

# **ANÁLISE DO MODELO DE *BENCHMARKING* PROPOSTO PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL PARA O TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS<sup>1</sup>**

Ana Lúcia Miranda Lopes, Dra.

Programa de Pós-Graduação em Administração – CEPEAD/UFMG

Giordano Bruno Braz de Pinho, mestrando

Programa de Pós-Graduação em Administração – CEPEAD/UFMG

Marcelo Azevedo, Dr.

Departamento de Engenharia de Produção/UFMG

## Resumo:

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL implantou em 2012 um modelo de *benchmarking* para avaliação da eficiência operacional das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Este modelo está baseado em dois métodos de *benchmarking* já amplamente utilizado por agências reguladoras do setor elétrico de outros países, intitulados *Data Envelopment Analysis* (DEA) e Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS). O objetivo deste artigo é discutir as principais inconsistências da metodologia definida pela Agência, identificar as causas da discrepância entre os resultados obtidos pelos métodos DEA e COLS e avaliar a utilização de retornos não decrescentes à escala no modelo do regulador.

Palavras Chave: Eficiência; Benchmarking, Data Envelopment Analysis - DEA

## **1. INTRODUÇÃO**

Em 10/09/2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL abriu a Audiência Pública nº. 040/2010 (AP040) para discussão com a sociedade acerca das regras e metodologias para definição da receita das concessionárias de distribuição de energia elétrica no 3º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP). Nesta ocasião, por meio da Nota Técnica 265/2010, foi proposta uma revisão profunda no modelo que calcula os custos operacionais regulatórios. A definição de custos operacionais eficientes é um ponto central na regulação por incentivos, que foi a vertente de regulação de monopólios naturais estabelecida para o setor elétrico brasileiro após as privatizações na década de 90. A regulação por incentivos pressupõe a definição de um patamar de receitas ou tarifas por um

---

<sup>1</sup> GT 01 – Administração

período fixo de tempo, definido em contrato. Dado o nível de tarifas ou receitas, as empresas reguladas têm o incentivo de reduzir seus custos para patamares inferiores àqueles definidos pelo regulador de forma a se apropriar de uma maior remuneração. Após o intervalo de tempo definido no contrato de concessão, os custos das empresas reguladas são revistos e definidos em novos patamares mais eficientes, ou seja, o ganho de eficiência é capturado pelo regulador em benefício dos consumidores. Desta forma, é crucial tanto para a empresa regulada quanto para os consumidores, a definição de uma metodologia consistente para a definição de custos operacionais eficientes.

A ANEEL submeteu à apreciação da sociedade a aplicação de um método de *benchmarking* intitulado *Data Envelopment Analysis* – DEA, já amplamente utilizado por agências reguladoras do setor elétrico de países como Áustria, Grã-Bretanha, Bélgica, Finlândia e Holanda e que viria a substituir o modelo de empresa de referência, que foi aplicado no Primeiro e Segundo Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras. Por meio de DEA, os custos praticados na obtenção dos resultados atingidos por cada concessionária de energia são comparados com os custos/resultados das demais concessionárias sendo que uma fronteira de eficiência é traçada. O resultado deste modelo são escores de eficiência que indicam o quão eficientemente cada empresa está transformando os insumos (custos) em produtos (mercado faturado, número de consumidores e extensão de rede), quando comparada com empresas similares.

Estudos anteriores empregaram DEA para avaliar a eficiência e mudança de produtividade de empresas de distribuição de energia (e.g. Arocena, 2008; Bagdadioglu, Price e Weyman-Jones, 1995; Hjalmarsson e Veiderpass, 2002; Kumbhakar e Hjalmarsson, 1998; Pacudan e Guzman, 2002 etc.). Estellita et al. (2007) apresentaram um estudo de caso de empresas brasileiras de distribuição de energia onde eram propostos dois diferentes modelos DEA, um que refletia critérios importantes para as agências regulatórias e outro que refletia os critérios das empresas. Agrell, Bogetoft e Tind (2005) apresentam um esquema multi-período e multi-produto para empresas de distribuição de energia construído com base em informações de custo de um modelo de análise de produtividade e um modelo teórico da agência. Zhou, Ang, e Poh (2008) apresentam os resultados de uma pesquisa sobre estudos que envolveram DEA no setor de energia e meio-ambiente.

O objetivo deste artigo é discutir as principais inconsistências da metodologia definida pela ANEEL, identificar as causas da discrepância entre os resultados obtidos pela metodologia DEA e COLS e também avaliar a utilização de retornos não decrescentes à escala no modelo DEA apresentado pela ANEEL.

## 2. METODOLOGIAS PROPOSTAS PELA ANEEL

As técnicas de benchmarking baseadas em fronteira, comumente utilizadas, incluem *Data Envelopment Analysis* (DEA), Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS) e Análise de Fronteira Estocástica (SFA) (Haney e Pollitt 2009). DEA é um método econométrico não-paramétrico que impõe hipóteses de função de produção crescente e côncava (Banker, Charnes e Cooper 1984). Apresenta uma função muito flexível robusta a erros de má especificação. Ambos SFA e COLS são métodos paramétricos os quais necessitam da especificação da forma funcional, tal como uma função *Cobb-Douglas* ou *translog*. A principal diferença entre SFA e COLS é que COLS atribui os desvios da fronteira à ineficiência, enquanto SFA atribui estes desvios da fronteira à ineficiência técnica e ruído aleatório. Embora SFA possa ter uma vantagem teórica sobre COLS, é difícil implementar SFA em amostras pequenas (CEPA, 2003). Recentes avanços em DEA permitiram a incorporação dos desvios relativos a ambos, ineficiência e ruído aleatório, como em fronteira estocástica (BANKER e NATAJARAN, 2008).

O método DEA foi primeiro introduzido por Charnes, Cooper e Rhodes (1978). Este método tem sido amplamente utilizado para estimar a eficiência técnica de unidades tomadoras de decisão (em inglês *Decision Making Unit* - DMU). DEA é um método de programação matemática que fornece uma medida única de eficiência, calculada com a utilização de múltiplos insumos e múltiplos produtos. É uma técnica de fronteira que estima a melhor prática e avalia a eficiência relativa das DMU's. Para cada uma delas, DEA apresenta um escore de eficiência, normalmente variando entre zero e um [0-1], apontando as ineficiências e fixando metas para o alcance da eficiência.

