

Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da
Informação e Documentação (FACE)
Departamento de Economia

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

**UMA ESTIMATIVA DA FUNÇÃO CUSTO
OPERACIONAL
PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO**

Brasília – DF
Junho, 2008

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

UMA ESTIMATIVA DA FUNÇÃO CUSTO
OPERACIONAL
PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Dissertação de Mestrado apresentada à
Faculdade de Economia,
Administração, Contabilidade e Ciência
da Informação e Documentação
(FACE), como requisito para a
obtenção do título de Mestre em
Economia.

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO:
Regulação Econômica

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Maria da
Conceição Sampaio de Sousa

Brasília – DF
Junho, 2008

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

UMA ESTIMATIVA DA FUNÇÃO CUSTO PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação (FACE), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Economia.

Área de Concentração: Regulação Econômica

Data da Aprovação

___/___/___

Banca Examinadora:

Prof^a. Dr^a. Maria da Conceição Sampaio de Sousa

Prof^a. Dr^a. Maria Eduarda Tannuri-Pianto

Prof. Dr. Bernado Muller

Prof. Dr. Edvaldo Alves de Santana

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pela dedicação, confiança, apoio, carinho, nestes tantos anos que moro longe de casa. Queria agradecer também a eles pela educação exemplar que me foi conferida. Meus erros certamente não decorrem desta educação, mas sim, de não por em prática o que me foi ensinado.

Ao meu irmão pela amizade e apoio em tudo que precisei.

À professora Conceição pela confiança e paciência, especialmente neste período em que trabalho, com tempo escasso para me dedicar à esta dissertação. Agradeço também pelas dicas e ensinamentos que, certamente, me ajudarão, seja em minha vida profissional ou acadêmica.

Aos meus professores e colegas da UNB e UFMG, que, certamente, de alguma forma, contribuíram com esta dissertação pois fizeram parte de minha formação.

Aos meus colegas da ANEEL, pelas contribuições em diversas discussões sobre os temas discutidos neste trabalho. Foram justamente estas discussões que me influenciaram na escolha do tema.

Aos meus amigos da ANEEL, pela amizade.

RESUMO

Esta dissertação pretende estimar uma função custo para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. Têm como foco principal investigar a existência de economias de escala neste setor. Além disso, discute também a respeito das variáveis que devem ser consideradas neste tipo de estudo para o Brasil. Utiliza-se um método de equações simultâneas, baseado na técnica de Zellner (1962), para estimar uma função custo do tipo *Translog*. Os resultados indicam que a existência de economias de escala neste setor depende da forma de expansão do consumo de energia, em especial, da dispersão territorial associada a esta expansão e do perfil de consumidores que causaram esta expansão. Por fim, encontrou-se que custos no setor de distribuição estão fortemente relacionados ao fato das empresas serem públicas ou privadas, qualidade do serviço prestado, atuação em outros segmentos, como Distribuição e Transmissão e diferenciação regional

ABSTRACT

The purpose of this study is estimating the cost function of the Electricity Distribution Sector in Brazil, having the investigation about the existence of scale economic as its main focus. Besides that, it discusses which variables should be considered in this kind of study within the Brazilian framework. In order to estimate a Translog function a simultaneous equation Model based on the Zellner's technique (1962) is used. Results show that the existence of scale economic in this sector depends on the energy consumption expansion, moreover, it depends on the territorial dispersion of the customers and customer profile associated to this expansion. Finally, the cost in the distribution sector was found to be strongly related with being the enterprise public or private, service quality, business diversification and regional disparities.

SUMÁRIO

I - INTRODUÇÃO	4
II – FUNÇÃO CUSTO E ESTUDOS EMPÍRICOS	8
II.1 – A Função Custo Neoclássica	8
II.2 – Trabalhos Empíricos	14
III – MÉTODO, DADOS E RESULTADOS	19
III.1 – Método	19
III.2 – Dados utilizados	20
III.3 – Resultados	29
IV – CONSIDERAÇÕES FINAIS	38
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41

I - INTRODUÇÃO

A partir do massivo processo de desverticalização e privatização do setor elétrico no mundo se intensificou o debate a respeito das formas de regulação deste setor. No Brasil, sua reestruturação ocorreu recentemente, a partir da segunda metade da década de 1990. De acordo com o novo arcabouço institucional, os segmentos de distribuição e transmissão continuariam a possuir tarifa regulada e o segmento de geração agora possuiria liberdade para negociar seus preços.

O órgão responsável pela regulação do setor é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criado em 1997. A partir de sua criação, iniciou-se um intenso debate a respeito do novo regime regulatório, onde decidiu-se por seguir a experiência internacional e adotar o regime *price cap* para o setor de distribuição e *revenue cap* para o setor de transmissão.

O regime *price cap* se caracteriza pela existência de um *lag* de tempo onde a tarifa definida inicialmente permanece fixa e da existência de um parâmetro, chamado fator X, que corrige (em termos reais) a tarifa fixada inicialmente. Este *lag*, no setor brasileiro, varia de 3 a 5 anos. Ao final do período essa tarifa é revista, de forma a “capturar” ganhos de eficiência alcançados. A grande vantagem deste regime, frente ao anteriormente adotado no Brasil, conhecido como *Cost Plus* ou *Regulação pela Taxa de Retorno* (que se diferencia do anterior, principalmente, pelo fato do *lag* possuir apenas um ano) é de incentivar a busca de eficiência por parte das empresas.

Ocorre que, apesar do quase consenso quanto às vantagens desse regime de regulação, há pouco consenso a respeito da forma como devem ser definidas as tarifas inicialmente. Chong (2004) afirma que há duas abordagens

que concorrem nesta definição, a de *incentivo individual* e a de *yardstick competition*. Segundo o autor, as idéias associadas à primeira corrente estão descritas, em especial, em Baron e Myerson (1982), Laffont e Tirole (1986,1993) e Laffont (1994). Shleifer (1985) cita ainda Baumol (1970) como uma importante referência dessa corrente. De acordo com esquemas de regulação propostos nestes artigos, o regulador deve, ao final do ciclo tarifário, observar o nível real de custos da empresa e fixar o novo custo baseado em alguma regra associada a este valor.

Shleifer (1985) cita duas desvantagens principais nesta abordagem: (i) há perdas de bem-estar durante o ciclo tarifário e (ii) na medida em que a empresa observa que o próprio valor dos seus custos pode influenciar seus preços ou receita a mesma pode não buscar seu nível eficiente de custos.

Baseado nesta crítica, o autor elabora a segunda abordagem citada acima, denominado pelo mesmo de Yardstick Competition. O que distingue esta abordagem das demais é o fato da mesma definir diretamente o nível de custos a serem reconhecidos para uma empresa regulada a partir de parâmetros das demais empresas. Um exemplo de um esquema de regulação por Yardstick Competition é definir os custos a partir da seguinte regra: Suponha que as empresas num setor atuam sob ambientes diferentes. Sejam $(1, \theta)$ e $(1, \pi)$ variáveis que caracterizam este ambiente. Os custos podem ser definidos a partir de uma modelo de regressão da seguinte forma:

$$\begin{aligned} Ci &= \hat{\alpha} + \hat{\beta}\theta_i \\ Ri &= \hat{\phi} + \hat{\delta}\pi_i \end{aligned} \quad (3)$$

onde:

$\hat{\alpha}, \hat{\beta}$ = Parâmetros estimados na regressão custo;

$\hat{\phi}, \hat{\delta}$ = Parâmetros estimados na regressão de esforço na redução de custo

θ = Vetor de variáveis que caracterizam o ambiente onde operam as firmas.

π = Vetor de variáveis que caracterizam o ambiente onde operam as firmas.

No primeiro ciclo de revisão tarifaria a ANEEL utilizou na determinação dos custos operacionais para as empresas do setor de distribuição o método denominado *Empresa de Referência* ou *Empresa Modelo*, abordagem denominada por alguns *Bottom Up*. O mesmo consiste simplesmente na construção de uma empresa fictícia de distribuição por uma consultoria especializada. Na medida em que esta empresa é dimensionada de forma a poder prover todos os serviços prestados pela distribuidora ao menor custo possível, é possível, em tese, estimar os custos eficientes para cada distribuidora.

Em verdade, o modelo nada mais é que uma função custo determinada por um conjunto de variáveis de entrada, que, em geral, é composto pelos ativos físicos da empresa como rede de distribuição de energia, transformadores, subestações, bem como o volume de energia consumido e número de consumidores. As variáveis de entrada variam de acordo com o país que aplica o modelo. Porém, os parâmetros que compõem com o modelo, são, em geral, definidos através da “*expertise*” dos consultores.

