

# Demanda e Preços Não-Lineares: Uma análise empírica da demanda por energia elétrica industrial

July 10, 2011

## Resumo

Neste artigo, foi proposto um modelo econométrico para a demanda por energia elétrica e capacidade dos consumidores industriais brasileiros. Diferentemente dos consumidores residenciais, os consumidores industriais brasileiros, além de consumir energia e capacidade, também enfrentam um menu de tarifas com discriminação de preços por horário do dia (o chamado *Time of Use Pricing*). Além disso, cada uma das três linhas tarifárias (Azul, Verde ou Convencional) também possui diferentes componentes e discriminação de preços. Todas estas características combinadas colocam um problema empírico que, até o momento, não foi enfrentado de forma conjunta na literatura. Esta metodologia foi aplicada em uma amostra não-aleatória de 646 grandes consumidores industriais brasileiros (com demandas acima de 300 KW), para um período entre janeiro de 2002 e dezembro de 2006. Observamos que as demandas pelos diferentes serviços (capacidade e energia, separados por horário de pico e horário fora de pico) são elásticas a preços e, pelo menos na modalidade AZUL, há complementariedade entre energia e capacidade nos diferentes períodos do dia.

**Abstract:** In this paper is proposed an econometric model for industrial electricity demand in Brazil. Differently from residential customers, industries in Brazil, besides purchasing energy and capacity, also face a tariff menu with Time of Use pricing. Each item in this menu also has different components and price discrimination structure. All these characteristics together pose an empirical problem that, so far, has not been faced together in the literature. This methodology was applied in a non-experimental sample of 646 large Brazilian industrial customers (with demands over 300 KW) between January 2002 and December 2006. The results indicate demands for the various services (capacity and energy, separated between peak and non-peak hours) are price elastic, and at least in the AZUL tariff, there is complementarity between energy and capacity in the different periods.

**Palavras-Chave:** Menu de Tarifas; Discriminação de Preços; Modelo Discreto-Contínuo

Keywords: Tariff Menu; Price Discrimination; Discrete-Continuous model

JEL Codes: L51; L60

**ÁREA 7: MICROECONOMIA, MÉTODOS QUANTITATIVOS E FINANÇAS**

# 1 Introdução

A maior parte dos estudos empíricos sobre a demanda industrial de energia elétrica em países subdesenvolvidos ignora o fato que este tipo de consumidor enfrenta um menu tarifário muito mais complexo do que os consumidores residenciais. Os consumidores industriais, e em especial os grandes consumidores nesta categoria, não apenas enfrentam a necessidade de contratação de energia e capacidade, mas também enfrentam preços diferentes para a energia e capacidade contratadas em horários alternativos do dia.

Tais características não tornam a decisão de escolha da quantidade de energia a ser consumida muito mais complexa do que para o consumidor residencial, mas também pode levar a estimativas claramente viesadas dos parâmetros de interesse, com todas as inferências de política incorretas decorrentes deste problema. Para lidar com isto, o presente artigo desenvolve uma metodologia para lidar com duas características da estrutura tarifária de energia elétrica industrial: a existência de preços distintos para energia e capacidade, discriminados por horário do dia. Além disso, a aplicação aqui apresentada também trata do fato que existem diferentes linhas tarifárias, compondo um menu de tarifas (*self-selecting tariffs*).

A metodologia apresentada aqui foi aplicada em uma base de dados de consumo de energia e capacidade de grandes consumidores industriais brasileiros, em que é registrada a modalidade tarifária escolhida, assim como a quantidade adquirida dos serviços componentes da modalidade (energia e capacidade), para o período entre janeiro de 2002 e dezembro de 2006.

Mas antes de passarmos à apresentação propriamente dita dos dados e do modelo, a seção seguinte descreve a literatura mais ampla em que a metodologia aqui apresentada se insere. Esta literatura trata tanto das tentativas anteriores na literatura para a estimação da demanda por energia elétrica industrial quanto a literatura sobre precificação de horário de pico e *time of use pricing*. Após esta revisão bibliográfica, segue-se a abordagem econométrica propriamente dita, assim como a estimativa dos parâmetros propriamente ditos. A quarta seção conclui.

## 2 Revisão da Literatura

No presente artigo, a revisão da literatura relevante para a pesquisa passa por dois temas separados. O primeiro deles é sobre as estimativas de sensibilidade a preço da energia elétrica, com foco na demanda industrial por energia, e a segunda delas é a literatura internacional sobre Precificação por Horário de Uso (*Time of Use*).

Sobre estimativas de elasticidade preço da demanda de eletricidade no Brasil<sup>1</sup>, o primeiro dos estudos sobre o tema que lança mão de uma abordagem econométrica moderna é o de Modiano (1984)[16], que utiliza dados anuais entre 1963 e 1981. Neste estudo, o autor utiliza uma especificação de demanda duplo log, sendo a dinâmica capturada por termos defasados, e estimado por Mínimos Quadrados Ordinários, com correção para a correlação serial pelo procedimento de Cochrane-Orcutt.

Este estudo se constituiu no “estado da arte” em pesquisa sobre o tema durante 13 anos, até que Andrade e Lobão (1997)[3] decidiram por estender a amostra utilizada por Eduardo Modiano e aplicar as técnicas mais modernas disponíveis à época, apenas realizando sua análise para a demanda residencial de energia. Do ponto de vista metodológico, os autores utilizam em alguns modelos o método das Variáveis Instrumentais, mas seus principais resultados surgem de um sistema de Vetores de Correção de Erro.

O estudo seguinte, de Schmidt e Lima (2004)[17], também atualiza os dados do estudo anterior, também utilizando uma metodologia de Vetores Auto-Regressivos e Vetores de Correção de Erros. Diferentemente de Andrade e Lobão (1997)[3], temos que Schmidt e Lima (2004)[17] trabalham com as três classes de consumidores, residenciais, comerciais e industriais. Do ponto de vista de forma funcional, os autores mantêm a forma duplo log, que permite a eles o fácil cálculo de elasticidades de curto e de longo prazos.

Após o estudo de Modiano de 1984, a maior parte dos outros estudos se mantiveram na mesma linha metodológica, utilizando uma especificação duplo log e um sistema de Vetores Auto-Regressivos ou Vetores de Correção de Erros. O estudo seguinte, de Mattos e Lima (2005)[7] também se atém à mesma metodologia, em seu estudo do consumo residencial de energia elétrica no estado de Minas Gerais. Mattos (2004)[6] também aplica esta metodologia para o caso da demanda industrial de energia elétrica. Na literatura mais

---

<sup>1</sup>Em todos os estudos, o foco foi essencialmente em estimar elasticidades agregadas, utilizando receita média como *proxy* para o preço para o Kwh marginal.

recente, apenas Irffi et. al. (2005)[14] variam a metodologia econométrica, usando Mínimos Quadrados Ordinários Dinâmicos e Modelos de Mudança de Regime. Sobre a forma funcional, ainda a duplo log é mantida.

Apenas em Siqueira, Cordeiro Junior e Castelar (2006)[19] há a adição do método de Variáveis Instrumentais ao arcabouço VAR+VEC utilizado nos outros modelos.

Em termos dos resultados obtidos, a tabela a seguir resume os valores obtidos para as elasticidades:

Tabela 1: Elasticidades Obtidas - Longo Prazo

Estudo	Método	Dem. Res.	Dem. Coml.	Dem. Ind.
Modiano (1984)	MQO+CORC	-0,40	-0,182	-1,22
Andrade e Lobão (1997)	VAR+VEC	-0,058		
Schmidt e Lima (2004)	VAR+VEC	-0,085	-0,174	-0,545
Mattos (2005)	VAR+VEC			-0,094 (NS)
Mattos e Lima (2005)	VAR+VEC	-0,258		
Irffi et. al. (2005)	DOLS+MS	-0,68		
SCC (2006)	IV	-0,778	-0,824	-1,019
SCC (2006)	VAR+VEC	-0,412	-0,502	-0,982

A literatura internacional sobre o tema, por outro lado, é bastante ampla, já merecendo várias resenhas específicas sobre o tema ao longo das décadas. A primeira das resenhas, já clássica, é a de Taylor (1975)[20]. Boa parte desta resenha é dedicada a críticas sobre os estudos anteriores, que serão recuperadas mais adiante no presente artigo, e a principal conclusão acerca das magnitudes das elasticidades ali apresentada varia bastante, a depender da metodologia empregada. Para a demanda industrial, as elasticidades de longo prazo ali computadas variam entre -1,25 a -1,94, bem mais elevadas que os valores encontrados na tabela acima.