Os quatro modelos DEA que seguem mostram a análise da eficiência da DMU  $j$  impondo diferentes retornos de escala.  $q$  é o escore de eficiência da DMU  $j$  obtido resolvendo os modelos (1),(2), (3) ou (4),  $y_{rk}$  e  $x_{ik}$  são variáveis que refletem a

quantidade de produto  $r(r=1, \dots, R)$  produzido com os insumos  $i(i=1, \dots, I)$  pela DMU  $k$  e  $\lambda_k$  são pesos das observações utilizadas como benchmarking. O primeiro modelo (1) é o modelo CCR (CHARNES, COOPER e RHODES, 1978), o qual impõe retornos constantes de escala (CRS) na tecnologia de produção, enquanto que (2) impõe retornos variáveis de escala (VRS ou BCC) (BANKER, CHARNES and COOPER, 1984). O modelo (3) assume que a tecnologia exibe retornos não crescentes de escala (NIRS), enquanto que o modelo (4) apresenta retornos não decrescentes de escala (NDRS).

$$\begin{aligned} \theta_j^{CRS} &= \max \theta \\ S.t. \quad &\sum_{k=1}^N \lambda_k y_{rk} \geq \theta y_{rj}, \quad \forall r = 1, \dots, R; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k x_{ik} \leq x_{ij}, \quad \forall i = 1, \dots, I; \\ &\lambda_k \geq 0, \quad \forall k = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \theta_j^{VRS} &= \max \theta \\ S.t. \quad &\sum_{k=1}^N \lambda_k y_{rk} \geq \theta y_{rj}, \quad \forall r = 1, \dots, R; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k x_{ik} \leq x_{ij}, \quad \forall i = 1, \dots, I; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k = 1, \lambda_k \geq 0, \quad \forall k = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \theta_j^{NIRS} &= \max \theta \\ S.t. \quad &\sum_{k=1}^N \lambda_k y_{rk} \geq \theta y_{rj}, \quad \forall r = 1, \dots, R; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k x_{ik} \leq x_{ij}, \quad \forall i = 1, \dots, I; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k \leq 1, \lambda_k \geq 0, \quad \forall k = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \theta_j^{NDRS} &= \max \theta \\ S.t. \quad &\sum_{k=1}^N \lambda_k y_{rk} \geq \theta y_{rj}, \quad \forall r = 1, \dots, R; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k x_{ik} \leq x_{ij}, \quad \forall i = 1, \dots, I; \\ &\sum_{k=1}^N \lambda_k \geq 1, \lambda_k \geq 0, \quad \forall k = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (4)$$

### 3. O MODELO PROPOSTO PELA ANEEL

A ANEEL propôs em uma primeira etapa da AP040 dois modelos de DEA em dois estágios. Estes dois modelos variavam em função dos produtos utilizados. Tendo ambos a variável contábil Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros (PMSO ou Custo Operacional) como insumo e a variável extensão de rede (km) como produto, além das variáveis número de consumidores e mercado (MWh) definindo os dois modelos diferentes. A Figura 1 mostra os insumos e produtos de cada modelo. Os modelos DEA foram aplicados assumindo que as empresas operam sob Retornos Não Decrescentes à Escala.

	Insumo	Produto
<b>Modelo 1</b>	Custo Operacional (R\$)	Nº de Consumidores
		Extensão de Rede (km)
<b>Modelo 2</b>	Custo Operacional (R\$)	Mercado Faturado (MWh)
		Extensão de Rede (km)

**Figura 1. Modelos Propostos pela ANEEL na Primeira Etapa**

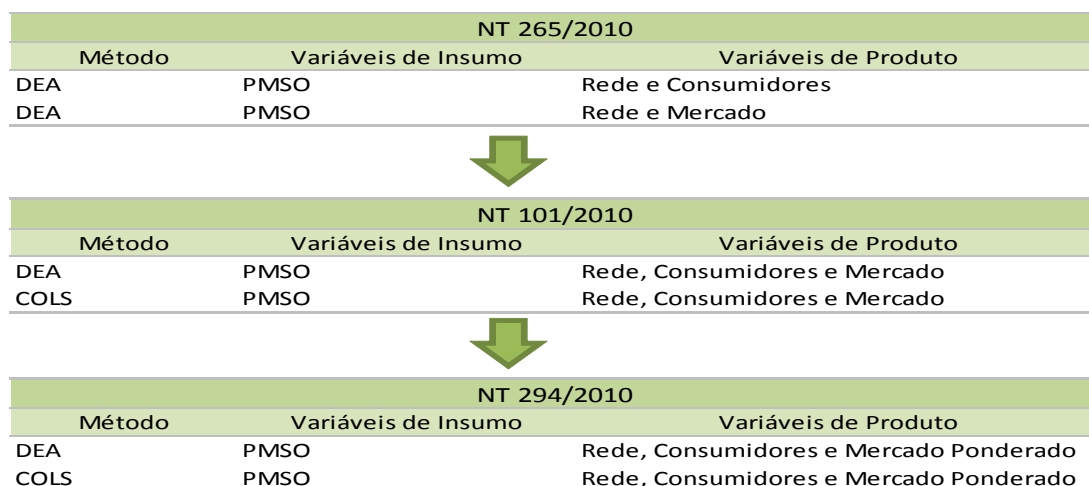
Após as contribuições dos agentes, a ANEEL modificou o modelo da primeira etapa agregando as mesmas variáveis num só modelo de DEA. Além disso, introduziu uma segunda ferramenta de *benchmarking* denominada *Corrected Ordinary Least Squares (COLS)*, apresentado na Nota Técnica nº 101/2011. O COLS é um modelo paramétrico e corresponde a uma regressão por mínimos quadrados ordinários, onde a reta de regressão é ajustada para o menor valor observado para o caso de funções de custo. A forma funcional utilizada foi a *Cobb-Douglas*.