Agrell e Borgetoft (2003) classificam o método como parte de um conjunto de modelos denominados Modelos Normativos (*Normative Models*). O que caracteriza estes métodos é o fato de não definirem os custos das

empresas a partir dos valores contábeis de custos. Os autores assim definem o modelo:

In general, normative models as just special cases of engineering cost functions with varying level of information requirements. As such, they are used to prescribe rather than predict the optimal, or allowable, cost for a certain level of operation (Agrell e Borgetoft, 2003).

Entre os países que adotam métodos normativos, se destacam os países latinos. Alguma versão do método é possível ser encontrada no Chile, Argentina, Peru, Guatemala e El Salvador.

Esta metodologia vem sofrendo diversas críticas por parte de especialistas. A principal crítica se refere a capacidade real deste método de cumprir o que se propõe. No Brasil, por exemplo, o modelo foi bastante questionado. Como as planilhas de cálculo não eram disponibilizadas para consulta pública, não foi possível uma análise crítica a respeito das formas de cálculo das inúmeras tarefas e processos que o compõe.

PLAGNET (2006) faz uma análise a respeito dos métodos empregados da definição de custos operacionais entre os países europeus. Segundo a autora, há uma predileção por “métodos de fronteira”, em especial, DEA (*Data Envelopment Analysis*) e métodos econométricos como o COLS (*Correct Ordinary Least Squares*). Os únicos países que aplicam métodos normativos na Europa são Suécia e Espanha.

Na medida em que modelos normativos podem ser definidos simplesmente como uma função custo, é interessante avaliar outros métodos que estimam este tipo de função. Nesta dissertação irá se avaliar uma

metodologia alternativa de definição de custos operacionais para o caso brasileiro baseado numa estimativa “econométrica” de uma função custo.

A investigação central desta dissertação se refere de dois aspectos principais. O primeiro diz respeito às variáveis que devem ser observadas neste tipo de análise para o Brasil. De fato, este setor no Brasil apresenta algumas peculiaridades que diferencia da experiência de outros países. O segundo aspecto se refere das economias de escala e de densidade. Este tema talvez seja um dos mais importantes quando se discute custos neste setor devido às suas implicações em termos de políticas públicas ou mesmo em termos da regulação tarifária do setor.

Esta dissertação possui dois capítulos, além desta introdução e das considerações finais. No primeiro capítulo faz-se uma discussão sobre a teoria neoclássica dos custos e apresenta-se um resumo dos principais trabalhos empíricos que estima função custo para o setor de distribuição de energia elétrica. No segundo capítulo apresentam-se os dados utilizados, modelo estimado e resultados.

II – FUNÇÃO CUSTO E ESTUDOS EMPÍRICOS

II.1 – A Função Custo Neoclássica

A tecnologia da firma num setor qualquer pode ser avaliada através de uma função de produção ou de uma função custo. Na literatura é possível encontrar autores que utilizam ambas as abordagens. A função de produção se caracteriza por apresentar o produto da empresa como função dos seus insumos. Usualmente, é derivada a partir da função de transformação, que pode ser representada pelo conjunto $Y = \{y \in \mathcal{R}^L : F(y) \leq 0\}$ e $F(y) = 0$ (se y é um

elemento que pertence a borda de Y), onde y é vetor de mercadorias (*commodities*) existentes na economia (Mas-Colell *et al.*, 1995).

As propriedades comumente assumidas para a função transformação são: Y é não vazio; Y é um conjunto fechado; não é possível produzir y sem se utilizar um insumo em contrapartida (*no free lunch*) ; (4) sempre é possível produzir $y = 0$ e (5) assume-se o emprego de mais insumos na produção não pode reduzir o produto (*idem*).

Os insumos na função transformação são identificados a partir dos seus sinais negativos. Separando no conjunto Y os insumos e produtos obtêm-se facilmente a função de produção $y = F(x)$, onde y é o produto e x é o insumo.

A hipótese tradicional de que firmas maximizam lucro tem como implicação importante o fato de, dado o nível de produção escolhido, a firma minimizar seus custos. Assim, a minimização de custos é uma condição necessária para a maximização de lucros. Do Problema de Minimização de custos deriva-se a função custo neoclássica, que se caracteriza por apresentar como variáveis que compõe o seu cálculo somente os preços dos insumos e o produto. Deriva-se também a função demanda por insumos, que depende dos preços destes. As propriedades destas funções são bastante conhecidas e estão bem descritas em (Mas-Colell *et al.*, 1995).

Um dos resultados mais importantes em economia diz respeito a relação dual existente entre função custo e função de produção. De fato, a partir da função custo é possível avaliar todas as propriedades da função de produção sob as condições comumente assumidas de equilíbrio. Em especial, é comum trabalhos empíricos avaliarem a existência ou não de homoteticidade,

aditividade, concavidade nos insumos e economias de escala. Avaliar essas propriedades a partir da função custo ou de produção passou a ser, principalmente, uma questão de conveniência empírica.

Para setores de infra-estrutura, em especial setores regulados, a abordagem mais empregada é a da função custo. Há duas razões principais. Uma primeira é a exogeneidade do produto. Uma distribuidora de energia elétrica, por exemplo, não pode escolher com liberdade o volume de energia a ofertar. Uma segunda razão é a existência de insumos quase-fixos (fixos no curto prazo) nesses setores, o que faz com que o insumo capital não seja alocado de forma eficiente no curto prazo. Caves *et al.* (1981) demonstra a possibilidade de se estimar uma função custo na presença de insumos quase-fixos.

Como não há teoricamente uma forma funcional específica para a função custo há um grande debate a respeito do tema. Christensen *et al.* (1975) discute uma série de formas funcionais utilizadas na estimativa de função demanda. Segundo os autores, o principal problema das funções empregadas até então é o da imposição de uma propriedade não assumida *a priori* pela teoria microeconômica, como aditividade ou homotecidade. É comum o jargão “formas funcionais não flexíveis” quando se refere a estas funções.

Baseado nestas críticas, os autores propõe o que denominaram *Transcendental Logarithmic Utility Functions*, ou simplesmente *Translog*. O grande avanço na literatura empírica sobre funções demanda, custo ou de produção a partir deste trabalho o de sua “flexibilidade” ao não assumir, especialmente, aditividade e homotecidade.

Segundo Anderson e Thursby (1985), a Translog é comumente interpretada como uma aproximação de uma Série Taylor de segunda ordem de uma função qualquer. A especificação desta para o caso específico de uma função custo, com N insumos e M produtos, pode ser descrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \ln C = & \alpha_0 + \alpha_t t + \alpha_1 \ln(Y) + \sum_{j=1}^n \beta_j \ln(P_j) + \frac{1}{2} \delta (\ln(Y))^2 + \\ & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \lambda_j \ln(P_i) \ln(P_j) + \sum_{j=1}^n \rho_j \ln(P_j) \ln(Y) \end{aligned} \quad (2)$$

Onde,

C = Custos

Y = Produto

P_i = Preço do insumo i

T = Tempo.

É interessante discutir as implicações sobre os parâmetros desta função das propriedades tradicionalmente atribuídas à função custo. A hipótese de homogeneidade linear nos preços dos insumos (considerando qualquer nível de preços e de produto) impõe as seguintes restrições sobre os parâmetros acima:

$$\sum_i^N \beta_i = 1 \quad \sum_i^N \lambda_{1i} = \sum_i^N \lambda_{2i} = \dots \sum_i^N \lambda_{jn} = 0 \quad \sum_i^M \rho_i = 0 \quad (3)$$

A hipótese de concavidade da função custo implica em avaliar matriz hessiana formada pelos parâmetros λ_{ij} e as condições que implicam concavidade da função a partir desta matriz.