O estudo de Taylor (1975)[20] foi atualizado pelo de Bohi e Zimmerman (1984)[5] que, para o caso da eletricidade para o setor industrial, encontram elasticidades de curto prazo na faixa de -0,18 a -0,60 e, no longo prazo, elasticidades na ordem de -1,5. Apenas em um dos estudos revisados foram estimadas elasticidades inferiores a um (em valor absoluto).

Depois da survey de Bohi e Zimmerman de 1984, a resenha subsequente foi a de Griffin (1993)[13] cujo foco foi menos em elasticidades-preço da demanda e mais sobre novas metodologias para modelagem de energia – tanto em termos de demanda por energia quanto pela sua relação com a escolha de eletrodomésticos. A partir destas resenhas, nos anos subsequentes observamos estudos pontuais, sendo os mais próximos em termos de estrutura de dados e metodologia ao realizado no presente artigo o de Bjorner et al. (2001)[4], e o de Fillipini (1995)[11], que utilizam micro-dados para estimar a elasticidade-preço da demanda industrial, no primeiro caso e, no segundo, da demanda residencial. Sobre o estudo de Bjorner et. al. (2001)[4], observamos elasticidades por volta de -0,5, e menores ainda nos modelos que incorporam a heterogeneidade não observável como efeitos fixos.

Considerando os dois grupos de resultados – os da literatura internacional e os da literatura brasileira – uma conclusão que se coloca é a menor magnitude, quando considerado em termos absolutos, das elasticidades-preço da demanda para o caso brasileiro. Tais resultados estão em linha com o encontrado em outros países da América Latina, o que deu margem ao comentário de Westley citado em Schmidt e Lima (2004), p. 70, que “o consumo de energia elétrica cresce em proporção fixa com a renda e possui elasticidade preço perto de zero”. No entanto, os estudos que embasam esta conclusão possuem alguns problemas, decorrentes da definição da base de dados e da estrutura de preços do setor.

Outra literatura importante diz respeito aos estudos para avaliar a sensibilidade da demanda à diferentes preços durante o dia (em inglês, o chamado *Time of Use pricing*). A maior parte dos estudos envolve experimentos e coleta de micro-dados dos consumidores no período em volta da introdução da metodologia. Existem duas importantes resenhas de estudos sobre o tema, conduzidas por Ahmed Faruqui e seus co-autores (Faruqui e Malko (1983)[9] e Faruqui e Sergici (2010)[10]). No primeiro destes artigos, os autores descrevem os resultados de 12 experimentos com o consumo residencial e mostram que a elasticidade-preço da demanda é bem próxima de zero e que há substituição do consumo entre diferentes horários do dia em resposta a esta estrutura de preços. Esta resenha de experimentos foi atualizada com 15 novos experimentos por Faruqui e Sergici (2010)[10], e chegaram a conclusões similares.

Especificamente com relação a consumidores industriais, Sheen et. al. (1995)[18] realizam um estudo – não experimental – sobre a demanda industrial de eletricidade em Taiwan, encontrando demandas bastante elástica a preço nos diferentes segmentos do dia. Outro estudo clássico sobre o assunto é o de Aigner e Hirschberg (1985)[1], que encontram uma grande elasticidade de substituição em termos absolutos entre horários de pico e fora de pico para grandes consumidores industriais. Um mais recente e próximo da literatura contemporânea é o de Train e Mehrez (1994)[21], que inclusive utiliza uma metodologia similar a apresentada aqui<sup>2</sup>

Ainda assim, a existência de preços diferentes para distintos horários no dia é apenas parte da estrutura de preços que um consumidor industrial se defronta quando demanda eletricidade. Vamos revisar em mais profundidade a estrutura de preços de energia elétrica no Brasil na sub-seção seguinte.

## 2.1 Estrutura Tarifária de Energia Elétrica Industrial

Um ponto importante, e que possui efeitos importantes sobre o resultado da modelagem empírica, diz respeito ao fato que não são utilizados preços lineares para a energia elétrica, apresentando distinções importantes tanto em relação ao paradigma de preços lineares quanto à forma de cobrança da energia elétrica residencial. A primeira das diferenças é que, para a energia elétrica industrial, existem dois preços: preço da energia e preço da capacidade. O primeiro dos preços, o da energia, diz respeito ao valor monetário pago pelo fornecimento e consumo do Kwh para o consumidor, enquanto que o preço de capacidade trata do preço pago pelo consumidor para ter a energia disponível<sup>3</sup>. Caso o consumidor use energia além da contratada pela capacidade, esta é fornecida a preços muito superiores aos cobrados pela energia contratada.

Esta constitui a chamada “Tarifa Convencional”, em que a conta total para um cliente seria dada por:

$$T_C = d \times t_d + e \times t_e$$

Sendo que  $d$  representa a capacidade contratada e  $e$  a energia utilizada, e  $t_d$  e  $t_e$  as tarifas para capacidade e energia, respectivamente. Além disso, também existe discriminação dos preços por tempo de uso da eletricidade, com tarifas não lineares<sup>4</sup>. A primeira destas modalidades é chamada de Tarifa Verde, em que há um preço apenas para capacidade e dois preços para a energia – no pico e fora do pico<sup>5</sup>.

$$T_V = dt_d^V + e_p t_{ep}^V + e_{fp} t_{efp}^V$$

Nesta modalidade tarifária,  $e_p$  refere-se à energia cobrada nos horários de pico e  $e_{fp}$  à energia cobrada nos horários fora de pico. As tarifas nos diferentes horários são marcadas por  $t_{ep}^V$  e  $t_{efp}^V$ . Finalmente, segundo a Tarifa Azul, os consumidores precisam contratar níveis de capacidade tanto para o horário de pico quanto para o horário fora de pico. Além disso, precisam pagar pelo uso de energia nos dois períodos do dia – pico e fora de pico. Neste sentido, a conta total para um cliente industrial na categoria tarifária azul seria de:

$$T_A = d_p t_{dp}^A + d_{fp} t_{dfp}^A + e_p t_{ep}^A + e_{fp} t_{efp}^A$$

Em que:

- $d_p$  – Capacidade Contratada para o horário de pico
- $d_{fp}$  – Capacidade Contratada para o horário fora de pico
- $e_p$  – Uso de Energia no horário de pico
- $e_{fp}$  – Uso de Energia no horário fora de pico

<sup>2</sup>Com a diferença que eles permitem heterogeneidade nos coeficientes da função demanda individual, e permitindo apenas uma modalidade tarifária de precificação.

<sup>3</sup>Usualmente justifica-se esta separação de preços com base no argumento que a tarifa por capacidade auxiliaria na recuperação dos custos fixos, enquanto que a tarifa por energia cobriria os custos marginais da geração da energia consumida.

<sup>4</sup>Note-se que para o caso das tarifas residenciais, nós temos que a tarifação não linear diz respeito à quantidade consumida, e não de acordo com o horário do consumo, como no caso industrial.

<sup>5</sup>Define-se horário de pico como sendo o intervalo de 3 horas diárias no período de maior demanda de potência da empresa de distribuição de energia, válido apenas para os cinco dias úteis da semana.

Em certa medida, tanto a Tarifa Azul quanto a Tarifa Verde podem ser considerados como casos especiais da conhecida Tarifa em Duas Partes da microeconomia tradicional. A estrutura tarifária não apenas guarda interesse como um elemento chave do ambiente institucional em que a empresa opera, mas também porque mostra uma das principais limitações dos estudos passados sobre a demanda de energia elétrica. Tal limitação pode explicar porque os estudos realizados no Brasil usualmente encontram elasticidades preço tão mais baixas que na literatura internacional, e é relacionado com o fato que os preços apresentados nas séries ali utilizadas são preços médios. Ou seja, as variáveis que são representativas de preços naqueles estudos podem ser entendidas como receitas médias das operadoras de energia elétrica, e que guardam pouca relação com o preço do MWh marginal demandado pelo consumidor. Tais preços médios incluem também o preço do MWh marginal utilizado pelo consumidor sim, mas também todas as alterações sobre as unidades intra-marginais consumidas e, necessariamente, viesam as estimativas das elasticidades-preço da demanda.