Esse método é usado por poucos reguladores (Dinamarca e Grã-Bretanha), e é reconhecidamente mais restritivo, penalizando ainda mais as empresas que não estão na fronteira (Bogetoft & Otto, 2011). A ANEEL propôs a média do DEA e do COLS como resultado do primeiro estágio.

Na etapa final, foi proposta a mesma média do DEA e COLS, porém a variável mercado total foi substituída pelo mercado ponderado, sendo esta

variável obtida pela ponderação do mercado de alta, média e baixa tensão de acordo com a participação de cada um na formação da receita de cada concessionária.

A Figura 2 mostra os diferentes modelos apresentados pelo regulador para o cálculo dos custos operacionais regulatórios do 3º CRTP.

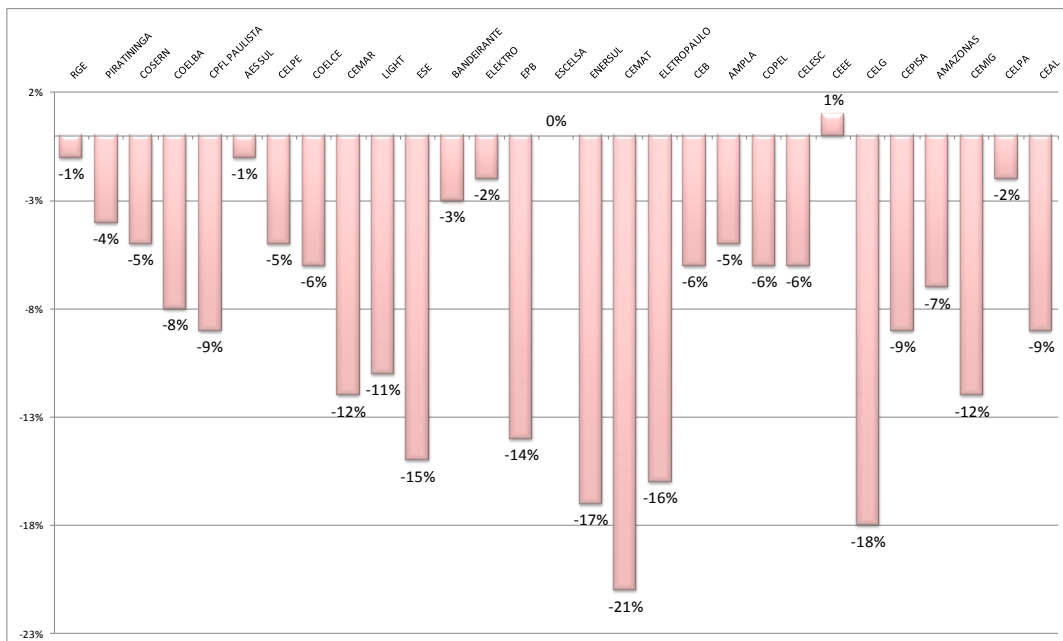


**Figura 2. Etapas e modelos propostos pelo regulador**

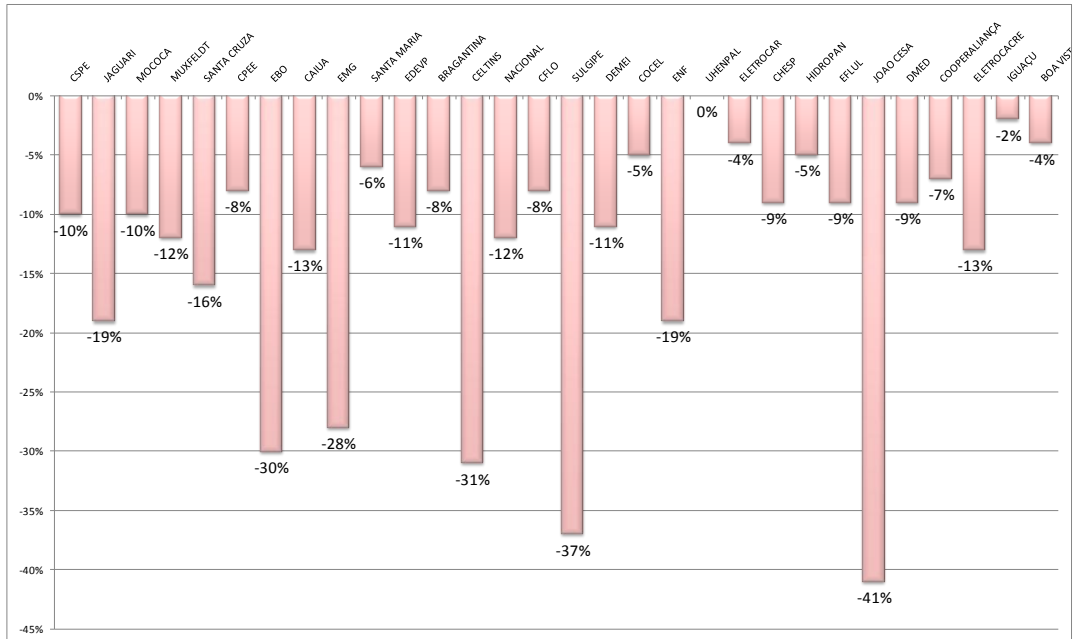
Apesar da proposta da ANEEL seguir a tendência de utilização de DEA pelas principais agências reguladoras europeias, ela foi alvo de críticas e sugestões por parte da comunidade de concessionárias brasileiras de distribuição de energia. Uma das críticas importantes foi a que se referia à utilização de um modelo DEA de retornos não decrescentes à escala (NDRS) em detrimento do modelo mais comumente utilizado de retornos variáveis à escala – VRS (BANKER, 1984). Em seu relatório técnico (BANKER, 2011), apresentados para a ANEEL, este autor explica que, para análises empíricas, o modelo VRS é o modelo correto, mesmo quando a teoria econômica defende que retornos não decrescentes de escala prevalecem em situações de monopólio natural, como é o caso da distribuição de energia elétrica. Isto acontece porque um modelo empírico é somente uma abstração da realidade e, ao menos que se tenha uma completa especificação da função de produção entre todos os inputs, outputs e variáveis ambientais, não é apropriado impor NDRS.