A partir do conhecido *Lema de Shepard* é possível derivar a função demanda por fatores, conforme equação abaixo:

$$\frac{\partial(\text{Ln}C)}{\partial \text{Ln}(P_i)} = \beta_i + \sum_{j=1}^n \lambda_j \text{Ln}(P_j) + \rho_i \text{Ln}(Y) \quad (4)$$

É interessante notar que, como $\frac{\partial(\text{Ln}C)}{\partial \text{Ln}(P_i)} = \frac{P_i}{C_i} \times \frac{\partial C}{\partial P_i} = \frac{P_i X_i}{C_i} = S_i$, esta corresponde à parcela dos custos associada ao insumo i (*Share equation*). Seja S_i esta parcela e suponha que existam apenas dois insumos. A partir do exposto acima, é possível formar o seguinte sistema de equações:

$$\begin{aligned} \text{Ln}C &= \alpha_0 + \alpha_t t + \alpha_1 \text{Ln}(Y) + \beta_1 \text{Ln}(P_1) + \beta_2 \text{Ln}(P_2) + \frac{1}{2} \delta \ln(Y)^2 + \frac{1}{2} \lambda_{11} \text{Ln}(P_1)^2 \\ &+ \frac{1}{2} \lambda_{22} \text{Ln}(P_2)^2 + \lambda_{12} \text{Ln}(P_1) \text{Ln}(P_2) + \rho_1 \text{Ln}(P_1) \text{Ln}(Y) + \rho_2 \text{Ln}(P_2) \text{Ln}(Y) \\ S_1 &= \beta_1 + \lambda_{11} \text{Ln}(P_1) + \lambda_{12} \text{Ln}(P_2) + \rho_1 \text{Ln}(Y) \\ S_2 &= \beta_2 + \lambda_{22} \text{Ln}(P_2) + \lambda_{12} \text{Ln}(P_1) + \rho_2 \text{Ln}(Y) \end{aligned} \quad (6)$$

Em trabalhos aplicados pode-se utilizar este sistema para tornar mais eficiente as estimativas dos parâmetros da função custo, conforme será discutido mais à frente. É interessante e bastante comum em trabalhos aplicados se reduzir o número de parâmetros a partir das restrições em (3).

Fazendo $P = \frac{P_1}{P_2}$, o sistema de equações em (6) pode ser reduzido para:

$$\begin{aligned} \text{Ln} \frac{C}{P_2} &= \alpha_0 + \alpha_t t + \alpha_y \text{Ln}(Y) + \frac{1}{2} \delta \ln(Y)^2 + \beta_1 \text{Ln}(P) + \frac{1}{2} \lambda_{11} \text{Ln}(P)^2 + \rho_1 \text{Ln}(P) \text{Ln}(Y) \\ S_1 &= \beta_1 + \lambda_{11} \text{Ln}(P) + \rho_1 \text{Ln}(Y) \end{aligned} \quad (7)$$

Devido a maior flexibilidade da *Translog*, funções tradicionais como *Cobb-Douglas* ou *Leontief* passaram a ser preteridas em função daquela. Anderson e Thursby (1985) mencionam alguns questionamentos iniciais de autores como White (1980) a respeito da *Translog*, o que motivou até mesmo o surgimento de outras propostas de funções flexíveis. Porém, Byron e Bera (1983) demonstraram um equívoco no exemplo numérico utilizado no trabalho de White (1980). A conclusão dos autores é que a função fornece uma boa aproximação da função verdadeira, com um reduzido viés em relação aos seus parâmetros.

Anderson e Thursby (1985), baseados no trabalho de Byron e Bera e assumindo seus resultados, estudaram as propriedades estatísticas da *Translog*, em especial, a distribuição das Elasticidades Parciais de Allen e das “*shares*” estimadas. Seus resultados sugerem que os estimadores destes parâmetros podem ser normalmente distribuídos (até mesmo em pequenas amostras) se todos os elementos estocásticos no modelo são normais e aditivos. Porém, questionam a realização de inferência a partir das estimativas considerando um ponto específico, mas validam a possibilidade de inferência estatística quando se considera a média da distribuição amostral.

Caves *et al.* (1981) demonstraram a possibilidade de se analisar economias de escala a partir do modelo considerando ou não a existência de insumos quase-fixos. Assumindo um caso uma firma com vários produtos e todos os insumos variáveis, as economias de escala podem ser obtidas simplesmente pela derivada da função custo com respeito ao produto, através da equação:

$$ES = (\sum (\partial \ln(C) / \partial \ln(Y_i)))^{-1} \quad (8)$$

Assumindo a existência de ativos quase fixos teríamos:

$$ES = \frac{1 - \sum (\partial \ln(C) / \partial \ln(Z_i))}{\sum (\partial \ln(C) / \partial \ln(Y_i))} \quad (9)$$

Onde Z_i representa o insumo quase - fixo.

Os autores demonstram ainda a possibilidade de se analisar produtividade através do modelo. Estes demonstraram que, considerando todos os insumos flexíveis, a produtividade do insumo (PI) e do produto (PY) pode ser estimada através das seguintes equações, respectivamente,

$$PI = -(\partial \ln(c) / \partial \ln(t)) \quad (10)$$

$$PY = \frac{-(\partial \ln(c) / \partial \ln(t))}{\sum (\partial \ln(c) / \partial \ln(Y_i))} \quad (11)$$

Considerando alguns insumos fixos (Z_i), temos:

$$PI = -\frac{-(\partial \ln(c) / \partial \ln(t))}{1 - \sum (\partial \ln(c) / \partial \ln(Z_i))} \quad (12)$$

$$PY = \frac{-(\partial \ln(c) / \partial \ln(t))}{\sum (\partial \ln(c) / \partial \ln(Y_i))} \quad (13)$$

II.2 – Trabalhos Empíricos

Há, de fato, muitos trabalhos que estimam função custo. Porém, apenas recentemente surgiram trabalhos estimando esta função para o setor elétrico, em especial, para o setor de distribuição. A principal razão foi o interesse em se avaliar as recentes mudanças estruturais e institucionais que

vem sofrendo o setor no mundo e o impacto de seu novo arcabouço institucional.

Filippini (1996) afirma que até pelo menos metade da década de 1990 pouco se produziu em termos de estudos avaliando os custos do setor de distribuição e transmissão de energia elétrica. Os trabalhos anteriores se concentravam em quase sua totalidade sobre o setor de geração. Segundo o autor, entre os trabalhos que se destacaram na discussão a respeito do setor de geração estão os de Christensen e Greene (1976), Gollop, Nelson (1985), Callan (1991) e Thompson e Wolf (1993).

Um trabalho sobre custos nos setores de distribuição e transmissão comumente citado é o de Roberts (1986). Este trabalho tem como mérito caracterizar de forma mais apropriada a forma como deve-se analisar custos em setores cuja expansão da demanda pode ser dar de diferentes formas, em especial, devido a dispersão geográfica dos consumidores. O autor cita como exemplos desse tipo de setor as indústrias de energia, televisão, água, gás natural, dentre outras.

Increased demand by existing customers, demands by new customers within the firm's service area, or an expansion of the service area can all lead to increased output but each can have a different impact on unit cost and thus lead to a different measure of scale effects (Roberts, 1986, pg 378).

Logo, ao se avaliar função custo nestes setores é preciso considerar mais duas variáveis, quais sejam, a extensão territorial da área atendida pela empresa (A_i) e o número de consumidores (U_i). O autor caracteriza então três

tipos de economias de escala, segundo a forma como ocorre a expansão do produto. Economias de escala, propriamente dita, ocorre quando o produto aumenta em volume, mantendo fixo o número de consumidores e a área territorial. Foi definido na equação (8) acima e é o conceito tradicionalmente conhecido na literatura.

Quando há uma expansão concomitante do volume consumido e do número de consumidores, mantendo-se a área constante, há um segundo tipo de economias de escala, que é definida pela equação:

$$ED = (\sum (\partial \ln(C) / \partial \ln(Y_i)) + \partial \ln(C) / \partial \ln(U))^{-1} \quad (14)$$

Quando, além da expansão do volume consumido e do número de consumidores, há uma expansão da área onde estes se encontram, há um terceiro de tipo de economias de escala, que é definida pela equação:

$$(\sum (\partial \ln(C) / \partial \ln(Y_i)) + \partial \ln(C) / \partial \ln(U) + \partial \ln(C) / \partial \ln(A))^{-1} \quad (15)$$

Os resultados de Roberts (1986) confirmam a preocupação do autor, ao demonstrar que as economias de escala são bastante afetadas pela mudança dessas variáveis. O autor demonstrou que as economias de escala em (13) são maiores quando mantidos constantes o número de consumidores e a área. Demonstrou ainda que, quando o volume de energia se expande com um aumento da área, as economias de escala são menores, mantendo-se constante o número de consumidores.

Entre os principais trabalhos estimando uma função custo para o setor de distribuição de energia elétrica encontra-se o trabalho de Filippini (1996). A partir de um painel de 39 distribuidoras da Suíça no período 1988-1991, o autor estima um modelo de equações simultâneas, análogo ao modelo descrito em (6), utilizando a técnica de Zellner (1962), *Seemingly Unrelated Estimation* (SUR)¹. Os resultados encontrados indicam existência de economias de escala. Além disso, a função custo estimada, como preconizado pela teoria, apresentou as propriedades da função custo neoclássica, a saber: (a) a função é crescente em relação ao produto e (b) preços dos insumos e (c) côncava em relação aos preços dos insumos.