Em resumo, o ambiente de regulação da distribuição de energia elétrica brasileiro utiliza múltiplas linhas tarifárias de precificação pelo horário do dia (TOU Pricing), além de preços de capacidade e energia. Neste sentido, a modelagem adequada da demanda industrial de energia brasileira necessita ir além da literatura. Modelos como o utilizado por Train e Mehrez (1994)[21], ainda que sejam um passo na direção certa, modelando a questão da *self-selection constraint*, não lida com a questão da demanda por energia e por capacidade, pois estão trabalhando com a demanda residencial. Além disso, só lidam com uma linha tarifária paralela à precificação constante ao longo do dia.

Para lidar com estes problemas, o presente artigo lança mão de uma base de dados em termos de empresas, com os preços diretamente enfrentados por elas, para estimar as elasticidades-preço da demanda tanto agregadas quanto em termos dos diferentes elementos das tarifas. A seção seguinte detalha a metodologia empregada.

### 3 Análise Empírica

Neste artigo, iremos propor um modelo estrutural para modelar a demanda industrial por energia elétrica que vai além dos modelos expostos acima, e consegue integrar a escolha por modalidade tarifária com a demanda por energia nos dois horários do dia (pico e fora de pico). Supõe-se que a empresa use os diferentes tipos de energia e capacidade mencionados anteriormente, fazendo com que a função de produção possa também ser escrita como

$$Q = F(e_p, e_{fp}, d_p, d_{fp}, \mathbf{Z})$$

Supondo separabilidade fraca e homoteticidade na função de produção, podemos reescrever esta função da seguinte forma:

$$Q = F(EE(d_p, d_{fp}, e_p, e_{fp}), \mathbf{Z})$$

Em que  $EE$  é uma medida de energia elétrica e  $\mathbf{Z}$  as quantidades dos outros insumos. Dadas estas hipóteses, podemos escrever a função de custos global da seguinte forma:

$$CT = C(C_{EE}(t_{ep}, t_{efp}, t_{dp}, t_{dfp}, Q), P_{\mathbf{Z}}, Q)$$

Dada esta premissa, temos que a escolha pode ser modelada em dois estágios; no primeiro, é determinado qual seria o menu tarifário e, em um segundo estágio, são determinadas as diferentes demandas por energia e capacidade dos diferentes produtos. Em especial,  $C_{EE} = C^A$ , se  $C^A < C^V$  e  $C^A < C^C$ , em que  $C^A$  é o custo de uma quantidade  $EE$  de energia sob a modalidade Azul,  $C^V$  o custo da mesma quantidade sob a modalidade Verde e  $C^C$  o custo sob a modalidade convencional. Da mesma forma,  $C_{EE} = C^V$  se o custo sob a modalidade verde for menor do que sob as outras modalidades.

Neste trabalho, iremos assumir uma forma funcional para a função de custos da forma PIGLOG:

$$\ln C_{EE}(t_{ep}, t_{efp}, t_{dp}, t_{dfp}, Q) = \alpha_0 + \sum_k \alpha_k \ln t_k + \frac{1}{2} \sum_j \sum_k \gamma_{jk} \ln t_j \ln t_k + Q \beta_0 \Pi_k t_k^{\beta_k}$$

Fazendo a diferenciação logarítmica com respeito a cada um dos preços dos tipos de energia, temos as seguintes equações para cada uma das tarifas<sup>6</sup>:

$$s_k = \alpha_k + \sum_j \gamma_{jk} \ln t_j + \beta_k Q \beta_0 \Pi_k t_k^{\beta_k}$$

<sup>6</sup>Greene (1984)[12] faz modelagem similar para o caso da demanda por óleo diesel combustível

Em que as variáveis  $s_k$  representam a participação no gasto total da  $k$ -ésimo tipo de serviço. Quando incorporamos o lucro econômico aos custos, temos que  $C_{EE} = RT - P_Z Z$ , ou seja, o custo da energia elétrica é igual á diferença entre a receita total menos os gastos com os outros insumos e os lucros econômicos. Assumindo que  $P_Z Z$  é uma fração de  $C_{EE}$ , podemos reescrever a equação da seguinte forma:

$$s_k = \alpha_k + \sum_j \gamma_{jk} \ln t_j + \beta_i \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right)$$

Em que  $C_{EE}$  é o despêndio total com energia elétrica e  $\mathbf{P}$  é um índice de preços de energia, assumindo no presente trabalho a forma linearizada de Índice de Stone:

$$\ln \mathbf{P} = \sum_k s_k \ln t_k$$

Ainda que interessante, a modelagem aqui colocada coloca dificuldades adicionais para a estimação, uma vez que as escolhas entre qual das modalidades tarifárias e a sobre qual tipo de energia consumir são inter-relacionadas. Em especial, as equações componentes do sistema acima serão distintas caso a modalidade tarifária escolhida seja a Azul, a Verde e a Convencional. Uma abordagem similar é a adotada por Lee, Maddala e Trost (1980)[15], que pode ser aplicada aqui, é a de caracterização deste problema econométrico como sendo uma aplicação de *switching simultaneous equations*:

$$i.f \ C_{EE}^A < C_{EE}^V \wedge C_{EE}^A < C_{EE}^C \begin{cases} s_{ep} &= \alpha_{ep} + \sum_j \gamma_{j,ep} \ln t_j + \beta_{ep} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \\ s_{efp} &= \alpha_{efp} + \sum_j \gamma_{j,efp} \ln t_j + \beta_{efp} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \\ s_{dp} &= \alpha_{dp} + \sum_j \gamma_{j,dp} \ln t_j + \beta_{dp} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \\ s_{dfp} &= \alpha_{dfp} + \sum_j \gamma_{j,dfp} \ln t_j + \beta_{dfp} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \end{cases}$$

Da mesma forma, se o custo usando a modalidade Verde for o menor, temos:

$$i.f \ C_{EE}^V < C_{EE}^A \wedge C_{EE}^V < C_{EE}^C \begin{cases} s_{ep} &= \alpha_{ep} + \sum_j \gamma_{j,ep} \ln t_j + \beta_{ep} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \\ s_{efp} &= \alpha_{efp} + \sum_j \gamma_{j,efp} \ln t_j + \beta_{efp} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \\ s_{dp} &= \alpha_{dp} + \sum_j \gamma_{j,dp} \ln t_j + \beta_{dp} \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) \end{cases}$$

Para lidar com este problema, propõe-se aqui a adição de um termo de seletividade para as equações estimadas sob cada um dos regimes. Este termo de seletividade depende de como o modelo de escolha da modalidade tarifária é especificado – uma vez que ele é um modelo de escolha discreta. Especificamente neste artigo, optou-se por modelar a escolha de modalidade tarifária como um LOGIT multinomial, como em Dubin e McFadden (1984)[8]. Com esta modelagem, uma equação genérica do sistema de equações acima fica com a seguinte forma – no exemplo a seguir, supondo que a modalidade escolhida seja a azul:

$$E(s_k | M = A) = \alpha_k + \sum_j \gamma_{jk} \ln t_j + \beta_i \ln \left( \frac{C_{EE}}{\mathbf{P}} \right) + \sigma \left[ r_1 \ln(P_A) + \sum_{j=V,C} r_j \frac{\ln(P_j)P_j}{(1 - P_j)} \right]$$

Em que  $\sigma$  representaria o desvio-padrão dos erros da equação original. Ainda que esta especificação leve à estimativas consistentes assintoticamente, temos um problema associado com a inferência. Em especial, na presença deste termo estimado entre colchetes, as estimativas são ineficientes. Para lidar com este problema, os erros-padrão foram calculados com *bootstrapping*, com 100 replicações e agrupamento (*clustering*) por empresa<sup>7</sup>.