Para a realização do *benchmarking*, as empresas de distribuição foram separadas em dois grupos sendo o primeiro das maiores empresas, chamado Grupo A, pelo critério do mercado anual de energia maior que 1 Terawatt/hora (TWh) e o segundo grupo para as menores empresas, Grupo B, com o mercado inferior a este patamar.

Um aspecto marcante da metodologia implementada pela ANEEL foi a diferença acentuada entre os escores de eficiência obtidos pelo modelo de DEA escolhido em comparação com os resultados obtidos com o COLS. Os resultados dos escores de eficiência são bem menores para o COLS em todas as empresas, com exceção de uma. As Figuras 3 e 4 demonstram que as diferenças entre os resultados do COLS e DEA chegam a 21% no grupo das maiores empresas, para a empresa CEMAT, e 41% no grupo das menores, especificamente para a empresa João Cesa.



**Figura 3. Diferenças percentuais entre resultados do COLS e DEA – Grupo A**

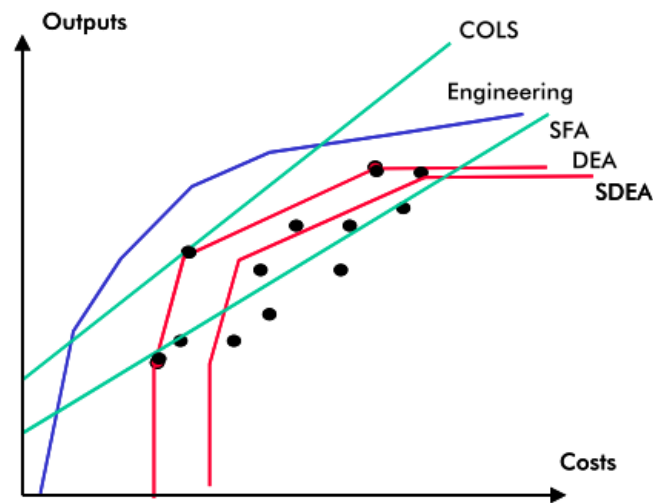


**Figura 4. Diferenças percentuais entre os resultados de COLS e DEA – Grupo B**

#### 4. INCONSISTÊNCIAS DA METODOLOGIA APRESENTADA PELA ANEEL

Após as contribuições dos agentes à Nota Técnica 265/2011, a ANEEL modificou o modelo da primeira etapa agregando as mesmas variáveis num só modelo de DEA, e introduziu uma segunda ferramenta de *benchmarking* chamada *Corrected Ordinary Least Squares* (COLS) escolhendo como forma funcional a *Cobb-Douglas*, função inadequada como função de custo conforme se demonstra a seguir (item 3.1.3). O COLS, apresentado na Nota Técnica nº 101/2011, é também usado por outros reguladores (Dinamarca e Grã-Bretanha, sendo que o último utiliza uma função *translog*), que, porém, é reconhecidamente mais restritivo e penaliza demasiadamente as empresas que não estão na fronteira, conforme pode ser observado na Figura 5.





**Figura 5. Comparação de Métodos de Benchmarking**

Fonte: SYRJANEN, M., BOGETOFT, P., AGRELL, P. , 2006.

Como demonstra a Figura 5 o COLS, quando comparado a outras metodologias de benchmarking é o que apresenta a fronteira mais distante dos dados sendo aquele que resulta, portanto, nos escores de eficiência mais baixos para as unidades analisadas.

#### **4.1. DA INADEQUABILIDADE DA FORMA FUNCIONAL *COBB-DOUGLAS* COMO FUNÇÃO DE CUSTO**

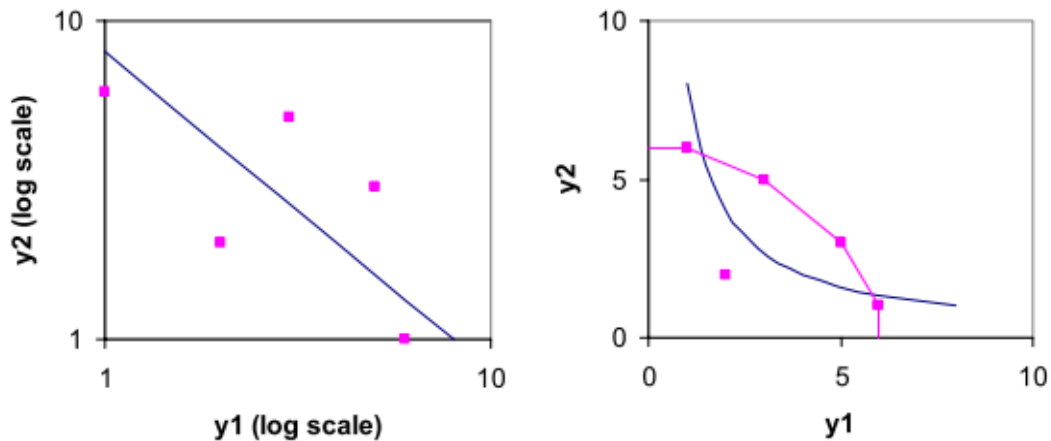
É de conhecimento geral a inadequabilidade da função *Cobb-Douglas* como função de custo. Bogetoft e Otto (2011) apresentam os resultados do estudo realizado para a implantação de metodologia de benchmarking na regulação do setor de energia da Alemanha. Foram realizados testes e estudos que buscavam a forma funcional mais adequada para a aplicação de Fronteira Estocástica (SFA) e DEA e estes concluíram por uma função *Normed Linear* apontando que a *Cobb-Douglas* não é uma função de custo e sim uma função de produção não podendo, portanto, ser utilizada para este fim.

*We could, of course, have handled this heteroscedasticity problem using a log-linear specification, but we did not do so to avoid the specifications curvature problem; the output-isoquants in a log-linear specification curve the opposite way than do usual output-isoquants. **This is not surprising since the log-linear model corresponds to a Cobb-Douglas model, which is really a production function and not a cost function*** (BOGETOFT e OTTO, 2011, p. 31, grifo nosso).

