que, procedendo desta forma, cada empresa poderá ser melhor avaliada. Para tal, inicialmente as empresas foram agrupadas através de uma Rede Neural de Kohonen.

1.4

Estrutura da tese

O índice analítico reflete a dimensão desta obra que apresenta, de forma unificada e inédita, os principais métodos relacionados com o estudo de regulação tarifária. Dentre os quais, pode-se citar: Redes Neurais Auto-Organizáveis, Análise Envoltória de Dados e Fronteiras Estocásticas.

Esta tese é composta de dez capítulos e pode ser dividida em três partes. A primeira parte (Capítulos 1, 2, 3, 4 e 5) é devotada à exposição do problema e à abordagem dos aspectos teóricos básicos. Já a segunda parte (Capítulos 6, 7, 8 e 9) é constituída pela apresentação e interpretação dos resultados obtidos. A terceira e última parte (Capítulo 10) trata das conclusões e questões para estudo futuro.

O Capítulo 1 discute a teoria de regulação tarifária. Esta discussão tem como finalidade entender melhor a metodologia atualmente aplicada pelo regulador e, conseqüentemente, os objetivos desta pesquisa.

O Capítulo 2 explica as Redes Neurais Auto-organizáveis (Rede Neural de Kohonen -RNN). Aqui, um exemplo do funcionamento da rede é apresentado de forma clara e objetiva.

O Capítulo 3 aborda a Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* – DEA). Conjectura-se necessária esta apresentação, pois na área de Pesquisa Operacional relacionado a métodos quantitativos, DEA é uma teoria relativamente recente e que tem recebido uma atenção muito especial por parte de muitos pesquisadores.

O Capítulo 4 compreende os principais ingredientes usados em estatística Bayesiana. Os conceitos chave de distribuição a priori, verossimilhança e distribuição a posteriori são explicados. Os principais métodos, computacionalmente intensivo, para inferência são abordados. Vale frisar que este capítulo também apresenta uma série de exemplos ilustrativos.

O Capítulo 5 discorre sobre as Fronteiras Estocásticas (*Stochastic Frontier Analysis* - SFA). Inicialmente, esta metodologia é apresentada á luz da escola freqüencista, seguida pela abordagem Bayesiana. É digno de registro que a fronteira estocástica sob o paradigma Bayesiano tem muitas vantagens; porém ainda não é muito explorada e, sobretudo, ela requer alguma maturidade matemática.

O Capítulo 6 é dedicado à apresentação dos resultados encontrados pela Rede Neural de Kohonen.

O escopo do Capítulo 7 trata dos resultados encontrados por três modelos DEA.

O Capítulo 8 publica os resultados auferidos por diversos modelos de fronteira estocástica. É importante assinalar que são dezoito modelos, dentre os quais dez são de natureza Bayesiana.

O Capítulo 9 traz a análise multivariada de dados via matriz de correlação de Pearson e Spearman e Análise Fatorial. Vale informar que este Capítulo não se propõe a ser exaustivo, as duas abordagens foram selecionadas de acordo com os conhecimentos e interesses do autor.

O Capítulo 10 tem o propósito de suscitar os resultados mais relevantes e sumarizar os principais pontos deste trabalho. Também são registradas recomendações de pesquisas futuras.

Este trabalho é finalizado com o registro das referências bibliográficas, Anexo 1 (dados utilizados) e Anexo 2 (*script* do programa de um modelo Bayesiano).