Analisando ainda o setor de distribuição de energia elétrica suíço, Filippini *et al.* (2001) realizam um estudo contemplando uma amostra mais ampliada de distribuidoras (59 empresas) para o período 1988 -1996. Diferentemente do trabalho anterior, os autores utilizam uma técnica de fronteira estocástica para estimativa de uma função de custo médio. Os resultados desse estudo apontam para a presença de economias de escala. Porém, os valores estimados se mostraram menores que os do trabalho anterior. Outro aspecto interessante, que explica a diferença, é a estimação de outras medidas de escala, como economias de densidade (de consumidores) e de produto.

Discutindo a respeito do setor de distribuição da Itália, Folloni e Caldeira (2001) analisam a existência de economias de escala. Apesar de haver somente uma distribuidora de energia elétrica neste país à época do estudo (ENEL, *National Electricity Board*) esta é dividida em 147 zonas, que são

¹ O método será melhor discutido à frente neste trabalho. Para uma análise mais detalhada a respeito do método ver Greene (2003).

“unidades operacionais” engajadas na distribuição de energia para áreas territoriais específicas. O objetivo do estudo foi avaliar se esta divisão era racional do ponto de vista econômico. A técnica econométrica utilizada pelo autor, a exemplo do trabalho de Filippini (1996), foi um modelo de equações simultâneas (SUR) para uma *cross-section* referente ao ano de 1996 compreendendo as 147 zonas. Seus resultados, a exemplo dos trabalhos anteriores, indicam a presença de economias de escala e densidade (de consumidores).

Hattori (2002) estima e compara a eficiência técnica das distribuidoras de energia elétrica japonesas e norte-americanas usando um modelo de fronteira estocástica. Os dados se referem a um painel para o período 1982-1997 compreendendo 21 distribuidoras. Entre os diversos resultados deste trabalho, se destacam a existência de economias de escala e densidade de consumidores e a maior eficiência, em média, das distribuidoras japonesas frente às distribuidoras americanas. Porém, os autores fazem ressalvas a respeito dos resultados devido às limitações da base de dados utilizada no estudo.

Entre os poucos trabalhos existentes para o Brasil, destaca-se o de Arcoverde, *et. Al* (2005). Embora a ênfase do trabalho seja em relação a função de produção, os autores estimam uma função custo para o setor de distribuição a partir de um painel compreendendo 22 distribuidoras para o período 1993 – 2001. A técnica estatística utilizada foi um método de fronteira estocástica, baseada em Battese e Coeli (1995). Neste trabalho há vários resultados interessantes, entre os quais destacam-se o efeito positivo em

termos de eficiência decorrente das privatizações ocorridas e a importância dos indicadores de qualidade na determinação dos custos.

III – MÉTODO, DADOS E RESULTADOS

III.1 – Método

Nesta dissertação irá se estimar uma função custo para o setor distribuição de energia elétrica utilizando os sistemas de equações descritos em (6) e (7). Como discutido anteriormente, os trabalhos que estimam esta função para o setor de distribuição utilizam diversas técnicas econométricas. Este trabalho irá empregar o método de equações simultâneas baseado em Zellner (1962), *Seemingly Unrelated Estimation* (SUR).

Em suma, o modelo é consiste em estimar por GLS (Generalized Least Squares) o conjunto de equações de forma simultânea organizando de forma apropriada a matriz de variáveis explicativas de cada equação. Caso não haja nenhuma restrição sobre os parâmetros das equações, estas se relacionam no modelo apenas pelo matriz de variância-covariância dos resíduos.

A grande vantagem de se utilizar esta abordagem é a possibilidade de tornar mais eficiente a estimação da função custo. Como ressalta Greene (2003), quando se estima um sistema de equações em que o conjunto de variáveis explicativas de uma equação é um subconjunto das variáveis explicativas de outra equação, temos que o método SUR é produz um estimador eficiente. Além disso, permite utilizar informações existentes a respeito da relação entre os parâmetros entre diferentes equações, o que reduz

o número de parâmetros a ser estimados, obtendo-se ganhos em termos de graus de liberdade.

Os custos utilizados se referem aos custos salariais e “outros custos”. Considerar estes dois custos compondo os custos totais implica em considerar dois insumos na função custo (ou de produção), quais sejam, o insumo trabalho e o insumo “outros”. Este ultimo agrega uma série de insumos, tais como materiais e equipamentos.

Dada a singularidade existente entre os resíduos em 6, é necessário suprimir uma equação deste sistema. Neste trabalho optou-se por considerar a parcela dos custos associada ao insumo trabalho, surprimindo o insumo “outros”, de acordo com o resultado descrito em (7) . Como demonstrado anteriormente, todos os parâmetros da equação (6) podem ser obtidos através das restrições descritas em (3). Ou seja, é possível deduzir todos os parâmetros da equação de demanda pelo insumo “outros”. De forma a facilitar a interpretação dos resultados, os dados foram normalizados de tal forma que a média de cada variável seja igual a 0.

Além disso, foram consideradas outras variáveis de controle que explicam a heterogeneidade do ambiente onde atuam as distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Assim, foram testadas uma *dummy* para região onde atua a empresa, *dummy* para empresas verticalizadas, percentual de consumo por classe (industrial, comercial e outras classes), densidade de consumidores, DEC e diferenciação entre o salário de empresas públicas e privadas.

III.2 – Dados utilizados

Os dados utilizados nesta dissertação consistem em um painel não-balanceado de 31 distribuidoras para os anos de 2000 – 2005. Esse período foi

escolhido devido a melhor qualidade dos dados existentes. No período anterior, principalmente na década de 1990, o setor de distribuição de energia elétrica passou por grandes mudanças como privatizações e desverticalizações. Além disso, houve mudanças institucionais, com a regulação do setor passando do extinto DNAE para ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), além de criação de outros órgãos como MAE (posteriormente substituído pela CCEE), ONS, CNPE, dentre outros. Estes fatores certamente afetaram bastante a qualidade e homogeneidade dos dados.

Na figura 1 abaixo se encontram as empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras. Como as distribuidoras no Brasil surgiram controladas pelos Estados, sua distribuição no território quase coincide com a distribuição destes. Porém, a partir do intenso movimento de privatizações do setor a partir de 1995, perdeu-se um pouco esta característica, como é possível observar principalmente nos estados do Sul e Sudeste.

A partir das mudanças institucionais mencionadas acima, passou-se a exigir uma melhor qualidade das informações prestadas por parte das empresas, com uma melhora na *accountability*. Porém, é preciso ponderar que as desverticalizações podem ter afetado a qualidade das informações devido à diferentes regras de rateio de contas adotadas pelas empresas entre os segmentos de Distribuição, Transmissão e Geração. Ou seja, os custos associados somente ao setor de distribuição poderiam refletir custos de outros segmentos para empresas verticalizadas.

Os dados foram extraídos dos demonstrativos de resultado divulgados pelas empresas em seus relatórios administrativos e CVM (Comissão de Valores Imobiliários), cujos dados estão disponíveis no sítio da

BOVESPA. Foram utilizados também dados extraídos do sítio da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) e das Notas Técnicas da ANEEL no âmbito das revisões e reajustes tarifários.