Syrjanen, Bogetoft e Agrell (2006), apontaram este problema em seu relatório para o regulador finlandês<sup>2</sup>: a função *Cobb-Douglas* não é uma função de custo. Após concluir que a função linear tem problemas de heteroscedasticidade que podem ser resolvidos com a utilização de uma função log-linear (*Cobb-Douglas*) os autores afirmam que esta tem problemas conceituais significativos sugerindo descartá-la na modelagem dos custos regulatórios das concessionárias finlandesas. “***Due to conceptual problems related to the log-linear model we suggest discarding this model***”(fls.50). *Grifo nosso.*

Comprovam este problema conceitual por meio das figuras que seguem afirmando que, como estamos estimando a função custo, o conjunto de possibilidades de produção cobertos pela função não é convexo de tal maneira que uma combinação de dois pontos nesta curva fica localizado fora da mesma, o que é conceitualmente errado. Observe, pela Figura 6, que a regressão no espaço log parece se ajustar corretamente (lado esquerdo), porém a figura do lado direito mostra que no espaço original a curva toma a direção contrária do que deveria (curva azul) demonstrando que a *Cobb-Douglas* não pode ser utilizada como função de custo.

---



**Figura 6 .Ilustração log linear como função de custo**

Fonte: SYRJANEN, M., BOGETOFT, P., AGRELL, P., 2006.

Desta maneira, mostrou-se que existem problemas sérios com a utilização da função *Cobb-Douglas*, pois a função estimada tem uma taxa marginal de transformação crescente nos produtos o que contradiz a teoria econômica que requer convexidade na função de produção.

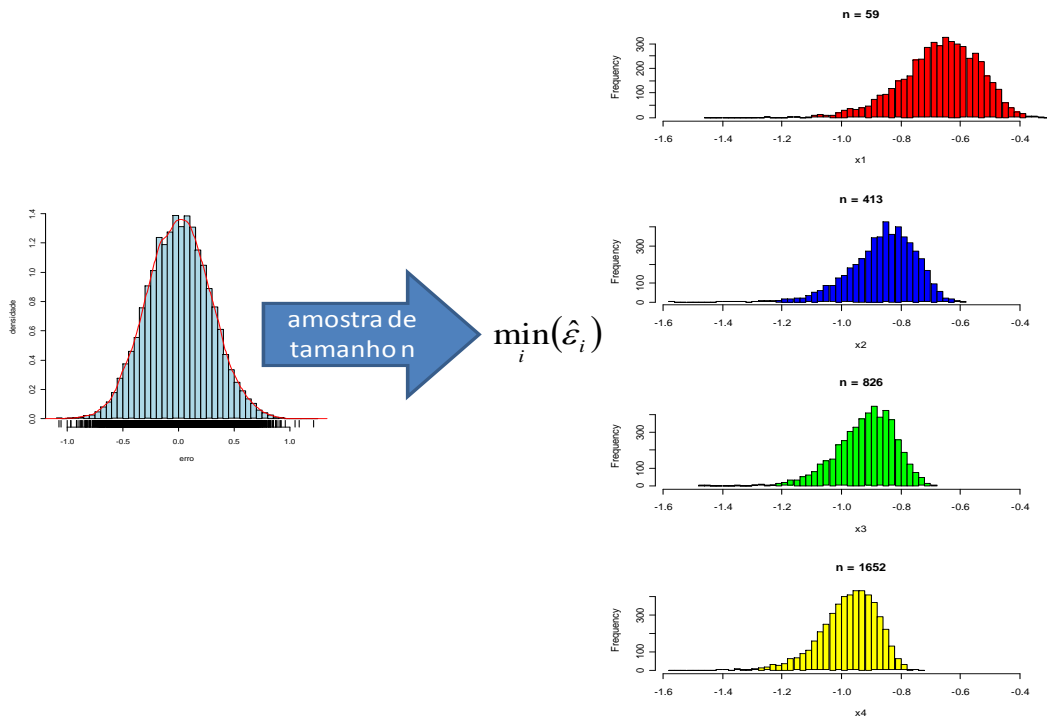
#### 4.2. O PROBLEMA DO TAMANHO DA AMOSTRA

No modelo de regressão COLS, os escores são calculados, basicamente, em três etapas. Na primeira etapa, as concessionárias são agrupadas em dois grupos: o grupo A, formado por 29 concessionárias que no ano de 2003 apresentavam um mercado total maior (ou igual) que 1 TWh e o grupo B, formado por 30 concessionárias que no ano de 2003 apresentaram um mercado total menor que 1TWh. Na segunda etapa, um modelo de regressão múltipla é ajustado para cada um dos grupos (A e B) onde a variável resposta é o custo operacional total de cada concessionária ao longo de um período de 7 anos (2003 a 2009). As variáveis preditoras são: (1) número total de unidades consumidoras, (2) comprimento total da rede, (3) mercado total ponderado (para consumidores de alta, média e baixa tensão). O modelo utiliza a transformação logarítmica com

a finalidade de tornar as concessionárias de cada grupo *comparáveis*, ajustando a heteroscedasticidade. De forma sucinta, no domínio da transformação logaritmo, a variável dependente (o logaritmo do custo operacional total) apresenta um comportamento homogêneo para os diferentes portes de concessionárias.

Em uma terceira etapa, para cada grupo, a média estimada do modelo de regressão é deslocada para a concessionária de menor resíduo. Esta operação impõe uma comparação das demais concessionárias do grupo em relação à concessionária *de referência* (menor custo operacional).

Os escores estimados utilizando o modelo COLS *Cobb-Douglas* são extremamente sensíveis ao tamanho da amostra (número de observações). Quanto maior o tamanho da amostra, menores os escores de praticamente todas as concessionárias, com exceção evidentemente do escore da concessionária de menor custo operacional, que é de 100%. A ANEEL (NT 101/2011 e NT 294/2011) aumenta o tamanho da amostra considerando o custo operacional das concessionárias ao longo de um período de tempo, sem nenhum ajuste quanto à dependência temporal. Dessa forma, o modelo da ANEEL calculado utilizando o custo operacional total por ano (de 2003 a 2009) das concessionárias resulta em escores de eficiência entre 20% e 50% para a maior parte das empresas mostrando, por deficiência do modelo, ineficiências muito baixas. São exemplos desses escores: 19% para a Boa Vista (Grupo B), 21% para a João Cesa (Grupo B) e 39% para a Cemig D. Se for considerado o custo operacional total para somente um ano, ou a soma ao longo dos anos, os escores das concessionárias apresentam um comportamento simétrico, distribuídos em relação ao escore médio de 60%. Em suma, com o aumento da amostra, os escores estarão, em sua maioria, entre 20% e 50%, conforme pode ser demonstrado na Figura 7. Como consequência, o escore de desempenho da maioria das concessionárias, utilizando o escore COLS *Cobb-Douglas*, será inadequado e subestimado. Esta característica da distribuição assimétrica dos escores é conhecida na literatura estatística como distribuição de valores extremos (*extreme value distribution*) e é causada pelo operador de mínimo no escore de COLS.