<sup>7</sup>Também foram tentadas estimativas usando apenas o *bootstrapping*, sem o agrupamento, e os erros-padrão calculados da forma usual. Os resultados estão disponíveis com pedido aos autores, e não foram reportados. De uma forma geral, os resultados nestas estimativas alternativas foram melhores em termos de significância dos coeficientes, sendo que as conclusões derivadas no texto também seriam válidas para o caso das alternativas.

O modelo para a escolha da modalidade tarifária, base para o cálculo da probabilidade de escolha e do fator de correção de seletividade discutidos acima, se baseia na seguinte função utilidade para a alternativa  $j$ :

$$U_{ij} = V_{ij} + \varepsilon_j$$

Em que  $V_{ij}$  denota a parte determinística da utilidade para o consumidor decorrente de se inscrever à modalidade tarifária  $j$  e o  $\varepsilon_j$  a parte idiosincrática<sup>8</sup>. Em especial, foi adotada a seguinte parametrização para o termo  $V_j$ :

$$V_{ij} = \phi_{j0} + \phi_{j1}r_i + \phi_{j2}lfp_i + \phi_{j3}lp_i + \phi_{j4}C_{EEi} + \phi_{j5} \ln \mathbf{P}_i + f_s + t_i$$

Em que  $f_s$  são efeitos fixos de setor e  $t_i$  efeitos fixos de tempo. A categoria “Convencional” foi estabelecida como categoria base e, por isso, assumiu-se que  $V_{ij} = 0$  para esta categoria. A variável  $lfp$  se refere ao fator de carga no período fora de ponta, e a  $lp$  ao fator de carga no horário de ponta. Independentemente do horário, o fator de carga é um índice que demonstra se a energia consumida está sendo utilizada de maneira racional e econômica. Este índice varia entre zero a um, e é obtido pela relação entre a energia ativa consumida num determinado período de tempo e a energia ativa total que poderia ser consumida, caso a demanda medida do período (demanda máxima) fosse utilizada durante todo o tempo. Finalmente, a variável  $r$  representa a razão entre a demanda de pico e fora de pico. Diferentemente do fator de carga, que envolve tanto energia quanto capacidade, esta variável diz respeito apenas ao uso relativo de capacidade nos dois períodos.

Os coeficientes  $\phi$  são indexados de acordo com a alternativa (dai o subscrito  $j$ ), de forma a tentar capturar parte da heterogeneidade não observável<sup>9</sup>, e os erros padrão neste nível são calculados com agrupamento (*clustering*) por empresa. Este modelo para a escolha de modalidade foi estimado por Máxima Verossimilhança.

Os modelos do nível inferior foram estimados por *Seemingly Unrelated Regression* (SUR), com a possível imposição de restrições de homogeneidade e simetria na matriz de Slutsky e efeitos fixos por empresa na equação do nível superior. A principal razão para se decidir por incluir efeitos individuais apenas na equação de nível superior é que, na presença destes efeitos nas equações do AIDS, segundo Alston, Chalfant e Piggott (2001)[2], temos que o sistema resultante não é mais invariante à unidades de medida dos preços.

As condições de simetria são dadas por

$$\beta_{ij} = \beta_{ji}$$

E as condições de homogeneidade são:

$$\sum_j \beta_{ij} = 0$$

Se supusermos que os agentes gastem sempre 100% do dispêndio nestes quatro produtos, podemos adicionalmente recuperar os coeficientes da equação que não foi diretamente estimada – a chamada restrição de *adding-up*:

$$\begin{aligned} \sum_i \alpha_i &= 1 \\ \sum_i \beta_{ij} &= 0 \\ \sum_i \gamma_i &= 0 \end{aligned}$$

### 3.1 Dados

Para este artigo, foi compilada uma base de dados de consumo de energia elétrica por empresa, para o período entre janeiro de 2002 e dezembro de 2006. Tais informações dizem respeito a 646 empresas do setor

<sup>8</sup>Que assume-se que siga uma distribuição de Gumbel (também conhecida como de valores extremos).

<sup>9</sup>Note-se que aqui não se pretende uma interpretação estrutural dos coeficientes estimados no modelo de escolha de modalidade tarifária, apenas pretende-se caracterizar as probabilidades de escolha das diferentes modalidades para a construção posterior do termo de seleção da amostra.

industrial da economia, cuja divisão de acordo com a classificação CNAE a dois dígitos está disposta a seguir:

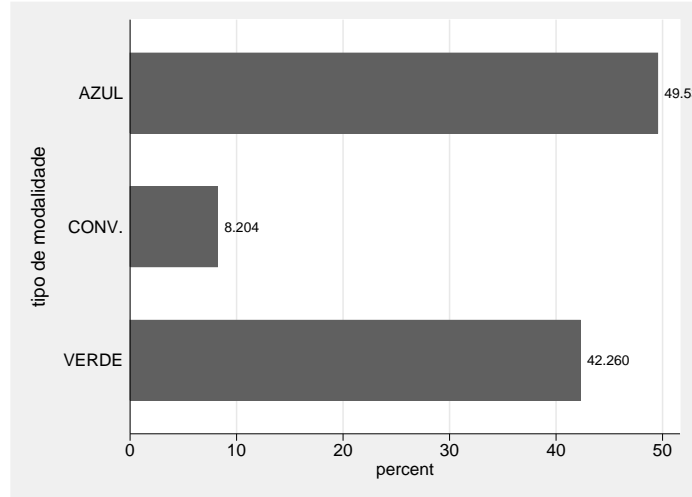
Tabela 2: Classificação CNAE das empresas da amostra

	Freq.	Part.	Válidos	Cum.
Plástico e Borracha	89	13.78	13.78	13.78
Veículos Automotores	55	8.51	8.51	22.29
Alimentos	51	7.89	7.89	30.19
Metalurgia Básica	51	7.89	7.89	38.08
Outros produtos químicos	50	7.74	7.74	45.82
Prod. metal (excluindo máquinas e equipamentos)	49	7.59	7.59	53.41
Máquinas e Equipamentos	45	6.97	6.97	60.37
Têxtil	34	5.26	5.26	65.63
Máquinas e equipamentos elétricos	32	4.95	4.95	70.59
Edição, impressão, reprodução	31	4.80	4.80	75.39
Farmacêutica	22	3.41	3.41	78.79
Vestuário e Acessórios	18	2.79	2.79	81.58
Minerais não metálicos	15	2.32	2.32	83.90
Celulose, papel	14	2.17	2.17	86.07
Diversos	13	2.01	2.01	88.08
Mat. eletrônico e comunicação	13	2.01	2.01	90.09
Perfumaria, sabões, detergentes	11	1.70	1.70	91.80
Extrativa	9	1.39	1.39	93.19
Mobiliário	7	1.08	1.08	94.27
Máquinas e equipamentos para escritório e de informática	7	1.08	1.08	95.36
Calçado e Artigos de couro	5	0.77	0.77	96.13
Outros equip. de transporte	4	0.62	0.62	96.75
Prod. metal (excluindo maq. e equip.)	4	0.62	0.62	97.37
Refino de petróleo e álcool	4	0.62	0.62	97.99
Equipamento hospitalar	3	0.46	0.46	98.45
Maq. e equip. elétricos	3	0.46	0.46	98.92
Fumo	2	0.31	0.31	99.23
Maquinas e Equipamentos	2	0.31	0.31	99.54
Bebidas	1	0.15	0.15	99.69
Madeira	1	0.15	0.15	99.85
Mat. eletrônico e de Comunicação	1	0.15	0.15	100.00
Total	646	100.00	100.00	

Podemos observar que, das empresas ali coletadas, temos uma boa dispersão em termos de setores cobertos pela amostra, sendo que a maior participação de empresas é no setor de Plásticos e Borracha, com apenas 13,78% da amostra. Setores intensivos no uso de energia, como o de metalurgia, são relativamente pouco importantes na amostra. Em termos das escolhas de menus tarifários, a figura a seguir mostra a distribuição das escolhas das empresas ao longo do tempo.