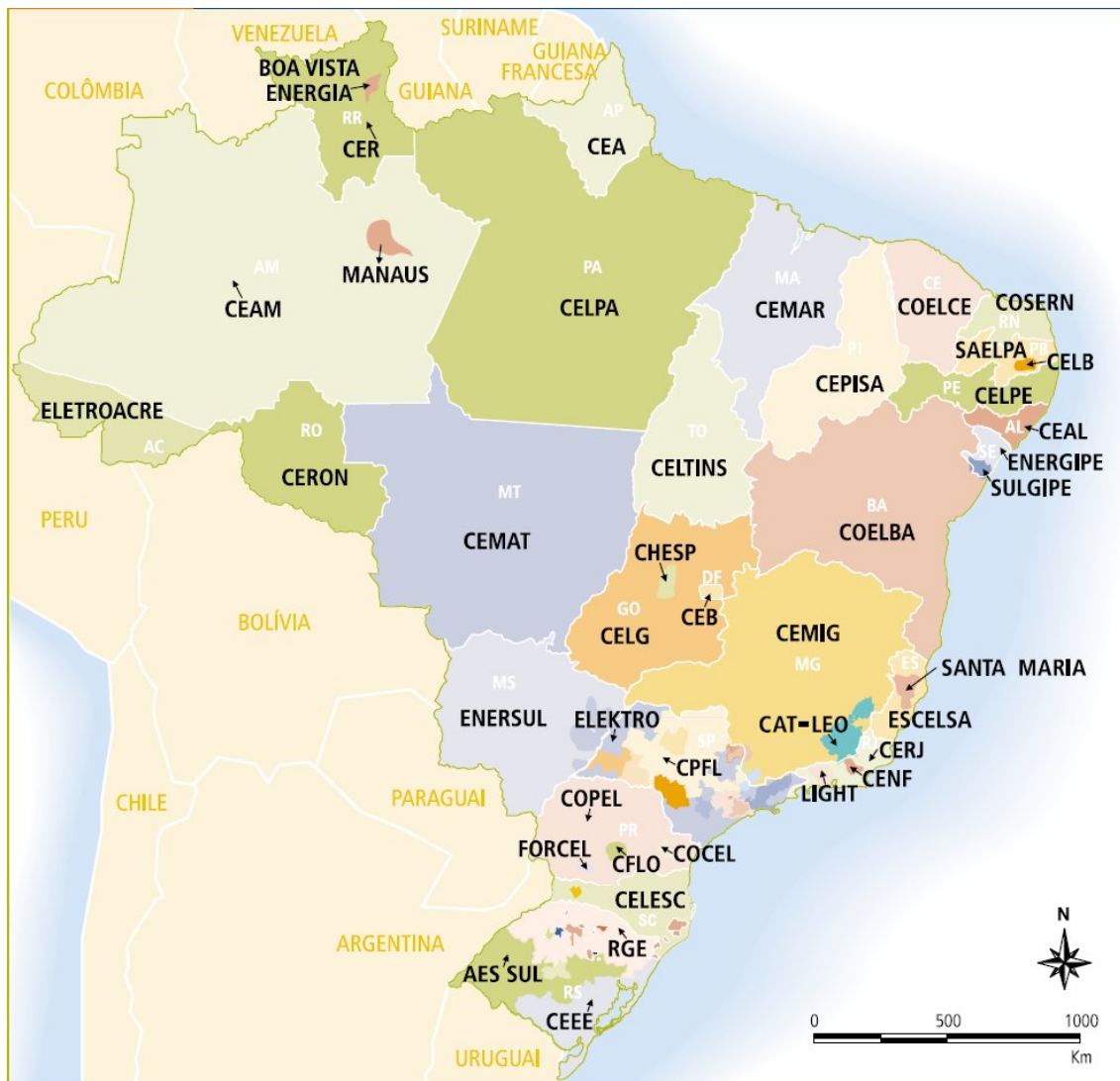


Figura 1: Divisão Geográfica das Distribuidoras Brasileiras

Fonte: ANEEL

A variável utilizada como custo é a rubrica contábil conhecida como PMSO (custo de pessoal, materiais, serviços e outros custos). É comum em alguns trabalhos considerar o custo total de uma distribuidora de energia elétrica como formado por custos de quatro naturezas, quais sejam, custo de

peçoal, custos de capital, custo com energia elétrica e demais custos (que, em geral, englobam os custos com materiais, serviços e os demais custos).

Neste trabalho optou-se por não utilizar custos com capital e com energia elétrica. Em relação ao primeiro, a principal razão se refere a complexidade de apurar o preço do insumo capital. Como não há uma medida inequívoca deste, em trabalhos aplicados é possível encontrar diversas formas de apurar este preço. Folloni e Caldeira (2001), por exemplo, utilizam como *proxy* para preço de capital a razão entre gasto com depreciação (*amortization*) e o insumo capital (o autor usou como *proxy* para o insumo capital a rede de distribuição que possui a empresa).

Há vários problemas com esta definição. A principal é que, em verdade, a depreciação não reflete o custo de capital propriamente dito. O custo de capital compreende a remuneração do capital, que depende das condições de captação de recurso por parte da empresa no mercado ou internamente. Um segundo problema, mais especificamente relacionado ao caso brasileiro, é que, como o ativo da empresa é contabilizado a preços de compra, não sofrendo atualização monetária, esses valores podem estar subestimados, e diferenças entre empresas podem se dar somente devido ao período de compra dos ativos.

Viton (1981), avaliando custos de capital no setor de ferrovia americano, estima custos médios a partir de duas variáveis: vida útil dos ativos e custo de captação de recursos no mercado para uma empresa do setor. Porém, o autor não estima estes custos para cada empresa e sim para o setor como um todo, avaliando dedutivamente o valor de custo de capital a partir de parâmetros médios de mercado. Apesar da fragilidade do procedimento

adotado pelo autor, conceitualmente esta abordagem é a que melhor aproxima do custo de capital. Devido as dificuldades de obtenção desses dados, não foi possível utilizar esta variável neste trabalho.

Outro custo não considerado foi o custo com energia. É possível encontrar diversas formas como energia era comprada pelas distribuidoras neste período. Grande parte passou a ser contratada, por exemplo, pela figura dos contratos bilaterais, num ambiente de livre contratação, com preços homologados pela ANEEL. Muitas vezes, ocorria o fenômeno conhecido com *self – dealing*, onde as empresas controladoras dos segmentos de distribuição e geração majoravam o preço da energia. A partir de 2004, a energia passou a ser contratada no ambiente conhecido como *Pool*, onde a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) é responsável pela intermediação de compra de toda a energia entre distribuidoras e geradores.

Assim, a carteira de compra de energia das distribuidoras passou a ser composta por uma diversidade de contratos, com regras distintas de reajuste. Devido a complexidade do ambiente regulatório e a necessidade de informações adicionais, especialmente quanto a formação da carteira de compra da energia de cada empresa, preferiu-se não considerar neste trabalho o custo com energia.

O salário foi construído a partir da razão entre custo de pessoal e número de funcionários da empresa. Uma *dummy* foi introduzida para diferenciar salário de empresas públicas e privadas. O propósito foi o de tentar avaliar se há diferenças na alocação do fator trabalho entre empresas públicas e privadas.

Como *proxy* para o preço dos demais custos utilizou-se a razão entre os custos operacionais, subtraído os custos de pessoal, e o número de consumidores. Como este é composto por uma diversidade de itens, especialmente de materiais, foi necessário criar uma *proxy* para o insumo “outros”. Na medida em que há uma relação de proporcionalidade entre consumidores e o volume de materiais empregados no fornecimento de energia, o número de consumidores pode fornecer uma boa aproximação para este insumo, e foi utilizado nesta dissertação.

Como produto da distribuidora considerou-se o volume de energia fornecido. Há razoável consenso em estudos aplicados neste contexto que esta variável reflete de forma mais correta o produto de uma distribuidora. Porém, como Roberts (1986) chama a atenção, há diferentes dimensões de expansão do produto de uma distribuidora de energia elétrica. Esta expansão pode se dar via aumento do consumo de energia dos consumidores existentes, através do incremento de consumidores ou aumento da extensão territorial.

Neste trabalho pretende-se aprofundar um pouco a análise do autor a respeito do tema. Apesar de chamar a atenção para o problema, a forma como o mesmo o trata no modelo econométrico pode gerar problemas de multicolinearidade, já que considera três variáveis na equação de custos altamente correlacionadas, quais sejam, número de consumidores, extensão territorial e volume de energia fornecida.

A maneira como alguns autores têm tratado o problema é considerar uma medida relativa de consumidores. Folloni e Caldera (2001), por exemplo, consideram a razão entre número de consumidores e extensão territorial (Km^2) onde atua a empresa. Esta medida é mais interessante porque não se

correlaciona necessariamente com o produto. Porém, a mesma não separa o efeito da extensão territorial e do número de consumidores sobre o custo. Neste trabalho irá se referir a esta medida como **Densidade de Consumidores**.

Outra questão relevante que se reflete sobre os custos das distribuidoras se refere ao perfil de consumo dos consumidores. Costuma-se classificar os consumidores em pelo menos quatro categorias: residenciais, comerciais, industriais e outras classes. Nesta última se enquadram uma diversidade de tipos de classe de consumo, como rural, serviço público, iluminação pública, etc. As distribuidoras brasileiras se distinguem bastante quanto ao perfil dos consumidores atendidos.

O impacto do consumo sobre os custos é diferente conforme a classe de consumo. Em especial, distribuidoras que possuem um número maior de consumidores industriais possuem um volume de energia ofertado concentrado em poucos consumidores. A relação entre o volume de consumo e o número de consumidores de uma distribuidora pode ser denominada como **Densidade de Consumo**. A mesma será considerada na análise a partir do percentual de consumo proveniente de consumidores industriais.

Outro aspecto importante de se investigar é a relação entre qualidade e custos. Espera-se que, se devidamente controlado para eficiência das empresas, uma baixa qualidade no fornecimento de energia por parte da distribuidora seja devido ao menor emprego de recursos, logo resulte em menores custos operacionais. Porém, na medida em que índices de qualidade estão bastante correlacionados com a eficiência na prestação do serviço, é bastante comum encontrarmos uma relação negativa entre custos operacionais

e indicadores de qualidade. Os indicadores mais utilizados no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro são DEC e FEC. O primeiro mede o tempo médio em que a distribuidora ficou sem fornecer energia para seus consumidores. A segunda mede a frequência média de interrupções do fornecimento de energia.