**Figura 7. Efeito do operador de mínimo sobre a distribuição de variáveis aleatórias normais independentes e identicamente distribuídas**

Além disso, uma das vantagens de se trabalhar com modelos estatísticos é a construção e utilização de intervalos de confiança, vantagem esta não constante do modelo da ANEEL. A Tabela 1 mostra o escore de eficiência da Cemig D e seus respectivos intervalos de confiança (limites inferior e superior) para o modelo COLS caso o modelo utilizado fosse ajustado para resolver o tamanho da amostra;

Tabela 1: Intervalos de confiança para o escore de eficiência da Cemig D para o modelo de regressão múltipla ajustado (Grupo A)

Descrição	Escore de eficiência
Valor estimado	0.4519956
Limite inferior	0.3412855
Limite superior	0.5986191

#### 4.3. TESTE DE HIPÓTESE DA EQUIVALÊNCIA DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA PARA OS MODELOS DEA E COLS COBB-DOUGLAS PARA OS GRUPOS A E B

A ANEEL justifica a utilização dos escores de eficiência obtidos por uma média entre DEA NDRS e COLS Cobb-Douglas apresentando que os mesmos tem uma correlação de 94% (parágrafo 68, fl. 13).

A Figura 8 mostra a relação existente entre os escores de eficiência estimados utilizando os modelos de DEA e COLS para os grupos A e B e amostra de tamanho 59. Para o grupo A o coeficiente de correlação linear é de 0,9539 (95,38%). Para o grupo B o coeficiente de correlação linear é de 0,8369 (83,69%). Para testar a hipótese de que os escores DEA e COLS são estatisticamente equivalentes, é possível ajustar um modelo de regressão linear simples sem intercepto para cada grupo na forma:  $COLS_i = \alpha \cdot DEA_i$ , e gerar intervalos de confiança para o parâmetro  $\alpha$ . Caso o intervalo de confiança contenha o valor da unidade ( $\alpha = 1$ ) é possível afirmar que existe evidência estatística de que os escores DEA e COLS são equivalentes.

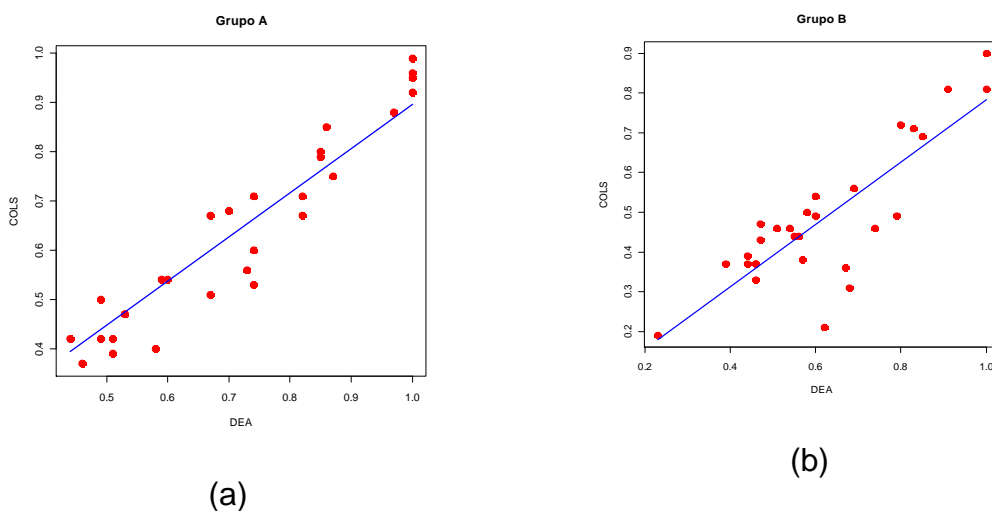


Figura 8. Gráficos de dispersão dos valores dos escores de eficiência dos modelos DEA e COLS para os grupos A e B.

A Tabela 2 apresenta os valores estimados para o parâmetro  $\alpha$  para os grupos A e B, e os respectivos intervalos de confiança de 95% e 99%. O valor  $\alpha = 1$  não está contido em nenhum dos intervalos de confiança. A partir desses resultados é possível concluir que os escores de eficiência DEA e COLS não são estatisticamente equivalentes. Em média, para o grupo A, o escore gerado pelo modelo COLS é **10,33%** menor que o escore gerado pelo modelo DEA. Para o grupo B o escore gerado pelo modelo COLS é, em média, **21,66%** menor que o escore gerado pelo modelo DEA.

Tabela 2: Estimativas de intercepto e intervalos de confiança para testar a hipótese de que escores de eficiência gerados pelos modelos DEA e COLS para os grupos A e B são estatisticamente equivalentes.