Figura 1: Categorias Energia



Podemos notar que a maior parte das empresas – cerca de 58% delas – utiliza a tarifa do tipo AZUL, enquanto que aproximadamente 30% utiliza a tarifa do tipo VERDE. O restante das observações (pares empresa/mês) pertence a empresas que, ao longo do período, mudaram de menu tarifário.

Tabela 3: Estatísticas Descritivas

	N	Média	Máx	Mín	Desv. Pad.
$s_{ep}$	38333.000	0.137	1.000	-0.015	0.129
$s_{efp}$	38333.000	0.508	1.000	0.000	0.147
$s_{dp}$	38333.000	0.166	0.786	0.000	0.184
$s_{dfp}$	38333.000	0.190	1.000	0.000	0.123
$v_{ep}$	38512.000	12572.995	3.47e+05	-238.086	19521.373
$v_{efp}$	38512.000	57176.113	2.70e+06	0.000	1.19e+05
$v_{dp}$	38512.000	26962.504	9.53e+05	0.000	60656.559
$v_{dfp}$	38512.000	12197.432	2.34e+05	0.000	13749.374
$t_{dp}$	38512.000	18.290	34.534	7.470	9.511
$t_{dfp}$	38512.000	8.975	34.347	3.093	3.124
$t_{ep}$	38512.000	445.484	910.143	72.099	312.854
$t_{efp}$	38512.000	106.428	182.343	50.779	29.953
$r$	38511.000	0.091	8.603	0.000	0.061
$lp$	38427.000	0.661	2.046	0.000	0.233
$lfp$	38510.000	0.504	1.745	0.002	0.183
$\mathbf{P}$	38512.000	4.007	4.538	3.234	0.221
$W_{EE}$	38333.000	10.865	15.203	5.069	1.251

Na tabela anterior, temos que as variáveis  $s_{efp}$ ,  $s_{ep}$ ,  $s_{dp}$  e  $s_{dfp}$  dizem respeito à participação nos gastos das empresas em um determinado mês com o consumo de energia (fora de ponta e nos horários de ponta, respectivamente), e com a aquisição de capacidade – igualmente separado em ponta e fora de ponta. Em termos de valor, as variáveis  $v_{ep}$ ,  $v_{efp}$ ,  $v_{dp}$  e  $v_{dfp}$  dizem respeito ao dispêndio com energia e capacidade, tanto no horário fora de ponta e no horário de ponta. Aproveitando a notação da seção anterior, temos que  $C_{EE} = v_{ep} + v_{efp} + v_{dp} + v_{dfp}$

Da tabela anterior, podemos notar que em média, a maior participação nos gastos é de energia fora de ponta, enquanto que os gastos com a capacidade vêm depois, ainda que bastante distantes. Em termos de preços, os valores são muito maiores para o consumo do que para a capacidade.

A seguir, são apresentados os resultados do modelo de escolha discreta da modalidade.

Tabela 4: Modelo – Modalidade

	Modelo 1		Modelo 2	
Eq. AZUL				
$r$	-4.104		-0.831	**
	(-0.934)		(-3.064)	
$lp$	0.396		-0.763	
	(0.560)		(-0.788)	
$lfp$	-4.079	***	-3.113	**
	(-3.382)		(-2.972)	
<b>P</b>	-7.211	***	-83.460	***
	(-11.933)		(-6.093)	
$C_{EE}$	3.128	***	2.568	***
	(11.336)		(7.668)	
Constant	1.116		303.705	***
	(0.451)		(97.233)	
Eq. VERDE				
$r$	-9.232		-3.373	
	(-1.897)		(-1.088)	
$lp$	-2.218	**	-4.129	***
	(-3.227)		(-4.070)	
$lfp$	-3.492	***	-1.858	*
	(-3.422)		(-2.052)	
<b>P</b>	-3.799	***	-76.434	***
	(-6.865)		(-5.604)	
$C_{EE}$	2.259	***	1.741	***
	(10.815)		(6.371)	
Constant	-1.273		288.296	
	(-0.580)		(.)	
Dummies de Tempo	No		Yes	
Dummies de Setor	No		Yes	
Number of Obs.	38248		38248	
Pseudo R2	0.359		0.499	
Chi-Squared.	456.823		.	
P-Val. Chi2	0.000		.	

OBS: Boostrapped t Stats in Parentheses. Codes: P-value<0.01 \*\*\*, P-value<0.05 \*\* and P-value<0.1 \*.

Com relação aos modelos específicos para as modalidades Azul e Verde, os resultados estão a seguir. Em cada tabela observamos quatro colunas, duas associadas com cada um dos modelos de escolha discreta – com os valores de termos de seleção específicos de cada modelo. Em cada par de colunas temos o modelo sendo estimado com e sem as restrições de homogeneidade e simetria<sup>10</sup>.

Tabela 5: Modelo Modalidade Azul

	Sem R.		Com R.	
Eq. ( $s_{ep}$ )				
$\ln(t_{DP})$	-0.050	-0.058	-0.026	-0.059
	(-1.655)	(-1.620)	(-1.464)	(-2.355)
$\ln(t_{DFP})$	0.086	0.054	0.076	0.058
	(4.745)	(2.597)	(7.676)	(3.980)
$\ln(t_{EP})$	-0.098	-0.025	-0.099	-0.036
	(-3.010)	(-1.234)	(-3.067)	(-1.842)
$\ln(t_{EFP})$	0.120	0.029	0.104	0.037

Continua na próxima página.

<sup>10</sup>A terceira restrição, de *adding-up*, é usada para se recuperar os coeficientes da equação não estimada.

Cont.	Sem R.	Com R.	Sem Restr	Com Restr.
$\ln(C_{EE}/\mathbf{P})$	(3.562) -0.019 **	(1.814) -0.007	(3.680) -0.014 *	(2.310) -0.009 *
$\ln(P_A)\text{-Mod.1}$	(-2.845) 0.034 ***	(-1.397) 0.036 ***	(-2.396)	(-1.988)
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)\text{-Mod.1}$	(6.568) -0.050	(6.703) -0.124	***	
$\ln(P_V)P_V/(1 - P_V)\text{-Mod.1}$	(-1.359) 0.104 ***	(-3.973) 0.033 **	**	
$\ln(P_A)\text{-Mod.2}$	(5.530)	(2.681)	0.021 ***	0.020 ***
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)\text{-Mod.2}$			(4.302) -0.075	(4.347) -0.098
$\ln(P_V)P_V/(1 - P_V)\text{-Mod.2}$			(-1.166) 0.082 ***	(-1.344) 0.039 ***
Constant	0.240 ** (2.690)	0.244 *** (4.417)	0.210 ** (2.627)	0.274 *** (5.021)
Eq. ( $s_{efp}$ )				
$\ln(t_{DFP})$	-0.129 (-1.542)	0.244 (5.269)	*** -0.163 (-2.496)	* 0.173 (4.841)
$\ln(t_{DFP})$	0.104 * (2.240)	-0.161 (-5.327)	*** 0.144 (3.945)	*** -0.139 (-6.035)
$\ln(t_{EP})$	-0.216 *** (-4.510)	0.029 (1.814)	-0.250 (-5.049)	*** 0.037 (2.310)
$\ln(t_{EFP})$	0.238 *** (4.582)	-0.112 (-4.004)	*** 0.312 (6.938)	*** -0.071 (-2.786)
$\ln(C_{EE}/\mathbf{P})$	0.074 *** (8.601)	0.093 *** (12.800)	*** 0.051 (6.254)	*** 0.065 (11.049)
$\ln(P_A)\text{-Mod.1}$	-0.028 (-1.876)	-0.030 (-1.951)		
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)\text{-Mod.1}$	-0.029 (-0.382)	-0.125 (-1.650)		
$\ln(P_V)P_V/(1 - P_V)\text{-Mod.1}$	-0.173 *** (-3.627)	-0.243 *** (-6.671)		
$\ln(P_A)\text{-Mod.2}$			-0.024 (-1.368)	-0.029 (-1.679)
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)\text{-Mod.2}$			0.272 (1.679)	0.073 (0.407)
$\ln(P_V)P_V/(1 - P_V)\text{-Mod.2}$			-0.031 (-0.738)	-0.113 (-3.916)
Constant	0.043 (0.381)	-0.495 (-6.499)	*** 0.154 (1.437)	-0.260 (-4.281)
Eq. ( $s_{dp}$ )				
$\ln(t_{DFP})$	0.257 ** (3.255)	-0.373 (-5.643)	*** 0.318 (5.256)	*** -0.232 (-4.482)
$\ln(t_{DFP})$	-0.206 *** (-4.624)	0.187 (4.275)	*** -0.262 (-7.666)	*** 0.118 (3.500)
$\ln(t_{EP})$	0.200 *** (4.428)	-0.058 (-1.620)	0.222 (4.409)	*** -0.059 (-2.355)
$\ln(t_{EFP})$	-0.189 *** (-3.811)	0.244 (5.269)	*** -0.263 (-5.850)	*** 0.173 (4.841)
$\ln(C_{EE}/\mathbf{P})$	-0.050 *** (-5.130)	-0.065 (-7.377)	*** -0.029 (-3.494)	*** -0.041 (-5.999)
$\ln(P_A)\text{-Mod.1}$	0.041 ** (2.787)	0.044 (2.334)	*	
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)\text{-Mod.1}$	-0.109 (-1.274)	-0.034 (-0.393)		
$\ln(P_V)P_V/(1 - P_V)\text{-Mod.1}$	0.190 *** (3.516)	0.236 *** (4.934)	***	
$\ln(P_A)\text{-Mod.2}$			0.024 (1.145)	0.028 (1.341)
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)\text{-Mod.2}$			-0.414 (-2.112)	* -0.156 (-0.668)
$\ln(P_V)P_V/(1 - P_V)\text{-Mod.2}$			0.043 (0.902)	0.102 (3.065)
Constant	0.212 (1.772)	0.987 (8.534)	*** 0.121 (1.105)	0.742 (9.455)
Number of Obs.	19043	19043	19040	19040
R-sq 1st eqn.	0.186	0.146	0.143	0.108
R-sq 2nd eqn.	0.243	0.216	0.220	0.175
R-sq 3rd eqn.	0.121	0.077	0.069	0.020