Porém, uma medida mais apropriada estaria relacionada com a satisfação dos consumidores com o serviço. Um indicador interessante seria, por exemplo, o IASC, um índice calculado pela ANEEL de satisfação do consumidor via pesquisa telefônica. Há dois problemas em se usar esta variável. O primeiro é a ausência de dados para boa parte do período considerado aqui. O segundo, mais de natureza metodológica, se refere à própria capacidade deste índice de medir o que se propõe. No primeiro ciclo de revisões tarifárias, a ANEEL utilizava este índice no cálculo do Fator X da empresa. Quanto menor o índice, ou seja, menor a satisfação do consumidor, maior seria o fator X. Assim, havia um incentivo para os consumidores subavaliarem os serviços da empresa. Apesar de não haver trabalhos empíricos comprovando esta tese, a própria a ANEEL não o considera mais no cálculo do fator X no segundo ciclo de revisão tarifária.

Outras variáveis de controle mais especificamente relacionadas ao setor de distribuição brasileiro foram consideradas. Uma variável que se procurou avaliar trata-se do efeito sobre os custos decorrente da distribuidora ter passado por um processo recente de desverticalização ou ser verticalizada em algum período específico na amostra. Com a nova lei geral do setor, a maior parte das distribuidoras (fornecem energia num volume acima de 500 GWh por ano) não atuam em outros segmentos que não seja o de distribuição

de energia elétrica. Porém, no período considerado, ainda havia distribuidoras que atuavam em outros segmentos. Uma *dummy* foi considerada para empresas nesta situação.

Há razões para se considerar que este fato afeta positiva ou negativamente os custos. Se há sinergias ou economias de escala entre os segmentos, os custos de empresas verticalizadas tendem a ser menores em todos os segmentos. Porém, na medida em que não há uma regra contábil inequívoca de rateio de custos entre os diferentes segmentos e o fato dos segmentos de transmissão e distribuição serem regulados e possuírem cláusulas de manutenção do equilíbrio econômico em seus contratos, algumas distribuidoras podem ter alocado custos dos segmentos de geração (que não possui preços regulados) no segmento de distribuição e/ou transmissão. Ou seja, os custos de distribuição podem estar superestimados.

Como ilustrado na Figura 1 acima, devido às dimensões continentais, o Brasil se caracteriza por enorme diferenciação regional. Desta forma, *dummies* identificando a região a qual pertence a área atendida pela distribuidora foram consideradas no modelo.

Na tabela 1 abaixo há uma descrição de algumas variáveis utilizadas no estudo que caracterizam o setor de distribuição de energia brasileiro, referentes ao ano de 2005. Uma primeira coisa a se notar é a enorme diferenciação que existe entre as distribuidoras, evidenciado pelo desvio padrão de cada variável. Enquanto a maior distribuidora na amostra atende 6 milhões de consumidores, a menor (na amostra) atende apenas 43 mil. Em verdade, hoje há distribuidoras atendendo pouco mais 2 mil consumidores no Brasil.

De fato, não há na experiência internacional outro país com uma diversidade tão grande de empresas neste setor. No que diz respeito aos custos operacionais, por exemplo, nota-se que a maior empresa possui valores 110 vezes maior que a menor e quase 4 vezes a média da distribuição.

Tabela 1: Descrição dos Dados Utilizados

	Média	Mínimo	Máximo	Desvio Padrão
Custos Operacionais (em mil R\$)	221.091	8.714	981.196	217.803
Consumo Total (em GWh)	7.430.3209	209.000	39.614.000	8.995.002
Consumidores	1.553.652	43.516	6.009.987	1.508.766
DEC (minutos)	16,97	3,14	54,56	12,16
Área de Concessão (milhões de Km ²)	164.611	1.387	1.253.165	256.207
Percentual de Consumo residencial	33%	17%	46%	6%
Percentual de Consumo industrial	27%	3%	59%	12%
Percentual de Consumo comercial	20%	7%	44%	7%
Percentual de Consumo Demais Classes	21,8%	8,2%	34,9%	5,9%
Densidade de Consumidores (consumidores por mil Km ²)	71,66	1,05	1.171,24	214,22

A variável que mais chama a atenção é a densidade de consumidores. A amostra apresenta uma média de densidade de consumidores de 72 consumidores por mil Km², sendo que a menor possui 1,05 consumidores por mil Km², enquanto a maior possui 1.171,24.

III.3 – Resultados

Os resultados estão descritos nas tabelas abaixo:

Tabela 2 Parâmetros da Função Custo

		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Constante	α_0	-0.015 ** (0.005)	-0.008 (0.005)	-0.015 ** (0.005)	0.002 (0.006)
Tempo	α_t	0.002 **	0.002	0.003 **	0.001

		(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)
Salário	β_L	0.048 ** (0.017)	0.067 ** (0.017)	0.037 ** (0.016)	0.044 ** (0.017)
Salário X Pública	β_{LB}	-0.223 ** (0.036)	-0.273 ** (0.037)	-0.196 ** (0.035)	-0.221 ** (0.037)
(Salário) ²	λ_{LL}	-1.626 ** (0.238)	-1.596 ** (0.247)	-1.648 ** (0.242)	-1.678 ** (0.251)
Consumo	β_y	0.954 ** (0.033)	0.935 ** (0.039)	0.914 ** (0.026)	0.921 ** (0.030)
Consumo X Salário	ρ_{LY}	0.660 ** (0.227)	0.671 ** (0.231)	0.628 ** (0.228)	0.621 ** (0.234)
(consumo)2	λ_{YY}	0.240 (0.277)	-0.008 (0.331)	0.090 (0.269)	-0.862 ** (0.282)
Densidade de Consumidores	Z_{CO}	-0.010 ** (0.005)	-0.008 (0.006)		
Percentual de Consumo Industrial	Z_{CI}	-0.033 ** (0.010)	-0.041 ** (0.011)		
Percentual de Consumo Comercial	Z_{CC}	0.013 (0.011)	0.008 (0.013)		
Percentual de Consumo Outras Classes	Z_{CO}	0.003 (0.014)	0.023 (0.017)		
DEC	Z_{DEC}	0.024 ** (0.011)	0.035 ** (0.013)	0.046 ** (0.010)	
Nordeste	Z_{NO}	0.028 ** (0.004)		0.026 ** (0.005)	
Sul	Z_{SUL}	-0.010 ** (0.005)		-0.012 ** (0.005)	
Verticalizadas	Z_{VE}	0.017 ** (0.006)	0.017 ** (0.005)	0.017 ** (0.006)	
"R ² "		0.958	0.9401	0.954	0.9225
"Qui ² "		2989.93	2004.58	2521.17	1404.14

** Significante à 5%

Tabela 3 Parâmetros da "Share" Salário

Constante	β_L	0.048 ** (0.017)	0.067 ** (0.017)	0.037 ** (0.016)	0.044 ** (0.017)
Salário	λ_{LL}	-1.626 ** (0.238)	-1.596 ** (0.247)	-1.648 ** (0.242)	-1.678 ** (0.251)
Pública	β_{LB}	-0.223 **	-0.273 **	-0.196 **	-0.221 **

		(0.036)	(0.037)	(0.035)	(0.037)
Consumo	ρ_{LY}	0.660 ** (0.227)	0.671 ** (0.231)	0.628 ** (0.228)	0.621 ** (0.234)
"R ² "		0.4331	0.4373	0.4399	0.4268
"Qui ² "		93.63	88.35	99.56	87.64
Teste de Breusch-Pagan de Correlação entre as Equações				Qui ² = 24.149	

** Significante à 5%

A tabela 2 apresenta os parâmetros estimados da função custo, enquanto a tabela 3 apresenta aqueles relacionados à parcela salarial para os diferentes modelos estimados. Foram estimados quatro modelos, que se diferenciam pela consideração de diferentes variáveis de controle. O modelo 1 estima a função custo considerando todas as variáveis de controle do modelo, qual seja, variáveis que controlam para a densidade de consumo e de consumidores, que controlam para características regionais, para qualidade, empresas públicas (salário) e uma *dummy* indicando se a empresa possuía ou não atividades em outros segmentos, como o de geração ou transmissão. O modelo 2 se diferencia do modelo 1 apenas por não considerar as variáveis regionais. O modelo 3 se diferencia do modelo 1 apenas por não considerar as variáveis de densidade. Finalmente, o modelo 4 não apresenta qualquer variável de controle, exceto a variável que diferencia o salário de empresas públicas.