<b>Grupo A</b>	
Valor estimado para o intercepto: $\alpha$	0,89662
IC <sub>95%</sub> ( $\alpha$ )	[0,8648902 a 0,9283498]
IC <sub>99%</sub> ( $\alpha$ )	[0,8538171 a 0,9394229]
<b>Grupo B</b>	
Valor estimado para o intercepto: $\alpha$	0,78342
IC <sub>95%</sub> ( $\alpha$ )	[0,7280965 0,8387435]
IC <sub>99%</sub> ( $\alpha$ )	[0,7088598 0,8579802]

#### 4.4. IMPACTOS DE *OUTLIERS* NOS ESCORES DE EFICIÊNCIA CALCULADOS POR COLS

Não menos importante é o impacto da presença de *outliers* nos escores de eficiência calculados por COLS. A UHENPAL é um exemplo claro deste impacto, como pode ser observado na Tabela 3. Esta empresa, pelo modelo proposto na NT 294/2011 é atualmente a empresa de referência para o Grupo B tendo alcançado no ano de 2004 um escore de 100%, ou seja, foi o ponto de mínimo no modelo de COLS. Como o valor de mínimo é um valor extremo, distante da maioria das observações da amostra, dificilmente a concessionária alcançará ou

ultrapassará o seu próprio escore de eficiência. Com o passar dos anos e o conseqüente aumento do tamanho da amostra, os valores dos escores de eficiência da UHENPAL foram comprometidos pelo aumento do seu próprio custo operacional que triplicou em três anos resultando em uma ineficiência da ordem 54%. Em suma, a UHENPAL 2004 impacta negativamente a UHENPAL 2009 com um custo dificilmente replicável.

Tabela 3: Análise do escore de eficiência da concessionária UHENPAL, que representa o padrão de referência (escore 100%) no modelo sem o ajuste do tamanho amostral (atual modelo ANEEL)

<b>Ano</b>	<b>Escore</b>	<b>Custo Operacional</b>
2003	0.7953737	R\$ 2.508.824
2004	<b>1</b>	<b>R\$ 2.050.212</b>
2005	0.7477445	R\$ 2.916.724
2006	0.7001319	R\$ 3.163.022
2007	0.3701561	<b>R\$ 5.962.437</b>
2008	0.3654717	R\$ 6.182.374
2009	0.4579384	R\$ 5.038.483

Portanto, a justificativa apresentada pela ANEEL (NT 294/2011, fls. 8, item 45, 46 e 47) para a inclusão da metodologia COLS pelo fato de ser menos sensível à *outliers* e a impossibilidade de se testar estatisticamente os resultados de DEA está equivocada, pois COLS sofre muito mais fortemente do que DEA quando da presença de *outliers*.

Salienta-se, também, que não foi encontrada a informação de nenhum regulador que toma como resultado a média de duas metodologias como DEA e COLS Cobb-Douglas. O regulador austríaco, por exemplo, utiliza uma média ponderada de DEA e MOLS, porém com o último em uma forma mais flexível do tipo translog. CEPA (2003) apud NERA (2003) sugere à Ofgem, regulador inglês, a aplicação de uma metodologia combinada entre DEA e COLS na qual DEA seria calculado para calcular os escores de eficiência enquanto COLS para avaliar os produtos escolhidos e a significância dos escores de DEA. O regulador inglês acaba implantando COLS aplicando o modelo aos dados do último ano das



empresas inglesas (2009). Muitos modelos que utilizam mais de uma metodologia escolhem pelo melhor (*best-off*) dos resultados (Alemanha, por exemplo).

#### 4.5. OS PROBLEMAS IDENTIFICADOS NO MODELO DEA APLICADO PELA ANEEL

Na Nota Técnica nº 101/2011, a ANEEL propõe um modelo de DEA tendo uma variável como insumo (Custos Operacionais) e três produtos (Número de Consumidores, Extensão de Redes e Mercado). O modelo adotado foi o de retornos não decrescentes à escala (NDRS).

Para justificar a utilização do modelo NDRS, a ANEEL apoia-se na teoria de monopólios naturais que só existem para os setores onde os ganhos de escala são não decrescentes. Banker, em seu relatório técnico apresentado à segunda etapa da AP040, aponta a inadequabilidade do modelo DEA NDRS para o cálculo dos custos operacionais:

*The arguments presented in note 101/2011 from page 18 to page 20 are not correct when translating the theoretical assumption of absence of scale diseconomies in natural monopolies to the empirical estimation of a production frontier to benchmark electricity distribution companies... Technical note 101/2011 makes an error in interpreting this assertion in my earlier report about why we need to use a VRS model rather than a NDRS model. This note seems to suggest that the use of the VRS model implies that the true underlying production technology and the cost function exhibit decreasing returns to scale. This interpretation is not correct, as noted in my last report, and elaborated further in this report. We do not propose that the true cost function has decreasing returns to scale. We assert that ANEEL's proposed simplified model distorts the true production relationship such that the NDRS assumption valid for the true function cannot be sustained for estimating the simplified production frontier. Even when the true cost function exhibits increasing returns to scale, if the estimation model does not capture all the complexities of interrelations between multiple inputs and multiple outputs, then the estimation model based on VRS significantly outperforms in accuracy a corresponding estimation model based on NDRS. (BANKER, 2011, p.2).*

Para análises empíricas, o modelo VRS é o modelo correto, mesmo quando a teoria econômica defende que NDRS prevalece em situações de monopólio natural. Isto acontece porque um modelo empírico é somente uma abstração da realidade e, ao menos que se tenha uma completa especificação da função de produção entre todos os inputs, outputs e variáveis ambientais, não é apropriado impor NDRS.

O regulador conduziu testes estatísticos que apontaram o melhor ajuste para a fronteira calculada com o modelo VRS para o grupo de grandes empresas com os dados em *cross-section*. Este resultado pode ser observado na Tabela 6 da Nota Técnica nº 101/2011. Na justificativa para a manutenção do modelo NDRS, o regulador se contradiz porque afirma que os resultados são bastante sensíveis à retirada das duas maiores empresas da amostra. A ANEEL ainda aponta um sério problema da modelagem: “O problema pode estar na falta de uma amostra considerável de empresas de maior porte, e não numa característica da atividade de distribuição de energia elétrica” (ANEEL, 2011, p.20).

Os testes estatísticos para retornos de escala apontam para VRS no caso de grandes empresas provavelmente devido à existência das duas empresas com porte muito distinto. Desta forma, o modelo aplicado pela ANEEL com poucas variáveis, não consegue representar com robustez necessária a complexidade da amostra selecionada, de forma que o teste aponta para o melhor ajuste da fronteira VRS. Pela sensibilidade do teste à retirada das duas maiores empresas da amostra, estas empresas são as mais prejudicadas pelo modelo sugerido.