OBS: Asymptotic t Stats in Parentheses. Codes: P-value<0.01 \*\*\*, P-value<0.05 \*\* and P-value<0.1 \*.

Tabela 6: Modelo Modalidade Verde

	Sem R.		Com R.		Sem Restr		Com Restr.	
Eq. ( $s_{ep}$ )								
$\ln(t_{DFP})$	-0.273	***	-0.042		0.075		0.115	*
	(-4.689)		(-0.933)		(1.065)		(2.266)	
$\ln(t_{EP})$	0.498	***	0.058		-0.062		-0.069	
	(9.023)		(1.092)		(-0.782)		(-1.211)	
$\ln(t_{EFP})$	-0.036	**	-0.016		-0.044	***	-0.047	***
	(-2.705)		(-0.937)		(-3.447)		(-3.927)	
$\ln(C_{EE}/\mathbf{P})$	-0.082	***	-0.070	***	-0.030	**	-0.030	**
	(-6.479)		(-4.353)		(-3.102)		(-3.141)	
$\ln(P_V)$ -Mod.1	0.005		0.011					
	(0.327)		(0.799)					
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)$ -Mod.1	-0.056		-0.099					
	(-1.267)		(-1.608)					
$\ln(P_A)P_A/(1 - P_A)$ -Mod.1	-0.600	***	-0.579	***				
	(-14.919)		(-12.486)					
$\ln(P_V)$ -Mod.2					-0.014		-0.015	
					(-0.705)		(-0.767)	
$\ln(P_A)P_A/(1 - P_A)$ -Mod.2					-0.367	***	-0.367	***
					(-9.025)		(-10.065)	
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)$ -Mod.2					-0.003		-0.016	
					(-0.029)		(-0.126)	
Constant	-2.126	***	0.144		0.675		0.639	**
	(-8.649)		(0.547)		(1.879)		(2.617)	
Eq. ( $s_{efp}$ )								
$\ln(t_{DFP})$	0.094		-0.136	***	-0.065		-0.122	***
	(1.856)		(-7.595)		(-1.095)		(-7.556)	
$\ln(t_{EP})$	-0.406	***	-0.016		-0.082		-0.047	***
	(-7.856)		(-0.937)		(-1.183)		(-3.927)	
$\ln(t_{EFP})$	0.157	***	0.139	***	0.207	***	0.207	***
	(10.621)		(8.434)		(19.540)		(21.502)	
$\ln(C_{EE}/\mathbf{P})$	0.164	***	0.155	***	0.084	***	0.084	***
	(11.918)		(10.254)		(9.456)		(8.598)	
$\ln(P_V)$ -Mod.1	0.033	*	0.028					
	(2.052)		(1.853)					
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)$ -Mod.1	-0.215	***	-0.183	**				
	(-3.344)		(-2.817)					
$\ln(P_A)P_A/(1 - P_A)$ -Mod.1	0.403	***	0.387	***				
	(12.262)		(9.502)					
$\ln(P_V)$ -Mod.2					0.012		0.013	
					(0.863)		(1.003)	
$\ln(P_A)P_A/(1 - P_A)$ -Mod.2					0.227	***	0.227	***
					(6.678)		(7.434)	
$\ln(P_C)P_C/(1 - P_C)$ -Mod.2					-0.241	*	-0.228	
					(-2.007)		(-1.682)	
Constant	1.484	***	-0.485	***	-0.133		-0.247	***
	(6.283)		(-4.288)		(-0.418)		(-3.409)	
Number of Obs.	16228		16228		16229		16229	
R-sq 1st eqn.	0.362		0.354		0.274		0.273	
R-sq 2nd eqn.	0.371		0.366		0.304		0.304	

OBS: Asymptotic t Stats in Parentheses. Codes: P-value<0.01 \*\*\*, P-value<0.05 \*\* and P-value<0.1 \*.

A partir destas estimativas, é possível calcular as elasticidades para cada tipo de serviço sobre as modalidades:

Tabela 7: Elasticidades - Modelo 1 (AZUL)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_{dp}$	$t_{dfp}$
$e_p$	-1.697 (0.232)	0.951 (0.270)	-0.341 (0.219)	0.656 (0.135)
$e_{fp}$	-0.446 (0.093)	-0.605 (0.108)	-0.278 (0.165)	0.177 (0.092)
$d_p$	1.249 (0.268)	-0.988 (0.317)	0.600 (0.477)	-1.187 (0.269)
$d_{fp}$	0.604 (0.071)	-0.878 (0.121)	-0.410 (0.197)	-0.908 (0.117)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Tabela 8: Elasticidades - Modelo 2 (AZUL)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_{dp}$	$t_{dfp}$
$e_p$	-1.178 (0.146)	0.236 (0.125)	-0.413 (0.264)	0.407 (0.149)
$e_{fp}$	0.031 (0.030)	-1.313 (0.059)	0.450 (0.090)	-0.351 (0.060)
$d_p$	-0.293 (0.210)	1.671 (0.297)	-3.185 (0.396)	1.201 (0.266)
$d_{fp}$	0.301 (0.110)	-0.794 (0.162)	1.003 (0.230)	-1.403 (0.152)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Tabela 9: Elasticidades - Modelo 3 (AZUL)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_{dp}$	$t_{dfp}$
$e_p$	-1.708 (0.230)	0.812 (0.227)	-0.171 (0.131)	0.579 (0.074)
$e_{fp}$	-0.506 (0.096)	-0.436 (0.094)	-0.338 (0.129)	0.265 (0.072)
$d_p$	1.363 (0.300)	-1.496 (0.286)	0.948 (0.367)	-1.547 (0.206)
$d_{fp}$	0.671 (0.077)	-0.785 (0.101)	-0.676 (0.151)	-0.772 (0.077)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Tabela 10: Elasticidades - Modelo 4 (AZUL)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_{dp}$	$t_{dfp}$
$e_p$	-1.254 (0.139)	0.307 (0.130)	-0.422 (0.187)	0.437 (0.103)
$e_{fp}$	0.056 (0.031)	-1.206 (0.053)	0.319 (0.070)	-0.298 (0.045)
$d_p$	-0.323 (0.150)	1.168 (0.224)	-2.356 (0.311)	0.758 (0.203)
$d_{fp}$	0.316 (0.076)	-0.692 (0.124)	0.635 (0.177)	-1.180 (0.116)

OBS: Erros Padrão entre parênteses calculados com o Método Delta

Os resultados das tabelas acima nos permitem tirar algumas conclusões importantes sobre as características da demanda industrial por energia elétrica. Em primeiro lugar, temos que para todos os serviços a demanda é bastante elástica a preço, indicando que a resposta da quantidade demandada do serviço (seja ele energia ou capacidade) a um aumento de 1% no preço do serviço é muito superior a 1%. Além disso, o padrão de elasticidades cruzadas é tal que existe substituição ao longo do dia – ou seja, em resposta a um aumento no preço do serviço em apenas uma parte do dia, os consumidores deslocam sua demanda para a parte do dia em que este preço não subiu. Outro ponto interessante dos resultados é que este deslocamento da demanda é mais intenso do horário de pico para o horário fora de pico do que o contrário.