A fim de avaliar o ganho efetivo em utilizar o método de Zellner neste caso estimou-se a correlação entre os erros das variáveis. A partir do teste Qui² de Breusch-Pagan apresentando acima é possível inferir que há correlação entre os erros da equação, o que indica a necessidade de se controlar para simultaneidade entre os resíduos da equação, ou seja, o método de Zellner é apropriado neste caso.

Um primeiro resultado importante se refere das premissas clássicas da função custo expostas. Como podemos notar, em todos os modelos os resultados sustentam a hipótese da função custo ser não decrescente em y , não pode ser rejeitada.

É importante lembrar que a hipótese de homogeneidade linear foi imposta no modelo. Logo, é interessante testá-la. A maneira como homogeneidade linear foi imposta no modelo foi através da restrição $P = \frac{P_1}{P_2}$, o que possibilitou a redução da equação (6) para a equação (7) acima. Ou seja, a única diferença entre as duas equações é a hipótese de homogeneidade linear. Assim, é possível testar esta hipótese através de um teste de *Likelihood-ratio* das duas equações. O teste resultou num Qui^2 de 420.82, indicando a não existência de homogeneidade linear.

Outra propriedade importante da função custo, a de concavidade em W , também não pode ser rejeitada a partir dos resultados em qualquer dos modelos. Isto pode ser inferido a partir do parâmetro λ_{LL} , que se mostrou negativo e significativo ao nível de 5%. Este resultado garante que a função demanda por trabalho seja inversamente relacionada ao preço deste insumo, como preconiza a teoria.

Quanto às variáveis de controle, um resultado interessante é o coeficiente associado ao nível de qualidade do serviço prestado pela distribuidora, qual seja, DEC. O parâmetro estimado se mostrou significativo ao nível de 5% e positivo. Logo, indica que quanto menor a qualidade, maiores os custos operacionais. Há duas principais explicações para este resultado. Um primeiro, reside no fato do mesmo refletir, em parte, a própria eficiência na

gestão de recursos por parte das distribuidoras. Ou seja, uma maior qualidade indicaria que a distribuidora apresentaria maior eficiência, logo, tenderia a apresentar menores custos. Outra explicação estaria associada à própria capacidade desta variável de medir o que se propõe, ou seja, a qualidade do serviço prestado pela distribuidora. Um DEC menor pode não implicar, necessariamente, numa menor qualidade na prestação do serviço.

A *dummy* indicando se a empresa possui ou não participação em outros segmentos como transmissão ou geração se mostrou significativo nos três modelos que a considera. O resultado implica que empresas verticalizadas possuem custos maiores. Há várias interpretações para este resultado. Uma primeira é a existência de deseconomias de escala quando se considera a empresa verticalmente integrada. Uma segunda, talvez mais plausível, é a possibilidade da alocação contábil de custos provenientes de outros segmentos no de distribuição. Como as desverticalizações ocorreram recentemente, algumas empresas podem não ter realizado o rateio de seus custos de forma correta.

Alguns especialistas chamam a atenção, por exemplo, para o viés no rateio de custos após as desverticalizações em superestimar os custos de distribuição em detrimento dos custos de geração. Como o primeiro possui tarifa regulada e seus contratos de concessão de serviço público possuem cláusulas de equilíbrio econômico e financeiro (ou seja, é necessário que sua receita “cubra” seus custos), haveria um maior incentivo para alocar custos no segmento de distribuição.

Para se avaliar a questão das diferenças regionais, introduziu-se duas *dummys*, uma indicando se a empresa é do Nordeste-Nordeste e outra se

é do Sul. Assim, Sudeste e Centro Oeste ficaram como *default*. Os resultados indicam que, em relação à região Sudeste e Centro Oeste, o Nordeste apresenta custos maiores enquanto o Sul apresenta custos menores. Como há várias características que diferenciam as regiões, uma conclusão mais precisa a respeito das razões que levariam a estas diferenças deve ser feita a partir de uma análise mais aprofundada, o que foge ao escopo desta tese. Uma possibilidade estaria relacionada a questões de infra-estrutura, como estradas pavimentadas, etc.

Um resultado curioso é o relacionado ao salário de empresas públicas. Como podemos notar, os salários médios pagos por empresas públicas tendem a ser menores. Este resultado se mostra contraditório, na medida em que não há razão para se supor que empresas públicas são mais eficientes que privadas. Uma explicação possível é a forma como foi construída esta variável, através da razão entre custo de pessoal e número de funcionários. Como empresas públicas tendem a apresentar um quadro de funcionários maior no quartil de remunerações inferior, o salário médio pago acaba sendo menor, sem, necessariamente as empresas pagarem salários menores, para cada cargo específico.

Como é possível notar, a estimativa do parâmetro ρ_{LY} mostra que a função custo é não homotética, na medida em que este se mostrou estatisticamente diferente de zero ao nível de significância de 5% em ambos os modelos. O resultado indica que na medida em aumenta-se o consumo, aumenta-se também relativamente o emprego do insumo trabalho relativamente aos demais insumos. Este resultado torna-se mais claro se observamos a *share* Salário.

Os ganhos de produtividade podem ser avaliados utilizando (11). A estimativa de β_t se mostrou positivo em todos os modelos, indicando que houver “perda” de produtividade no período. Porém, apenas os modelos 1 e 3 apresentaram valores significativos para este parâmetro. Este resultado, de fato, é contra-intuitivo e vai de encontro ao preconizado pela literatura. A regulação do setor no Brasil migrou do regime conhecido com *Cost Plus* para o de *Price Cap*, no final da década de 1990. Uma das principais características desse regime diz respeito às suas propriedades de incentivo a ganhos de produtividade.

Porém, como os dados se referem a um período de transição de modelos, é preciso fazer algumas ressalvas a este resultado. É natural que algumas empresas no início de um processo de reestruturação despendam um volume maior de recursos. Um exemplo, diz respeito ao conhecido Plano de Demissão Voluntária (PDV), em que a empresa oferece vantagens financeiras aos funcionários para que peçam demissão. Logo, o resultado apresentado nesta dissertação, para ser mais conclusivos, necessita de uma análise mais aprofundada sobre o tema, o que foge do escopo desta dissertação.

As economias de escala podem ser inferidas pelo parâmetro β_y . Utilizando a definição em (9), os valores de economias de escala, considerando os modelos acima, estão descritos na tabela 4 abaixo. Estes parâmetros foram testados contra a hipótese nula de $\beta_y=1$, cujos resultados estão referidos na mesma tabela.

Como podemos notar, apenas os resultados dos modelos 3 e 4 indicaram economias de escala considerando 5% de significância. Interessante notar que, o que diferencia estes modelos é o fato de ambos não apresentarem

variáveis de “densidade” como controles. Ou seja, controlando para densidade de consumo e de consumidores, não há evidências de economias de escala (em média) no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, no período considerado.

Tabela 5: Economias de Escala

	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3	MODELO 4
Economias de Escala	1.0482	1.0695 *	1.0941 **	1.0858 **

* Significativo à 10%, ** Significativo à 5%

A partir dos resultados, é possível realizar um exercício análogo àquele de Roberts (1986). De fato, os valores de economias de escala referidos acima se referem àqueles resultantes de uma variação no produto mantendo-se constante a densidade de consumidores e a participação de consumo de cada classe específica, o que Folloni e Caldera (2001) denominam Economias de Escalas “Puras”. Porém, é interessante avaliar qual o efeito sobre os custos provenientes de uma variação do produto em que se altera as variáveis de densidade mencionadas acima. Análogo aos trabalhos de Folloni e Caldera (2001) e Roberts (1986), foram construídas medidas de economias de escala considerando variações da densidade de consumidores e densidade de consumo. Para este último, considerou-se somente o efeito da variação do percentual de consumo da classe industrial. Apenas o modelo 1 foi considerado nesta análise.

Seja E_y = Economias de escala, E_{yCO} = Economias de Escala com variação da densidade de consumidores, E_{yCI} = Economias de Escala com variação da densidade de consumo e E_{yCT} = Economias de Escala com variação de ambos. Lembrado que

$$Z_{CO} = \partial \ln(Custo) / \partial \ln(densidade\ de\ consumidores) ;$$

$$Z_{CI} = \partial \ln(Custo) / \partial \ln(percentual\ de\ consumo\ Industrial)\ e$$

$$\beta_y = \partial \ln(Custo) / \partial \ln(Consumo)$$

temos:

$$E_y = (\beta_y)^{-1}$$

$$E_{yCO} = (\beta_y + Z_{CO})^{-1}$$

$$E_{yCI} = (\beta_y + Z_{CI})^{-1}$$

$$E_{yCT} = (\beta_y + Z_{CO} + Z_{CI})^{-1}$$

Há diversas variações possíveis. Um aumento do consumo pode se dar com (1) um aumento ou uma redução da **densidade de consumidores** mantendo fixo a densidade de consumo, (2) um aumento ou uma redução da **densidade de consumo** mantendo fixo a densidade de consumo e (3) um aumento ou uma redução da **densidade de consumo** concomitante com um aumento ou redução da **densidade de consumo**. Todas as possibilidades de combinações estão descritas na tabela abaixo com seus respectivos testes Wald contra hipótese nula de retornos constantes ou decrescentes de escala.