Ainda, o regulador argumenta que não houve justificativas adequadas para explicar a presença de deseconomias de escala:

**“ Dessa forma, faltou às contribuições recebidas na AP 040/2010 justificar as razões teóricas que levariam a deseconomias de escala. Ademais, nos dois ciclos revisionais passados, ao modelar a atividade de distribuição por meio do Modelo de Empresa de Referência, foi assumido que empresas de maior porte têm menores custos com estrutura administrativa, o que implicaria maiores retornos de escala” . (ANEEL, 2011, p. 20)**

A justificativa para o modelo VRS não é a presença de deseconomias de

escala no setor de distribuição no Brasil, e sim a simplicidade do modelo proposto, que impõe deseconomias de escala para algumas empresas que, na fronteira teórica real, onde todas as variáveis estariam corretamente mensuradas e consideradas, não apresentariam esta característica. De forma que o modelo prejudica estas empresas ao não permitir deseconomias de escala num modelo simplificado que não reflete corretamente a realidade.

## 5. CONCLUSÕES

A avaliação e implantação de modelos de benchmarking são certamente tarefas difíceis de serem conduzidas, em primeiro lugar devido à dificuldade da obtenção dos melhores dados e depois devido à ampla gama de opções de metodologias e modelagens. Porém, as técnicas disponíveis já são aplicadas há vários anos e a literatura sobre o assunto é bastante vasta, tendo sido já discutidos os principais problemas e vantagens associados a cada ferramenta.

Para a definição do melhor método é importante ter em vista o problema a ser solucionado, mas também é fundamental evitar os problemas das metodologias que possam desqualificar os resultados.

Sabe-se que o objetivo de modelos matemáticos e estatísticos é, por meio de simulações simplificadas, capturar os aspectos mais importantes da realidade, já que considerar todas as variáveis envolvidas em qualquer fenômeno é muito difícil e na maioria das vezes impossível. Porém, toda simplificação não pode deixar de lado variáveis essenciais.

A metodologia apresentada pela ANEEL demonstra pontos de fragilidade que comprometem os resultados. Os problemas apresentados podem estar prejudicando muito algumas empresas e beneficiando outras justamente por não refletir ou se aproximar da realidade. Os principais pontos de fragilidade da metodologia foram apresentados neste artigo e podem ser resumidos nos seguintes pontos:

1. O uso de COLS associado à uma função Cobb-Douglas, inadequada para estimar funções de custo;

2. O problema do tamanho da amostra relacionado ao uso de COLS, que reduz os escores de eficiência à medida que se aumenta o tamanho da amostra. Este problema é ainda agravado pelo impacto dos *outliers* neste tipo de metodologia;
3. O uso da fronteira NDRS para o modelo DEA que impõe restrições de escala para um modelo altamente simplificado.

O objetivo deste artigo foi demonstrar as fragilidades do modelo da ANEEL. Como foi demonstrado, o modelo deve ser aprimorado, mas, além disso, deve haver um estudo mais criterioso para identificar as principais variáveis que explicam os custos no serviço de distribuição do Brasil.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGRELL, P. J.; BOGETOFT, P.; TIND, J. DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution. *Journal of Productivity Analysis*, v.23, n.2, p. 173-201, 2005.

AROCENA, P. Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry: A DEA approach. *Energy Economics*, v.30, n.1, p. 39-58, 2008.

BAGDADIOGLU, N.; WADDAMS PRICE, C. M., WEYMAN-JONES, T.G. Efficiency and ownership in electricity distribution: A non-parametric model of the Turkish experience. *Energy Economics*, v.18, n.1, p. 1-23, 1996.

BANKER, R.D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. Models for the estimation of technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, v.30, p. 1078-1092, 1984.

BANKER, R.D.; NATARAJAN, R. Evaluating contextual variables affecting productivity using Data Envelopment Analysis. *Operations Research*, v. 56, v.1, p. 48-58, 2008.

**BANKER, R. Report on ANEEL's proposal for electricity distribution tariff regulation Technical Note No. 101/2011. Disponível em:**

[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/rajiv\\_banker\\_and\\_ana\\_lopes\\_report.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/rajiv_banker_and_ana_lopes_report.pdf)> Acesso em: 27 abr. 2012, 2011.

BOGETOFT, P., OTTO, L. Benchmarking with DEA, SFA and R. Springer Science, 2011.

CEPA, 2003. Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review, Scoping study, Final report, Prepared for The UK Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), *Cambridge Economic Policy Associates*, available at: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk).

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operations Research*, v.2, p. 429-444, 1978.

ESTELLITA LINS, M. P.; SOLLERO, M. K. V.; CALÔBA, G. M.; SILVA, A. C. M. Integrating the regulatory and utility firm perspectives, when measuring the efficiency of electricity distribution. *European Journal of Operational Research*, v. 181, p. 1413-1424, 2007.

HANEY, A.; POLLITT, M. Efficiency analysis of energy networks: An International Survey of Regulators. *Energy Policy*, v.37, p. 5814-5830, 2009.

HJALMARSSON, L.; VEIDERPASS, A. Efficiency and ownership in Swedish electricity retail distribution. *Journal of Productivity Analysis*, Boston, v.3, n.1, p. 7-23, 1992.

KUMBHAKAR, S. C., HJALMARSSON, L. Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution. *European Economic Review*, v.42, n.1, p. 97-122, 1998.

NERA. Commentary on CEPA Benchmarking Paper, A Report for EDF Energy. 2003.

PACUDAN, R., DE GUZMAN, E. Impact of energy efficiency policy to productive efficiency of electricity distribution industry in the Philippines. *Energy Economics*, v.24, n.1, p. 41-54, 2002.

SYRJANEN, M., BOGETOFT, P., AGRELL, P. Efficiency benchmarking project B: Analogous efficiency measurement model based on Stochastic Frontier Analysis, *Final Report*, 2006.

ZHOU, P.; ANG, B. W.; POH, K. L. A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies. *European Journal of Operational Research*, v.189, n.1, p. 1-18, 2008.

***\* Este trabalho teve o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais – FAPEMIG, do Programa de Pós-Graduação em Administração – CEPEAD e das Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG.***