Finalmente, as elasticidades cruzadas negativas entre energia e capacidade são indicativas de complementariedade entre os dois bens – ou seja, uma elevação do preço da energia no horário fora de pico reduz a demanda por energia neste horário além de reduzir a capacidade.

A seguir, temos o cálculo das elasticidades-preço e cruzadas para as empresas na modalidade Verde.

Tabela 11: Elasticidades - Modelo 1 (VERDE)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_d$
$e_p$	2.730 (0.406)	0.042 (0.132)	-1.882 (0.425)
$e_{fp}$	-0.844 (0.102)	-0.856 (0.041)	0.124 (0.100)
$d$	-0.425 (0.251)	-0.417 (0.080)	0.024 (0.247)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Tabela 12: Elasticidades - Modelo 2 (VERDE)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_d$
$e_p$	-0.505 (0.383)	0.141 (0.177)	-0.210 (0.334)
$e_{fp}$	-0.074 (0.032)	-0.881 (0.046)	-0.325 (0.038)
$d$	-0.160 (0.236)	-0.420 (0.082)	0.021 (0.245)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Tabela 13: Elasticidades - Modelo 3 (VERDE)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_d$
$e_p$	-1.428 (0.584)	-0.214 (0.110)	0.593 (0.518)
$e_{fp}$	-0.185 (0.137)	-0.676 (0.026)	-0.159 (0.117)
$d$	0.802 (0.325)	-0.712 (0.049)	-1.000 (0.290)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Tabela 14: Elasticidades - Modelo 4 (VERDE)

	$t_{ep}$	$t_{efp}$	$t_d$
$e_p$	-1.474 (0.415)	-0.231 (0.104)	0.887 (0.373)
$e_{fp}$	-0.115 (0.023)	-0.676 (0.025)	-0.272 (0.033)
$d$	0.648 (0.268)	-0.701 (0.046)	-0.912 (0.258)

OBS: Erros Padrão calculados com o Método Delta

Os resultados aqui indicam que a demanda por energia nos horários de pico é elástica, enquanto que a demanda por energia nos horários fora de pico e a demanda por capacidade são inelásticas. Sobre o padrão de substituição e complementariedade, apenas energia de ponta e capacidade são substitutos, enquanto que energia fora de pico e capacidade são substitutos entre si, bem como energia no horário fora de pico e capacidade. Ou seja, a uma elevação no preço da energia fora de pico, há uma redução na demanda por energia no horário de pico, e de capacidade contratada também.

Estes resultados parecem distintos dos obtidos para a modalidade azul, mas é importante ter em mente o papel da capacidade contratada neste caso. Uma unidade de capacidade usada no horário de pico significa que existe uma unidade de capacidade a menos disponível para o horário fora de pico e vice-versa. Neste sentido, podemos interpretar a resposta à elevação de preços da energia fora de pico da seguinte forma: em resposta a esta elevação da tarifa de energia, a empresa reduz seu consumo agregado de energia. No entanto, esta redução é assimétrica ao longo do dia, sendo que o consumo de fora de pico é menor e para absorver parte desse deslocamento a empresa adquire mais unidades de capacidade.

## 4 Conclusões

Neste artigo, foi proposto um modelo econométrico para a demanda por energia elétrica e capacidade dos consumidores industriais brasileiros. Diferentemente dos consumidores residenciais, os consumidores industriais brasileiros, além de consumir energia e capacidade, também enfrentam um menu de tarifas com discriminação de preços por horário do dia (o chamado *Time of Use Pricing*). Além disso, cada uma das três linhas tarifárias (Azul, Verde ou Convencional) também possui diferentes componentes e discriminação de preços. Todas estas características combinadas colocam um problema empírico que, até o momento, não foi enfrentado de forma conjunta na literatura.

Uma vez que a escolha por estas linhas tarifárias não é mandatória – os consumidores escolhem qual das três linhas tarifárias é a mais adequada para eles – a estimativa da demanda por energia e capacidade em cada uma das modalidades tarifárias sem levar em consideração o problema da escolha da modalidade tarifária acabaria por viesar os coeficientes estimados das funções de demanda. Para lidar com este problema, inicialmente foi estimado um modelo de escolha discreta multinomial para, em um momento posterior,

utilizar as probabilidades de escolha de forma a garantir que as estimativas dos coeficientes fossem não-viesadas.

Esta metodologia foi aplicada em uma amostra não-aleatória de 646 grandes consumidores industriais brasileiros (com demandas acima de 300 KW), para um período entre janeiro de 2002 e dezembro de 2006. Observamos que as demandas pelos diferentes serviços (capacidade e energia, separados por horário de pico e horário fora de pico) são elásticas a preços e, pelo menos na modalidade AZUL, há complementariedade entre energia e capacidade nos diferentes períodos do dia.

O presente trabalho, por ser uma das primeiras investigações usando esta metodologia e esta base de micro-dados, coloca interessantes caminhos para pesquisas futuras. O primeiro deles seria a incorporação de heterogeneidade nos coeficientes dos modelos nos dois estágios (por meio de coeficientes aleatórios), e a segunda seria experimentar com diferentes especificações de demanda.

## Referências

- [1] Dennis J. Aigner and Joseph G. Hirschberg. Commercial/industrial customer response to time-of-use electricity prices: Some experimental results. *The RAND Journal of Economics*, 16(3):pp. 341–355, 1985.
- [2] Julian M. Alston, James A. Chalfant, and Nicholas E. Piggott. Incorporating demand shifters in the almost ideal demand system. *Economics Letters*, 70(1):73–78, 2001.
- [3] Thompson A. Andrade and Waldir J. A. Lobão. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no brasil. TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 489, junho 1997.
- [4] Thomas Bue Bjorner, Mikael Togeby, and Henrik Holm Jensen. Industrial companies' demand for electricity: evidence from a micropanel. *Energy Economics*, 23(5):595–617, September 2001.
- [5] Douglas R. Bohi and Mary Beth Zimmerman. An update on econometric studies of energy demand behavior. *Annual Review of Energy*, 9:105–54, 1984.
- [6] Leonardo Bornacki de Mattos. Uma estimativa da demanda industrial de energia elétrica no brasil: 1974-2002. *Organizações Rurais e Agroindustriais*, 7(2):238–246, 2005.
- [7] Leonardo Bornacki de Mattos and João Eustáquio de Lima. Demanda residencial de energia elétrica em minas gerais: 1970-2002 [residential demand for electrical energy in minas gerais: 1970-2002]. *Nova Economia*, 15(3):31–52, September 2005.
- [8] Jeffrey A Dubin and Daniel L. McFadden. An econometric analysis of residential electric appliance holdings and consumption. *Econometrica*, 52(2):345–62, 1984.
- [9] Ahmad Faruqui and J. Robert Malko. The residential demand for electricity by time-of-use: A survey of twelve experiments with peak load pricing. *Energy*, 8(10):781 – 795, 1983.
- [10] Ahmad Faruqui and Sanem Sergici. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 38:193–225, 2010. 10.1007/s11149-010-9127-y.
- [11] Massimo Filippini. Electricity demand by time of use an application of the household aids model. *Energy Economics*, 17(3):197 – 204, 1995.
- [12] David L. Greene. A derived demand model of regional highway diesel fuel use. *Transportation Research Part B: Methodological*, 18(1):43–61, February 1984.
- [13] James M. Griffin. Methodological advances in energy modelling: 1970-1990. *The Energy Journal*, 14(1):111–124, 1993.
- [14] Guilherme Irfi, Ivan Castelar, Marcelo Lettieri Siqueira, and Fabrício Carneiro Linhares. Previsão da demanda por energia elétrica para classes de consumo na região nordeste, usando ols dinâmico e mudança de regime. *Economia Aplicada*, 13(1):69–98, Jan-Mar 2009.