Tabela 6: Economias de Escala e “Densidades”

	Economias de Escala
$(\beta_y)^{-1}$	1.05
$(\beta_y + Z_{CO})^{-1}$	1.06 *
$(\beta_y - Z_{CO})^{-1}$	1.04
$(\beta_y + Z_{CI})^{-1}$	1.09 **
$(\beta_y - Z_{CI})^{-1}$	1.00
$(\beta_y + Z_{CO} + Z_{CI})^{-1}$	1.10 **

$(\beta_y - Z_{CO} + Z_{CI})^{-1}$	1.07 **
$(\beta_y + Z_{CO} - Z_{CI})^{-1}$	1.02
$(\beta_y - Z_{CO} - Z_{CI})^{-1}$	1.00

* Significativo à 10%, ** Significativo à 5%

Como podemos notar, os resultados demonstram que a existência de economias de escala no setor depende fundamentalmente da “direção” em que se expande o produto, como chama a atenção Roberts (1986). Em especial, depende do que chamamos aqui de densidade do consumo. Se o crescimento do consumo de energia cresce em função de consumidores industriais, o setor irá experimentar retornos crescentes de escala.

Caso contrário, os efeitos sobre os custos dependerão da densidade de consumidores, ou seja, da dispersão geográfica dos consumidores. Se o aumento do consumo de der com uma diminuição da dispersão dos consumidores, haverá um aumento menos que proporcional dos custos. Porém, se concomitantemente houver uma queda da densidade de consumo, não é possível afirmar que o mesmo irá ocorrer.

Este resultado possui algumas implicações importantes do ponto de vista da regulação. Concessionárias com um perfil de consumidores formados em sua grande parte por consumidores industriais devem apresentar custos mais baixos, logo tarifas mais baixas.

IV – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Trabalho estimou uma função custo para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. Esta função possibilita uma análise da tecnologia

das firmas neste setor. Em especial, permite avaliar questões como economias de escala, densidade de consumidores e de consumo, homoteticidade, dentre outras.

A grande contribuição desta dissertação talvez seja a discussão das variáveis que devem ser observadas neste tipo de análise para o Brasil. Entre estas variáveis, destacam-se a diferenciação entre empresas públicas e privadas, a qualidade do serviço prestado, atuação em outros segmentos, como Distribuição e Transmissão e diferenciação regional.

Os resultados demonstram que são corretas as hipóteses levantadas por Roberts (1986) de que a análise de economias de escala para o setor de distribuição de energia elétrica deve levar em conta que o produto neste setor pode se expandir de várias formas. Nesta dissertação, avaliou-se o aumento do consumo quando varia-se o consumo por consumidor ou a dispersão geográfica dos consumidores. No primeiro caso, o que se mostrou relevante de fato foi a presença de muitos consumidores industriais

Considerar estas medidas na análise permitiu avaliar as economias de escala “puras”, como defini Filippini (1995). Os resultados indicam que, em média, não há forte evidência de economias de escala “puras” no setor. Porém, quando a expansão do produto se dá concomitantemente com um aumento da densidade de consumo ou de consumidores verifica-se uma evidência mais forte de economias de escala.

Este resultado possui fortes implicações do ponto de vista político e da regulação tarifária. Quanto ao primeiro, o resultado pode orientar uma futura reorganização das áreas de concessão de distribuição no Brasil. Quanto ao último, os resultados permitem inferir as empresas que tenderiam a apresentar

uma maior tarifa, fornecendo algum subsídio ao regulador na definição dos custos a serem reconhecidos no momento de uma revisão tarifária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Sítio* www.aneel.gov.br, Acessado em 10 de agosto de 2007.

ARCOVERDE, Flávia Dowsley ; TANNURI-PIANTO, M. E. ; SOUSA, Maria da Conceição Sampaio de (2005) . Mensuração das Eficiências das Distribuidoras do Setor Energético Brasileiro usando Fronteiras Estocásticas.. In: XXXIII Encontro Nacional de Economia, Natal-RN. XXXIII Encontro Nacional de Economia, 2005.

Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE). *Sítio* www.abradee.org.br. Acessado em 20 de agosto de 2007.

Baron, D. P. Myerson, R. B. (1982). Regulating a monopolist with unknown costs. *Econometrica* 50(4):911-931.

BATTESE, G.E. E COELLI, T.J. (1995). A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data. *Empirical Economics*, 20, p.325-332.

Baumol, W. J. (1970). Reasonable Rules for Rate Regulation: Plausible Policies for an Imperfect World. In P. W. MacAvoy, ed. *The Crisis of the Regulatory Commissions*, New York: W. W. Norton, p. 187-206.

Bolsa de Valores Imobiliários (BOVESPA). *Sítio* www.bovespa.com.br. Acessado em 15 de julho de 2007.

Callan, S .J. (1991). The Sensitivity of Productivity Growth Measures to Alternative Structural and Behavioral Assumptions: an application to electric utilities 1951 – 1984, *Journal of Business and Economics Statistics*, 9 , p 207 – 213.

Chirstensen, L. e Greene, W. h. (1976). Economies of Scale in US electric Power Generation, *Journal of political Economy*, 84, p. 655-675..

Chirstensen, L. e Jorgenson, D. W. , Lau, L (1973). Transcendental Logarithmic Production Frontier. *Review of Economics and Statistics*, 55, pp. 28-45.

Chong, E. (2004). Yardstick Competition vs. Individual Incentive Regulation: What has the Theoretical literature to say? *Mimeo*.

Filippini, M. (1996). Economies of Scale and Utilization in the Swiss Electric Power Distribution Industry. *Applied Economics*, 28, pg 543 – 550.

Filippini, M., Wild, J, e Kuenzle, M. (2001) .Scale and Cost Efficiency in the

Swiss Electricity Distribution Industry: evidence from a frontier cost approach. Centre for Energy Policy and Economic Swiss Federal Institutes of Technology (CEPE), *Working Papers*, 8, Junho.

Folloni, G. e Caldeira, O. (2001). Size, Density and Costs of Network Services – the Case of the Distribution of Electricity Italy. *41º Congress of the European Regional Science Association*, Zagreb, Croatia, Setembro, paper n. 196

Gollop, F. e Roberts, M. (1981). Environmental regulations and Productivity Growth: the case of fossil - fueled electric power generation, *Journal of Political Economy*, 49, p 654 – 674.

Greene, W. (2003), *Econometric Analysis*, 5ª Edição, Prentice Hall.

Hattori, T. (2002). Relative Performance of U.S. and Japanese Electricity Distribution: A application of Stochastic Frontier Analysis. *Journal of Productivity Analysis*, 18, p 269 – 284.

Laffont, J. J. (1994) The new economics of regulation ten years after. *Econometria*, 62, 507–537.

Laffont, J. J. e Tirole, J. (1986) Using cost observation to regulate firms. *Journal of Political Economy*, 94, 614–641.

Nelson, R. A. (1985). Return to Scale from Variable and Total Cost Functions, *Economic Letters*, 18, p 271- 276

Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (2000). Yardstick Competition Theory, Design, and Practice. The Hague, *Working Papers*. Dezembro.

PLAGNET, M. A. 2006. Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector. *Conference on Applied Infrastructure Research. Mimeo*.

Roberts Mark J (1986). Economies of Density and Size in the Production and Delivery of Electric Power *Land Economics*, Vol. 62, No. 4. (Nov), pp. 378-387.

Shleifer A (1985). A theory of Yardstick Competition. *Rand Journal of Economics*, 16, N. 3.

Thompson, H. G., Wolf, L. (1993). Regional Differences in Nuclear and Fossil-Fuel Generation of Electricity, *Land Economics*, 69, p 234 - 248.

Viton, Philip A (1981). A Translog Cost Function for Urban Bus Transit. *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 29, No. 3. (Mar), pp. 287-304.

Zellner, A. (1962). An Efficient Method for Estimating Seemingly Unrelated Regressions and Tests for Aggregation Bias. *Journal American Statistics association*, junho, 57, p 585 – 612.