- [15] Lung-fei Lee, G S Maddala, and R P Trost. Asymptotic covariance matrices of two-stage probit and two-stage tobit methods for simultaneous equations models with selectivity. *Econometrica*, 48(2):491–503, March 1980.
- [16] Eduardo Marco Modiano. Elasticidade-renda e preços da demanda de energia elétrica no brasil. Texto para Discussão n° 68 - Departamento de Economia PUC-RIO, Maio 1984.
- [17] Cristiane Alkmin Junqueira Schmidt and Marcos A. M. Lima. A demanda por energia elétrica no brasil. *Revista Brasileira de Economia*, 58(1):67–98, 2004.
- [18] J.-N. Sheen, C.-S. Chen, and T.-Y. Wang. Response of large industrial customers to electricity pricing by voluntary time-of-use in taiwan. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 142(2):157–166, March 1995.
- [19] Marcelo Lettieri Siqueira, Herbertes de Hollanda Cordeiro Júnior, and Ivan Castelar. A demanda por energia elétrica no nordeste brasileiro após o racionamento de 2001-2002: Previsões de longo prazo. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, 36(1):137–178, 2006.
- [20] Lester D. Taylor. The demand for electricity: A survey. *Bell Journal of Economics*, 6(1):74–110, Spring 1975.
- [21] Kenneth Train and Gil Mehrez. Optional time-of-use prices for electricity: Econometric analysis of surplus and pareto impacts. *The RAND Journal of Economics*, 25(2):pp. 263–283, 1994.

## A Apêndice

Tabela 15: Resultados da Estimação – Modalidades Azul e Verde

	Azul-Sem R.		Azul-Com R.		Verde-Sem R.		Verde-Com R.
Eqn. (??)							
ln( $t_{DP}$ )	-0.085 (-6.206)	***	0.019 (3.588)	***			
ln( $t_{DFP}$ )	0.082 (11.308)	***	0.010 (3.026)	**	-0.078 (-1.037)		-0.029 (-0.629)
ln( $t_{EP}$ )	-0.036 (-7.763)	***	0.009 (2.062)	*	0.124 (1.501)		0.136 (2.805)
ln( $t_{EFP}$ )	0.044 (7.092)	***	-0.038 (-8.390)	***	-0.101 (-16.334)	***	-0.107 (-19.828)
ln( $Y/P$ )	0.009 (22.527)	***	0.008 (21.041)	***	0.046 (34.366)	***	0.046 (34.267)
Constant	0.113 (8.331)	***	0.071 (10.634)	***	-0.262 (-0.700)		-0.423 (-2.001)
Eqn. (??)							
ln( $t_{DP}$ )	-0.082 (-2.718)	**	0.049 (6.186)	***			
ln( $t_{DFP}$ )	0.113 (7.046)	***	-0.063 (-12.805)	***	-0.027 (-0.407)		-0.094 (-10.039)
ln( $t_{EP}$ )	-0.299 (-29.580)	***	-0.038 (-8.390)	***	-0.134 (-1.872)		-0.107 (-19.828)
ln( $t_{EFP}$ )	0.344 (25.068)	***	0.052 (8.087)	***	0.237 (43.902)	***	0.239 (54.043)
ln( $Y/P$ )	0.034 (40.373)	***	0.029 (38.358)	***	0.035 (29.919)	***	0.035 (29.996)
Constant	0.217 (7.289)	***	0.159 (18.218)	***	0.185 (0.569)		0.138 (5.957)
Eqn. (??)							
ln( $t_{DP}$ )	0.206 (6.554)	***	-0.109 (-8.807)	***			
ln( $t_{DFP}$ )	-0.218 (-13.039)	***	0.042 (5.587)	***			
ln( $t_{EP}$ )	0.270 (25.702)	***	0.019 (3.588)	***			
ln( $t_{EFP}$ )	-0.286 (-19.999)	***	0.049 (6.186)	***			
ln( $Y/P$ )	-0.011 (-12.550)	***	-0.008 (-9.367)	***			
Constant	0.081 (2.614)	**	0.343 (35.401)	***			
Number of Obs.	19076		19076		16280		16280
R-sq 1st eqn.	0.048		0.033		0.085		0.084
R-sq 2nd eqn.	0.208		0.157		0.215		0.215
R-sq 3rd eqn.	0.053		0.006				

OBS: Asymptotic t Stats in Parentheses. Codes: P-value<0.01 \*\*\*, P-value<0.05 \*\* and P-value<0.1 \*.

### A.1 Elasticidades

As elasticidades são obtidas a partir da seguinte fórmula:

$$e_{ii} = \frac{\beta_{ii} - \gamma_i s_i}{s_i} - 1$$

$$e_{ij} = \frac{\beta_{ij} - \gamma_i s_j}{s_i}$$

$$e_w = 1 + \frac{\gamma_i}{s_i}$$

Os erros-padrão das elasticidades, nas tabelas a seguir, são calculados a partir do método delta (comando `nlcom` no STATA 10)

Tabela 16: Elasticidades - Modelo 1

	ep	efp	dp	dfp
vcp	-0.947	0.119	0.047	-0.003
vcpf	0.179	-1.198	0.720	-0.570
vdp	-0.313	1.125	-3.226	1.857
vdfp	0.038	0.505	0.326	-0.707

Tabela 17: Erros-Padrão Elast.- Modelo 1

	ep	efp	dp	dfp
vcp	0.028	0.025	0.064	0.033
vcpf	0.041	0.036	0.093	0.048
vdp	0.148	0.129	0.338	0.171
vdfp	0.080	0.070	0.183	0.093

Tabela 18: Elasticidades - Modelo 2

	ep	efp	dp	dfp
vcp	-0.881	0.214	0.400	-0.108
vcpf	0.053	-0.572	0.002	0.106
vdp	0.343	0.080	-0.688	-0.004
vdfp	-0.072	0.322	-0.015	-0.569

Tabela 19: Erros-Padrão Elast.- Modelo 2

	ep	efp	dp	dfp
vcp	0.020	0.022	0.024	0.014
vcpf	0.006	0.015	0.022	0.014
vdp	0.020	0.068	0.121	0.072
vdfp	0.010	0.037	0.063	0.037

Tabela 20: Elasticidades - Modelo 3

	ep	efp	dp	dfp
vcp	-0.805	0.693	0.129	0.257
vcpf	0.308	-0.595	-0.477	0.369
vdp	-0.135	1.596	0.842	-0.004
vdfp	0.208	0.950	0.857	-0.701

Tabela 21: Erros-Padrão Elast.- Modelo 3

	ep	efp	dp	dfp
vcp	0.029	0.036	0.065	0.034
vcpf	0.038	0.047	0.112	0.069
vdp	0.104	0.088	0.357	0.176
vdfp	0.079	0.074	0.182	0.094

Tabela 22: Elasticidades - Modelo 4

	ep	efp	dp	dfp
vcp	-0.831	0.648	0.266	0.130
vcfp	0.176	-0.266	0.232	0.085
vdp	0.212	0.677	-1.465	0.741
vdfp	0.090	0.208	0.652	-0.761

Tabela 23: Erros-Padrão Elast.- Modelo 4

	ep	efp	dp	dfp
vcp	0.021	0.027	0.024	0.013
vcfp	0.007	0.016	0.015	0.013
vdp	0.019	0.045	0.072	0.051
vdfp	0.009	0.033	0.044	0.031